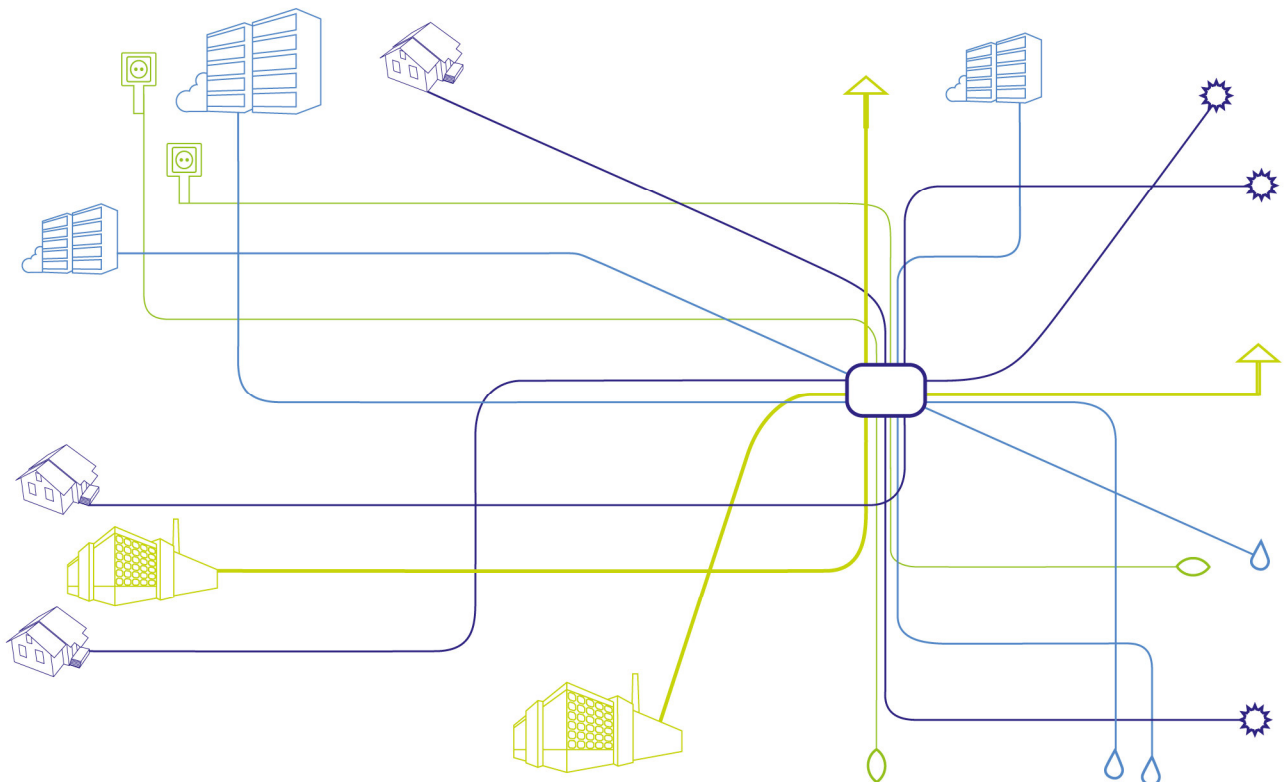




SISI

Smart City Judenburg durch Synergiepotenziale mit der Industrie



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung. Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert.

Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepages www.klimafonds.gv.at sowie www.smartcities.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „**Smart Cities Demo - 6. Ausschreibung**“. Die Vision des Klima- und Energiefonds für die Smart-Cities-Initiative mit ihren jährlichen Ausschreibungen ist die erstmalige Umsetzung einer „Smart City“ oder einer „Smart Urban Region“, in der technische und soziale Innovationen intelligent eingesetzt und kombiniert werden, um die Lebensqualität künftiger Generationen zu erhalten bzw. zu optimieren. Ein Stadtteil bzw. -quartier, eine Siedlung oder eine urbane Region in Österreich soll durch den Einsatz intelligenter grüner Technologien zu einer „Zero Emission City“ oder „Zero Emission Urban Region“ werden.

Smarte Stadtentwicklung erfordert intelligente, vernetzte und integrierte Lösungen. Mittelfristig werden **groß angelegte, sichtbare Demonstrationsprojekte** in ganz Österreich angestrebt, die sowohl Maßnahmenbündel **im Bestand** („Retrofit“), als auch **im Neubau** umfassen. Die mehrjährige Smart-Cities-Initiative des Klima- und Energiefonds ist strategisch klar auf **Umsetzungen** ausgerichtet: Entsprechend sind insbesondere Technologieentwicklungen essentiell, die die **Interaktion und Vernetzung zwischen einzelnen technischen Systemen** ermöglichen. Auf die **thematische Offenheit hinsichtlich**

der Wahl der Technologien (beispielsweise für die Energieaufbringung, für Effizienz, Speicherung, Kommunikation, Mobilität etc.) wird dabei Wert gelegt.

Neue Konzepte sozialer Innovation sollen in den Projekten dazu genutzt werden, um alle relevanten Akteure mit ihren unterschiedlichen Interessen und Kompetenzen in den Transformationsprozess einzubinden und z.B. als Testgruppen zu integrieren.

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, appearing as a stylized, abstract scribble.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

A. Projektdetails

Kurztitel:	SISI
Langtitel:	Smart City Judenburg durch Synergiepotenziale mit der Industrie
Programm:	Smart Cities Demo - 6. Ausschreibung
Dauer:	01.04.2016 bis 31.03.2017
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	FH JOANNEUM GmbH – Institut für Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement
Kontaktperson – Name:	Katharina Karner, MSc
Kontaktperson – Adresse:	Werk-VI-Straße 46a, A-8605 Kapfenberg
Kontaktperson – Telefon:	+ 43 (0) 3862 33600 8364
Kontaktperson E-Mail:	katharina.karner@fh-joanneum.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik Energieagentur Obersteiermark GmbH Stadtgemeinde Judenburg
Projektwebsite:	
Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen-/Technologiebereiche)	☐ Gebäude ☒ Energienetze ☐ andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme ☐ Mobilität ☐ Kommunikation und Information
Projektgesamtkosten genehmigt:	237.842 €
Fördersumme genehmigt:	185.337 €
Klimafonds-Nr:	KR15SC6F12520

Erstellt am:	29.05.2017
---------------------	------------

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

B. Projektbeschreibung

B.1 Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation:	Das Projekt SISI stellt die Brücke, zwischen der als Basis erarbeiteten Grundlagenstudie (PESI FFG Nr. 845219) und Demonstrationsanwendungen, der energetischen Verschränkung zwischen Industrie und dem urbanen Umfeld, dar. Die ersten Ergebnisse von PESI zeigen, dass eine Integration von industrieller Energie machbar ist und einen wesentlichen Teil des Endenergiebedarfs decken kann.
Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:	Energienetze
Inhalte und Zielsetzungen:	Im Projekt SISI wird nun eine Feinabstimmung des Energieaustausches zwischen Stadt und Industrie am Beispiel und in Kooperation mit der Stadt Judenburg durchgeführt. Ziel ist, neben einer Integration von industrieller Energie, die möglichst vollständige Versorgung der Stadt Judenburg, durch die zusätzliche Einbindung von regionaler und regenerativer Energie. Im Vergleich zum Stand der Technik, der die Integration von industrieller Abwärme, als größtenteils problematisch und mit hohem Aufwand verbunden ansieht und andere industrielle Energieträger (Abfall, temperierte Abwässer, Dachflächen) vernachlässigt, wird im Projekt SISI industrielle Energie als integrierter Energieträger zum Erreichen des Ziels einer regionalen und regenerativen Vollversorgung der Stadt Judenburg gesehen.
Methodische Vorgehensweise:	Hierbei wird in einem ersten Schritt überprüft, wie die verstärkte energetische Verschränkung mit der Industrie und eine darüber hinausgehende Integration weiterer regionaler, regenerativer Energieträger mit den Zielpfaden den regionalen und kommunalen Entwicklungsplänen und Nachhaltigkeitskonzepten übereinstimmen. Aufbauend auf den verfügbaren Potenzialen industrieller Energie und regionaler, regenerativer Energieträger werden in Abstimmung mit den kommunalen und regionalen Entwicklungsplänen Ziele identifiziert und verschiedene Szenarien entwickelt. Für die möglichen Ziele werden Kennzahlen erarbeitet, die auch außerhalb des Projekts als Benchmarks für die energetische Kopplung von Städten und Industriebetrieben angewendet werden können. Die Umsetzbarkeit wird über umfassende Simulationen überprüft, wobei auch eine Auswahl geeigneter Technologien erfolgt. Mit der Technologieauswahl können allfällige technische Randbedingungen integriert werden, was die Signifikanz der Projektergebnisse entscheidend verbessert. Mit der Technologieauswahl sind darüber hinaus Basisinformationen über die Kosten der untersuchten Szenarien verfügbar, wodurch eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit möglich wird.
Ergebnisse und Schlussfolgerungen:	Der Regionalenergiefaktor stellt den Anteil an erneuerbar bereitgestellter Endenergie zum Gesamtendenergieverbrauch dar. Zusätzlich wird die Regionalität, also die Herkunft der Energieträger, miteinbezogen. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass industrielle Energie

	einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung der Stadt leisten kann. Im Zusammenhang mit regionaler, erneuerbarer Energie wird ein Regionalenergiefaktor für Strom von 100% und für Wärme von bis zu 62% erreicht (Basis: Jahresenergiemengen). Wird der zeitliche Anfall und Bedarf und Angebot in die Betrachtung inkludiert, reduziert sich der Prozentsatz und es werden Deckungsgrade von bis zu 57% für Strom und 47% für Wärme erreicht (Berücksichtigung von Lastgängen). Basierend auf den erarbeiteten Ergebnissen werden folgende Handlungsempfehlungen gegeben: 1. Gründung einer Gesellschaft zur Umsetzung innovativer integrierter Energieprojekte „Energiezukunft Judenburg“: Die Gesellschaft kann durch die bewusste Schwerpunktsetzung Projekte mit längeren Amortisationszeiten realisieren, die in diesem Zusammenhang entstehenden Einsparungen können gegebenenfalls im Sinne des Energieeffizienzgesetzes geltend gemacht werden 2. Marketing verstärken: Vermarktung der Stadtgemeinde Judenburg als moderne, zukunftsgerichtete Energiestadt schafft Bewusstsein bei der Bevölkerung und den Stakeholder 3. Installation von Wärmepumpen bei den Industriebetrieben: Nutzung des Abwasserpotenzials und Einspeisung ins Fernwärmenetz 4. Installation von PV-Anlagen: • PV auf öffentlichen Dächern: z.B.: Schulzentrum Lindfeld, Tennishalle Strettweg • PV auf Wohngebäuden der in der stadteigenen Wohnbaugesellschaft und privaten Gebäuden • PV auf Gewerbe- und Industriedachflächen 5. Installation von Wärmetauscher bei den Industriebetrieben: Nutzung der Abwärme des Rauchgases, Einspeisung der Wärme ins Fernwärmenetz 6. Objektversorgung mit Biomasse: Umstellung von fossilen auf biogene Heizungsanlagen in Eigenheimen in den Stadtrandbereichen, die nicht mit Fernwärme versorgt werden können
Ausblick:	Das Konsortium wird den im Projekt SISI entwickelten Ansatz im internationalen Austausch verglichen und weiter verbessern, das Know-How vertiefen (Wärmepumpeneinsatz) und erweitern (Sektorkopplung, domänenübergreifender Einsatz von Energieträgern) und die Erkenntnisse in anderen Projekten einsetzen. Die im Projekt SISI erarbeiteten Ergebnisse können durch Anpassung an die geänderten Rahmenbedingungen von den Zielgruppen verwendet werden. Somit können sowohl zeitliche als auch finanzielle Ressourcen bei der Planung von zukünftigen Demonstrationsvorhaben betreffen Industrie-Stadt-Agglomerationen zielgerichtet eingesetzt werden. Eine erste Abschätzung über das Synergiepotenzial und des

	Regionalenergiefaktors kann getroffen werden.
--	---

B.2 English Abstract

Initial situation / motivation:	The project SISI is the bridge between the fundamental study PESI (FFG no. 845219) and demonstration applications. The first results of the project PESI show that the integration of industrial energy is feasible and can cover an essential part of the final energy demand of urban areas.
Thematic content / technology areas covered:	Energy networks
Contents and objectives:	In the project SISI fine tuning of the energy exchange between the city and industry is now performed by the example and in cooperation with the district capital Judenburg. The aim is, in addition to an integration of industrial energy, the full supply of the town Judenburg through the additional involvement of regional and renewable energy. The state of the art considers the integration of large amounts of industrial waste heat as problematic and involved with high costs and neglects other industrial energy sources (waste, waste water, roof surfaces). The project SISI sees industrial energy as an essential source of energy for achieving the goal of a regional and renewable supply of the district capital Judenburg.
Methods:	In a first step, it is analyzed how the enhanced energy entanglement with industry and the integration of other regional, renewable energy sources coincide with the targets and paths of regional and local development plans. Based on the available potential of industrial energy and regional renewable energy goals are identified and different scenarios for energy development are set up. Indicators are developed to evaluate these measures and to enable benchmarking of other cities with energetic coupling of industries and cities. The practicability of the integration of industrial energy and renewable energy will be reviewed through extensive simulations. Technical constraints are an important part of the simulation and improve the significance of the project results is decisively. Based on a technology selection an economic assessment is done.
Results:	The results show that industrial energy can make a significant contribution to the energy supply of the city. Including regional, renewable energy sources the share of renewable energy in the electricity sector can be increased to 100% and in the heating sector to 62% (based on amounts of energy). If the time characteristic of supply and demand is taken into consideration, the percentage is reduced and cover ratios of up to 57% for electricity and 47% for heat are achieved (load profiles are integrated in the assessment).

	Based on the results, the following guidance are recommended: 1. Establishment of a company for the implementation of innovative integrated energy projects "Energiezukunft Judenburg": By deliberately focusing on projects, the company can realize projects with longer amortization times, the resulting savings can be claimed in the sense of the Energy Efficiency Act 2. Strengthen marketing: marketing the city of Judenburg as a modern, future-oriented energy center creates awareness among the population and the stakeholders 3. Installation of heat pumps in industrial plants: use of the wastewater potential and feed in the district heating grid 4. Installation of PV systems: • PV on public roofs: e.g. school complex Lindfeld, indoor tennis center Strettweg • PV on residential buildings of the urban dwelling-house company and private buildings • PV on commercial and industrial roofs 5. Installation of heat exchangers in industrial plants: utilization of the waste heat from flue gas, feeding the heat in the district heating grid 6. Object supply with biomass: Conversion from fossil to biogenic heating systems in private homes in areas which cannot be supplied by district heating
Outlook / suggestions for future research:	The consortium will compare and further improve the approach developed in the project through international exchange. We will deepen (heat pump application) and expand (sector coupling, cross-domain use of energy carriers) our know-how and use the results in other projects. The results obtained in the project can be used by the target groups by adapting to the changed framework conditions. Thus, both temporal and financial resources can be spared in the planning of future demonstration projects. A first estimate of the synergy potential and the regional energy factor can be made.

B.3 Langfassung

Inhaltsverzeichnis

B.3 Einleitung	8
B.4 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt	11
B.4.1 Standes der Technik	11
B.4.2 Vorarbeiten zum Thema	13
B.4.3 Neuerungen gegenüber Ist-Stand	13
B.4.4 Methoden und Vorgehensweise	13
B.5 Ergebnisse des Projekts	18
B.5.1 Energieeffizienzkennzahlen	18
B.5.2 Energiestrategien	25
B.5.3 Zieldefinition	29
B.5.4 Technologische Aspekte	29
B.5.5 Potenziale	43
B.5.6 Ökonomische Bewertung	46
B.5.7 Szenariendefinition	65
B.5.8 Modellierung und Simulation	73
B.6 Erreichung der Programmziele	87
B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	91
B.8 Empfehlungen	95

B.3 Einleitung

Eine Stadt oder urbane Region hat einen Energiebedarf, der über das Jahr hin schwankt, dennoch aber bestimmte Charakteristika im Verlauf aufweist. Ebenso sind industrielle Prozesse durch einen Energieverbrauch gekennzeichnet bzw. stellen abhängig vom Produktionsprozess auch Energie bereit. Die Schwankungen des Energiebedarfs hängen somit von Produktionszyklen, Schichtsystemen und vor allem von den Prozessen selbst ab. Der Anfall an industrieller Energie¹ in den Prozessen und Betrieben wird meist nicht sinnvoll genutzt. Oftmals ist das auch gar nicht im Betrieb möglich. Das selbe gilt für große ungenutzte Dachflächen von Industriebetrieben.

Anstatt das industrielle Energiepotenzial also ungenutzt zu lassen, kann man es in der nahegelegenen Stadt oder urbanen Region verwenden. Damit erhöht sich auch die Energieeffizienz des Gesamtsystems Betrieb-Stadt. Wie Ergebnisse aus dem Projekt PESI (FFG Nr. 845219) zeigen, sind Synergien zwischen Stadt und Industrie durchaus ableitbar.

Im Zuge des neuen Energieeffizienzgesetzes sind Methoden zur Erhöhung der Energieeffizienz im Unternehmen und in den Prozessen gefragt. Unter diesem Blickwinkel werden zukünftig Möglichkeiten benötigt werden, um den Forderungen langfristig Folge zu leisten. Die Auskoppelung und Nutzung der industriellen Energie stellt dafür eine innovative Option dar.

Der Energiebedarf der Industrie trägt einen Großteil zum Gesamtenergiebedarf einer Stadt bei, im Falle von Judenburg 67%. Der Energiebedarf der Industrie ist aber kaum beeinflussbar, ohne die Produktivität oder die Qualität der Produkte zu beeinflussen. Die Integration der industriellen Energie in das urbane Energienetz bietet für die Industriebetriebe die Möglichkeit, den gesetzlichen Forderungen zu entsprechen und ihre Energieeffizienz zu erhöhen. Für die Stadt ergibt sich die Option die Abhängigkeit von externen Energielieferanten zu verringern und damit den Primärenergiebedarf und die CO₂ Emissionen zu reduzieren. In Kombination mit anderen regionalen, erneuerbaren Energieressourcen bietet sich hier eine Chance, urbane Regionen und Städte in Richtung Zero Emission Cities zu entwickeln.

Aufgabenstellung

Die Grundlagen wurden im Vorprojekt PESI erarbeitet. Das Projekt SISI dient der exemplarischen Durchführung, um konkrete Vorarbeiten für ein Demonstrationsprojekt zu liefern. SISI stellt somit die Schnittstelle zwischen Grundlage und Demonstration dar. In Abbildung 1 ist die Eingliederung des Projektes SISI in das übergeordnete Entwicklungskonzept der Stadt Judenburg dargestellt.

¹ Industrielle Energie beinhaltet sämtliche Abwärmeströme (über Abgas / Abluft, Konvektion, Strahlung und Wasser aus dem Betrieb abgeführt), sowie Energie gebunden in Form von Reststoffen, und Dachflächen bzw. regenerative Energieträger, die auf den Standorten der Industriebetriebe zusätzlich gewonnen werden können (PV, Solarthermie).

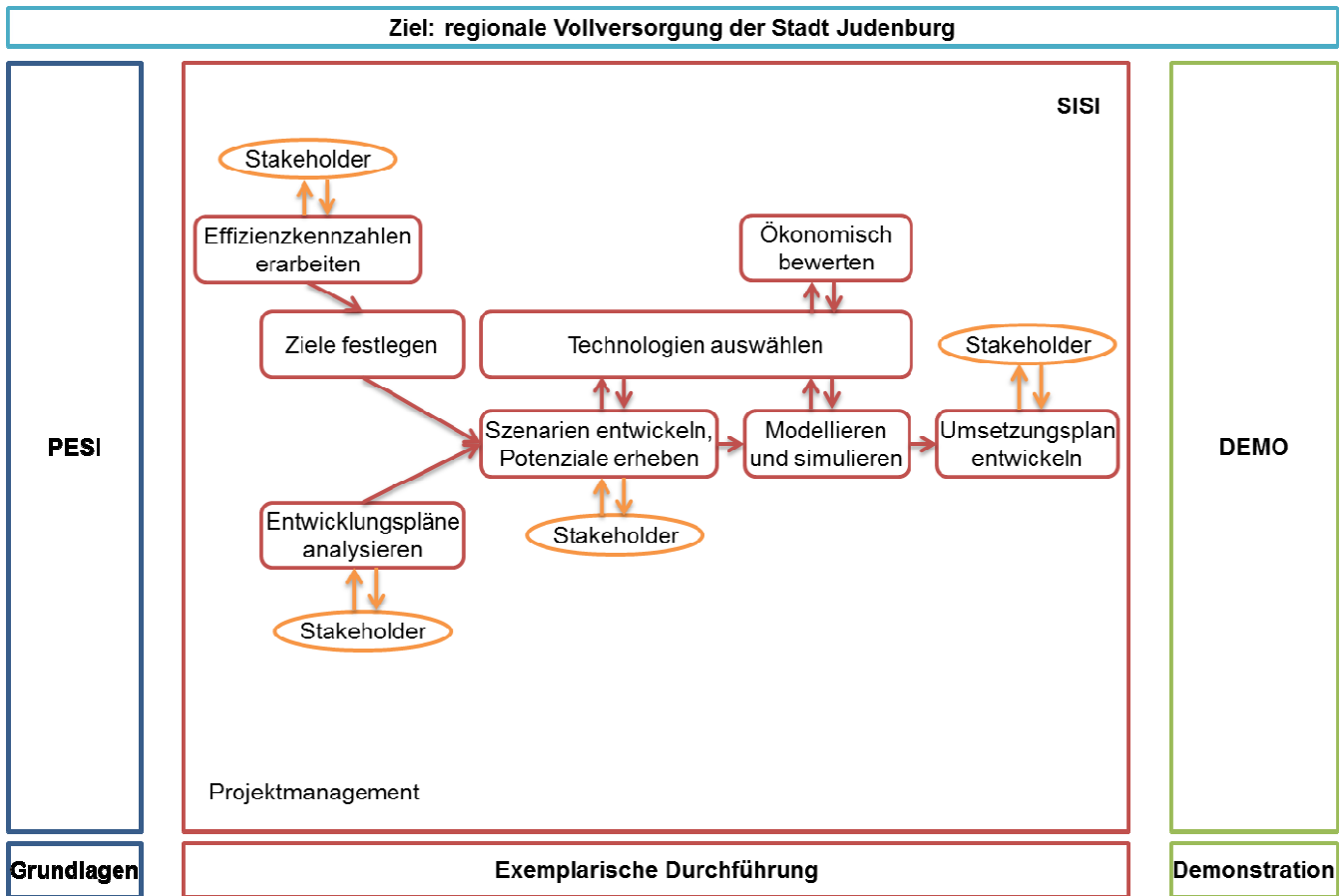


Abbildung 1: Einordnung des Projektes SISI in das Entwicklungskonzept der Stadt Judenburg

Ziel des Projektes ist die regionale energetische Vollversorgung der Stadt Judenburg. Unter regionaler Energie werden sowohl erneuerbare Energieträger als auch industrielle Energie zusammengefasst. Industrielle Energie entsteht in industriellen und gewerblichen Prozessen und liegt als erwärmtes Abwasser (Abwärme über Wasser aus dem Prozess abgeführt), Abfall oder Abwärme (Abwärme über Luft oder Dampf vom Prozess abgeführt) vor. Zusätzlich können freie Dachflächen für die Erschließung von solarer Energie verwendet werden. Diese Energiequellen können nun zur Strom-, Kälte- und Wärmeerzeugung im urbanen Umfeld genutzt werden.

Schwerpunkte des Projektes

Das Projekt bereitet die Umsetzung zur Erreichung der Klimaziele der Stadt Judenburg vor. Judenburg hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 den gesamten Energieverbrauch aus regionalen, regenerativen Energieträgern zu decken. Durch den erstellten Umsetzungsplan wird dieses strategische Ziel durch konkrete Umsetzungsvorschläge unterstützt. Es wird dabei für alle relevanten Stakeholder klar ersichtlich hergeleitet, welche Maßnahmen in welcher Form zur Umsetzung zu bringen sind.

Aufbau der Arbeit

Der Aufbau der Arbeit orientiert sich am Projektablauf und den Arbeitspaketen. Kapitel B.5. gliedert sich dementsprechend in die Abschnitte „Energieeffizienzkennzahlen“, „Energiestrategien“, „Zieldefinition“, „Technologische Aspekte“, „Potenziale“, „Ökonomische Bewertung“, „Szenariendefinition“, „Modellierung und Simulation“ und „Handlungsempfehlungen und Umsetzungsplan“. Innerhalb des Projektes wurde ein integrativer Ansatz gewählt, um die einzelnen Fragestellungen und Arbeitspakete zu erarbeiten.

B.4 Hintergrundinformationen zum Projekthinhalt

B.4.1 Standes der Technik

Industrielle Energie entsteht in industriellen und gewerblichen Prozessen und liegt als erwärmtes Abwasser (Abwärme über Wasser aus dem Prozess abgeführt), Abfall oder Abwärme (Abwärme über Luft oder Dampf vom Prozess abgeführt) vor. Zusätzlich können freie Dachflächen für die Erschließung von solarer Energie verwendet werden. Diese Energiequellen können nun zur Strom-, Kälte- und Wärmeerzeugung im urbanen Umfeld genutzt werden.

Von den Primärenergiepotenzialen aus der Industrie und dem Gewerbe wird bislang meist nur Abwärme direkt innerhalb der industriellen Produktion genutzt. Außerdem ist man immer wieder mit der Situation konfrontiert, dass Überschussenergie im System grundsätzlich in nutzbarer Form vorliegt, aber nicht genutzt werden kann.

Die Nutzung der Primärenergiepotenziale durch z.B. die Wärmenutzung des warmen Abwassers fand bislang eher in untergeordnetem Ausmaß statt. Die Projekte, die bisher realisiert wurden, verfolgen eine Nutzung von Anteilen der Abwärme, die mit konstanter Wärmeleistung zur Verfügung stehen, oder speisen mit instationärem Verlauf in sehr große Fernwärmenetze ein, die durch diese ungleichmäßige Wärmeeinlieferung nicht in ihrer Betriebssicherheit beeinflusst werden. Die vorhandenen Potenziale werden somit nicht vollständig genutzt.

Die Ausgliederung der Überschussenergie außerhalb der Produktionsprozesse bedeutet einerseits eine zusätzliche Einnahmequelle für die Industriebetriebe, stellt andererseits aber eine Herausforderung hinsichtlich der Energielieferung dar, da besonders auf die Verbrauchscharakteristik der Stadt außerhalb der industriellen Produktion Rücksicht genommen werden muss. In diesem Zusammenhang gilt es, die Synergien und Potenziale dahingehend zu erheben.

Abwasser

Durch die Nichtverwendung von warmem Abwasser, gehen große Mengen an Energie verloren. Besonders wasserintensive Branchen, wie die Papier- und Zellstoffindustrie oder die Lebensmittelindustrie, aber auch die Stahlindustrie würden Abwasser in großen Mengen und mit interessanten Temperaturniveaus (im Bereich von 35 °C) zur Verfügung stellen. Für die Gewinnung von Abwasserwärme gibt es nun drei Möglichkeiten:

- Direkte Nutzung
- Wärme aus der Kanalisation
- Wärme aus der Kläranlage

Für Rückgewinnung der Abwärme aus industriellem Abwasser sind in den meisten Fällen nur die ersten beiden Möglichkeiten von Bedeutung, eine Ausnahme stellen natürlich Betriebe dar, die über eine eigene Abwasserreinigungsanlage verfügen. [1]

Für die Wirksamkeit von Kläranlagen stellt die Rückgewinnung der Wärme keinen Nachteil dar. Im Gegenteil, viele Industriebetriebe müssen ihr Abwasser bevor sie es in den Vorfluter abgeben dürfen kühlen bzw. mit Frischwasser vermischen. Das verfügbare WärmePotenzial bleibt somit in vielen Fällen unverwertet und belastet thermisch und ökologisch unerwünscht die Gewässer. [2]

Darüber hinaus muss die Prozesswärme vielfach vor der Behandlung in der Kläranlage gekühlt werden, damit die hohen Temperaturen des Abwassers die Biologie, die für den Reinigungsprozess des Abwassers in der Kläranlage notwendig ist, nicht zerstört. [2]

Abwärme

Bei industriellen Prozessen fallen oft große Mengen an Abwärme an, die oft nicht weiter genutzt und über aufwendige Kühleinrichtungen oder direkt an die Umgebung abgegeben werden. Abwärme ist grundsätzlich ein Nebenprodukt der normalen betrieblichen Produktion. Diese betriebliche Produktion steht immer im Vordergrund und ist gegenüber der Wärmebereitstellung stets prioritär. Die Nutzung von Abwärme ordnet sich daher den normalen Produktionsabläufen unter. Typische Abwärmeströme aus Industriebetrieben sind beispielsweise:

- Abwärme aus Rauchgasen
- Abwärme aus Strukturkühlung und Wärmebehandlungsanlagen
- Abwärme aus Batch-Prozessen
- Abwärme aus Produkt- und Aggregatkühlung

Diese unterscheiden sich anhand ihrer Liefercharakteristik und anhand ihrer Temperaturniveaus. Das Temperaturniveau der Abwärme reicht von heißen Abgasströmen mit mehreren hundert Grad bis hin zu Niedertemperatur-Abwärme im Bereich von 40 bis 60°C. Zudem sind Abwärmeströme hinsichtlich des Lastverlaufes von den davor geschalteten Industrieprozessen abhängig und können demnach starken kurzzeitigen aber auch langfristigen Schwankungen unterliegen (instationäre Abwärmeerzeugung). Durch die instationäre Charakteristik von industrieller Abwärme stellt es eine Herausforderung dar, diese in ein urbanes Wärmeverteilnetz zu integrieren. [3]

Abfall

Abfälle können unterschiedlichen Behandlungen zugeführt werden. Je nach Bedarf müssen Abfälle konditioniert werden, bevor sie behandelt werden. Im Falle der energetischen Nutzung von industriellen Abfällen werden diese einer thermischen Behandlung zugeführt. Zusätzlich ist eine Deponierung von unbehandelten Abfällen seit 2004 in Österreich grundsätzlich nicht mehr erlaubt. [4]

Freie Dachflächen zur Gewinnung von solarer Energie

Industrie- und Gewerbebetriebe bieten sich für eine energetische Flächennutzung durch z.B. große Dachflächen optimal an. Für die Betriebe ist es oftmals unwirtschaftlich mittels PV- oder Solarthermieranlagen Strom und Wärme zu erzeugen, da sie günstiger zugekauft werden können. Für die nahegelegene Stadt bietet sich hier aber dennoch eine Möglichkeit, günstige und saubere Energie zu beziehen. Ein Großteil der industriellen Dachflächen sind Flachdächer, welche durch einen geringen Winkel eine gewisse Flexibilität bei der Aufständigung, Aufstellung und Ausrichtung der Module ermöglicht. Satteldächer haben einen Winkel zwischen 20 bis 50° und die Ausrichtung der Module ist an die Gegebenheiten durch das Satteldach vorbestimmt. Ein Vorteil für die Nutzung der freien Dachflächen für die Stromerzeugung mittels Photovoltaik besteht in der Nutzung vorhandener Infrastruktur. In der Regel ist ein Anschluss der Betriebe an das Mittelspannungsnetz bereits vorhanden,

und kann für die PV-Anlage verwendet werden. Dadurch ergibt sich ein geringerer Aufwand für die Netzeinspeisung von Solarstrom.

B.4.2 Vorarbeiten zum Thema

Das Projekt SISI baut auf den Ergebnissen der beiden Projekte IVAN (FFG Nr. 814969) und PESI (FFG Nr. 845219) auf. Im Projekt IVAN wurde eine Datenbasis und Bewertungsmethodik erarbeitet, welche zu einer verstärkten Nutzung der industriellen Abwärme führt. Im Projekt PESI wurden die Grundlagen für das Projekt SISI erarbeitet. Ergebnisse über Synergiepotenzialabschätzungen zwischen Industrie und Stadt wurden durch ein Simulationsmodell erarbeitet, Hochrechnungen über CO₂ Einsparungen und erste Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit und möglichen Geschäftsmodellen liegen vor.

B.4.3 Neuerungen gegenüber Ist-Stand

Im zuvor ausgeführten Stand der Technik wurde hergeleitet, dass bisher die Integration von industrieller Energie, als Teil vorhandener regionaler Energie kaum stattgefunden hat bzw. nur Teile der zur Verfügung stehenden industriellen Energie für eine Nutzung außerhalb der Betriebe in Betracht gezogen wurden.

Im Vorprojekt PESI wurde erstmals schwerpunktmäßig das Augenmerk auf diese Aspekte gerichtet. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wird nun im Projekt SISI industrielle Energie als integraler Bestandteil von regional verfügbarer und erneuerbarer Energie gesehen. Im Speziellen wird diese Kombination für die Stadt Judenburg analysiert, um eine regionale Vollversorgung der Stadt Judenburg zu ermöglichen. Aufbauen auf den Ergebnissen von SISI wird als nächster Schritt ein Demonstrationsprojekt angestrebt.

Neuartig sind die entwickelten standardisierten Konzepte und Pläne, die für jede Stadt und urbane Region ähnlicher Charakteristik angewandt werden können und somit die Multiplizierbarkeit der Ergebnisse erhöhen. Somit wird ein Konzept geschaffen, das es urbanen Industriestandorten ermöglicht, ihre Energieeffizienz quantitativ zu erhöhen und Treibhausgasemissionen und Primärenergie einzusparen. Zusätzlich werden diese auf die Stadt Judenburg angewandt, ein Umsetzungsplan entwickelt und die Vorarbeiten für ein Demonstrationsprojekt gemacht.

B.4.4 Methoden und Vorgehensweise

Die Gliederung der Methodik und Vorgehensweise orientiert sich am Aufbau der Ergebnisdarstellung.

Energieeffizienzkennzahlen

Allgemein anwendbare Kennzahlen zur Bewertung regenerativer Energieversorgung von Städten wurden entwickelt. In einem ersten Schritt werden die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich Energieeffizienz recherchiert. Dafür werden die Energieeffizienz-Richtlinie, das Energieeffizienzgesetz (EffG) und die Energieeffizienz-Richtlinienverordnung herangezogen. Die Anrechenbarkeit der im Projekt untersuchten Maßnahmen gemäß EEffG wurde überprüft und deren Methodik zur Berechnung der Endenergie der Endenergieeinsparung aufbereitet.

Im zweiten Schritt wurden Indikatoren und Kennzahlen zu Bewertung von Smart Cities, Stadt- Industrieagglomerationen und erneuerbarer Energieversorgung von urbanen Regionen recherchiert und untersucht. Die Kennzahlen ermöglichen ein (inter-)nationales Benchmarking für die Städte. Zusätzlich dienen die Kennzahlen als wichtiges Kriterium in der Entscheidungs- und Bewertungsmatrix.

Die Kennzahlen Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Regionalenergiefaktor sind an den Indikatoren der ISO 37120:2014 [5] angelehnt. Die Primärenergiefaktoren wurden anhand des Methodendokuments von Theissing (2009) [6] erstellt. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden die Kennzahlen Gestehungskosten für Energie und die regionale Wertschöpfung verwendet.

Energiestrategien

Als verwendetes Medium wurde das Internet für regionale und nationale Strategien zum Thema nachhaltige Entwicklung und Energiekonzepte durchforstet. Die Homepage der Europäischen Kommission stellte die gesuchten Informationen über die aktuellen europäischen Strategien sowie nachhaltige Energiekonzepte bereit. Auf nationaler Ebene konnten Informationen von der Homepage des Bundesministeriums entnommen werden. Für das Bundesland Steiermark stellte sich die Homepage des Landes Steiermark als nützliche Informationsquelle heraus. Regionale Informationen konnten im Speziellen auf der Homepage des Regionalmanagements sowie auf der Internetseite der Stadtgemeinde Judenburg gefunden werden.

Ältere Versionen von Konzepten und Strategien existieren für fast alle analysierten Strategien. In diesem Bericht sind jedoch nur die letzten bzw. aktuellen Versionen der Konzepte und Strategien zusammengefasst. Alle recherchierten Entwicklungsstrategien, Konzepte und Pläne wurden analysiert und zusammengefasst. Besonderes Augenmerk wurde auf die Ziele und auf die gesetzten Maßnahmen gelegt.

Zieldefinition

Die Festlegung der Ziele für die Stadtgemeinde Judenburg basiert auf den erarbeiteten Energieeffizienzkennzahlen und den analysierten Strategiedokumenten. Gemeinsam mit den relevanten Stakeholdern wurden die Rahmenbedingungen für die Entscheidungs- und Bewertungsmatrix festgelegt.

Technologische Aspekte

Basierend auf den Potenzialen wurden geeignete Technologien recherchiert und praxisnahe Werte angegeben, welche im Rahmen dreier unterschiedlicher Szenarien auftreten können. Der realistische Fall stellt selbstverständlich das wichtigste Resultat dar, während „Best Case“ und „Worst Case“ die mögliche Spannweite der einzelnen Kennzahlen verdeutlichen. Als Grundlage für sämtliche Ergebnistabellen dient eine detaillierte Literaturrecherche und Vergleiche mit industriell umgesetzten Projekten in vergleichbarer Größenordnung.

Potenztiale

Im Projekt PESI wurde bereits das theoretische Potenzial von industrieller Energie erhoben und mit einer grundlegenden Technologieauswahl verknüpft, um das technische Potenzial auszuweisen. Im Projekt SISI wird zusätzlich zur industriellen Energie auch das Potenzial an erneuerbarer Energie erhoben und die Technologieauswahl verfeinert, um einen konkreten Umsetzungsplan entwickeln zu können. Die Potenzialerhebung bei den Industriebetrieben erfolgte durch vor-Ort Erhebungen und Interviews der Energiebeauftragten der jeweiligen Betriebe. Die Potenziale der erneuerbaren Energieträger wurden durch die Projektpartner bereitgestellt.

Ökonomische Bewertung

Die ermittelten und beschriebenen Technologien wurden unter Zuhilfenahme ökonomischer Daten wirtschaftlich bewertet werden. Dabei erfolgt eine Bewertung unter Zuhilfenahme der dynamischen Investitionsrechnung. Nach ausgiebiger Recherche der benötigten wirtschaftlichen Daten können die unterschiedlichen Szenarien berechnet und bewertet werden. Für sämtliche Technologien gilt ein Betrachtungszeitraum von 30 Jahren, welcher im Rahmen der Projektlaufzeit Ziele bis zum Jahr 2050 berücksichtigen soll. Als wesentlicher Punkt jeder Investitionsrechnung gelten die Kapitalkosten – WACC (Weighted Average Cost of Capital) – welche für die betrachteten Szenarien mit 7 % angenommen werden.

Oftmals dienen nicht nur die erzielbaren Nettobarwerte von unterschiedlichen Projekten als Entscheidungsgrundlage. Ein wesentliches Wirtschaftlichkeitskriterium stellen zusätzlich die mit der Erzeugung von Strom und Wärme verbundenen Kosten dar. Die so genannten Strom- bzw. Wärmegegostehungskosten geben die durchschnittlichen diskontierten Kosten in €/MWh über den gesamten Nutzungszeitraum an. Die Berechnung der spezifischen Kosten erfolgt auf ähnliche Weise wie jene der Nettobarwerte, wobei die dazu verwendeten Parameter in Formel 8 angeführt sind. Die Berechnung von Strom und Wärme erfolgt dabei nach dem gleichen Prinzip. [7]

Ein wichtiger Aspekt im Rahmen der wirtschaftlichen Berechnung von Technologien, welche zur Erzeugung von Wärme und Strom dienen, ist die Tatsache, dass die Investitions- und Betriebskosten im Rahmen der eingesetzten Methoden beiden Energiepotenzialen in voller Höhe zugerechnet werden. Aus diesem Grund resultieren für beide Optionen hohe Energiegestehungskosten, welche jedoch mit Vorsicht betrachtet werden müssen. Dabei handelt es sich nämlich um ein so genanntes „entweder oder“-Szenario, bei dem der Fokus auf einer Technologie liegt, während die andere gar keine Berücksichtigung findet und somit keinen positiven Einfluss auf die Kostenstruktur besitzt. Der Fokus auf die Bereitstellung nur eines definierten Potenzials unter Berücksichtigung der Absatzfähigkeit des anderen stellt eine weitere Möglichkeit dar, um die tatsächlichen Energiegestehungskosten zu ermitteln. In diesem Fall erfolgt die Ermittlung der Wärmegegostehungskosten, wobei der zusätzlich generierte Strom durch den generierten Erlös berücksichtigt wird. Die Vorgehensweise zur Berechnung der Gestehungskosten findet mit derselben Methode wie zuvor statt, jedoch werden die Stromerlöse ebenfalls abgezinst und von den Betriebskosten abgezogen. Die entsprechende Vorgehensweise ist in Formel 8 angegeben. [8]

Da die verschiedenen Einflussfaktoren der Investitionsrechnung zukünftige Szenarien beschreiben und daher stets mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, muss mit Hilfe geeigneter Methoden versucht werden, die Tragweite der verschiedenen Parameter abzuschätzen. Ein mögliches Verfahren stellt die Sensitivitätsanalyse dar. Das Hauptziel der Sensitivitätsanalyse besteht dabei darin, mögliche Beziehungen zwischen den verschiedenen Einflussfaktoren zu untersuchen und in weiterer Folge Aussagen bezüglich der Vorteilhaftigkeit einer Alternative zu erarbeiten. Hierbei stehen die Fragen im Vordergrund, wie sich der Zielwert bei gezielter Variation der Inputparameter verändert und welchen Wert diese Größen annehmen müssen, damit ein bestimmtes Ziel garantiert erreicht

wird. Dies dient zur Ermittlung von kritischen Wertkombinationen. Folglich dient die Sensitivitätsanalyse zur systematischen Ermittlung der „Empfindlichkeit“ von Resultaten der Investitionsrechnung auf diverse Änderungen der Eingabedaten. [9]

Die Auswirkung und Aussagekraft der Sensitivitätsanalyse soll mit Hilfe mehrerer Beispiele zu den unterschiedlichen Technologien erläutert und verständlich dargestellt werden. Dabei erfolgt die Untersuchung einer Investitionsentscheidung, bei der unterschiedliche Faktoren einen Einfluss auf das Ergebnis – den Nettobarwert – haben. Dafür erfolgt die Betrachtung unterschiedlicher Einflussparameter, wobei die wichtigsten Technologien näher betrachtet werden. Grundsätzlich gilt, dass die Steilheit der resultierenden Geraden den Einfluss jedes Parameters auf den wichtigsten Aspekt der Investitionsentscheidung – den Nettobarwert (NPV) – wiedergibt. Während die jeweilige Komponente auf der x-Achse von -10 % bis 10 % variiert wird, spiegelt die y-Achse die Veränderung des NPV wider.

Szenariendefinition

Eine Prognose gibt Auskunft über zukünftige Ereignisse, beruhend auf Beobachtungen aus der Vergangenheit und auf theoretisch fundierten objektiven Verfahren. Eine Prognose richtet sich vor allem auf Variablen, die nicht oder kaum durch denjenigen gestaltbar sind, der die Prognose vornimmt. Grundlage jeder Prognose ist eine allgemeine Stabilitätshypothese, die besagt, dass gewisse Grundstrukturen in der Vergangenheit und auch in der Zukunft unverändert wirken.

Im Zuge der Recherche zu Energiebedarfsprognosen wurden zwei für Österreich relevante Studien gefunden. Diese wurden in Bezug auf das verwendete Simulationsmodell, der integrierten Faktoren sowie der angenommenen Rahmenbedingungen aufbereitet und deren Ergebnisse verglichen. Auf Basis dessen werden mögliche Szenarien über die Entwicklung des Energiebedarfs von der Stadtgemeinde Judenburg definiert.

Modellierung und Simulation

Das Simulationsmodell baut auf den Ergebnissen der vorangehenden Arbeitspakete auf. Basis für den Aufbau des Simulationsmodells stellt die Recherche über Energiepotenziale, industrielle Prozesse und das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten im Energiesystem dar. Weitere wichtige Grundlagen für das Modell sind auch die ermittelten Technologien mit ihren Charakteristiken (Wirkungsgrade, Funktionsweisen etc.). Abschließend werden die ermittelten Rahmenbedingungen über die mögliche Entwicklung des Energiebedarfs in das Modell miteinbezogen.

Das Simulationsmodell bildet das Energiesystem des Stadt-Industrie-Komplexes anhand von mathematischen Gleichungen ab. In dem entwickelten Modell sind alle Größen als variable und anpassbare Parameter ausgeführt. Dabei stellen für den Fall Judenburg die Parameter betreffend Wirkungsgrad und Energiebedarf die wichtigsten Kenngrößen dar. Je nach Variante werden für die Wirkungsgrade die Werte des „realistic“, „best“ oder „worst“ case im Simulationsmodell hinterlegt. Um die Szenarien 1, 2 und 3 zu simulieren, werden in den unterschiedlichen Varianten der Energiebedarf der Stadt mit dem entsprechenden Faktor, mit dem eine Erhöhung oder Erniedrigung des Energiebedarfs repräsentiert wird, multipliziert. Dieser Faktor ist als veränderbare Variable im Modell hinterlegt.

Handlungsempfehlungen und Umsetzungsplan

Basierend auf den erarbeiteten Ergebnissen wurde, in Abstimmung mit der Stadtgemeinde Judenburg, ein Plan zur Umsetzung der Handlungsempfehlungen entworfen. Dieser umfasst einen Zeithorizont von Juni 2017 bis Juni 2020. Das Projektmarketing ist ein integrierter Bestandteil im Umsetzungsplan und findet parallel zu den anderen Aktivitäten statt.

B.5 Ergebnisse des Projekts

Der Aufbau der Arbeit orientiert sich am Projektablauf und den Arbeitspaketen.

B.5.1 Energieeffizienzkennzahlen

Zur Planung, Steuerung und Kommunikation von Smart City-Strategien haben sich Indikatoren bewährt. Diese eignen sich gut, um den Status quo, aber auch die Entwicklung relevanter Aspekte besser beurteilen zu können. Immer mehr Städte entwickeln derzeit ihre eigenen Smart City-Indikatoren. Die Studie von Thielen et al (2015) recherchierte 30 Initiativen, die insgesamt mehr als 1.500 Indikatoren enthalten. Das Komitee ISO/TC 268 Sustainable development in communities befasst sich mit der Erstellung entsprechender Normen. Dazu hat das Komitee einige Arbeitsgruppen eingerichtet, die den Entwurf einer Norm mit einer Sammlung von Indikatoren herausgegeben haben (ISO 37120:2014 „Sustainable development and resilience of communities – Indicators for city services and quality of life“). Mit den Indikatoren können die Performance von Leistungen (wie beispielsweise der Wasserversorgung, der Abwasseraufbereitung, der Sicherheit) und Aspekte der Lebensqualität beurteilt und deren Trends abgebildet werden. [5]

In Österreich wurde 2012 die Plattform „Intelligente zukunftsfähige Infrastrukturen – Smart Sustainable Infrastructures“ (SSI) als Plattform des Austrian Standards Präsidialrates gegründet. Ende 2013 wurde dann im ASI die Arbeitsgruppe AG 251.08 („Smart Cities and communities“) gegründet, welche die Smart City-Normung für Österreich betreibt und als „Spiegelgremium“ des ISO/TC 268 fungiert. Ihre Aufgabe ist es, aus österreichischer Sicht und somit auch für österreichische Gemeinden und Städte normierungsrelevante Themen zu bearbeiten. Die Norm befindet sich derzeit noch in Bearbeitung.[10]

Auf Grund dessen wurden im Zuge des Projektes die folgenden sechs Kennzahlen erarbeitet. Sie dienen dazu, die Auswirkung der Maßnahmen zu quantifizieren, und als Kriterien für die Entscheidungs- und Bewertungsmatrix.

Regionalenergiefaktor (REF)

Der Regionalenergiefaktor stellt den Anteil an erneuerbar bereitgestellter Endenergie zum Gesamtendenergieverbrauch dar. Zusätzlich wird die Regionalität, also die Herkunft der Energieträger, miteinbezogen. Folglich ist es für diese Kennzahl relevant, ob z.B. die verwendete Biomasse zur Stromerzeugung aus der Region oder aus dem Ausland kommt. Ziel für das Untersuchungsgebiet (UG) sollte zumindest ein möglichst hoher Regionalenergiefaktor sein, wobei mit zusätzlichen Maßnahmen auch eine Erhöhung des REF angestrebt werden sollte. Der Regionalenergiefaktor kann sowohl sektoral (Haushalt, Gewerbe etc.) als auch separat für Raumwärme und Strom dargestellt werden.

Der Regionalenergiefaktor wird für drei Distanzen berechnet:

- REF1 bezieht sich auf die gesamte Menge eingesetzter erneuerbarer Energie, deren Herkunft sich in einem Umkreis von 50 km (an Anlehnung an die Förderkriterien von der KPC) vom Untersuchungsgebiet befindet.
- REF2 bezieht sich auf die gesamte Menge eingesetzter erneuerbarer Energie, deren Herkunft sich in einem Umkreis von 150 km vom Untersuchungsgebiet befindet.

- REF3 bezieht sich auf die gesamte Menge eingesetzter erneuerbarer Energie, unabhängig von deren Herkunft. Dieser Faktor würde der gängigen Kennzahl „Anteil an erneuerbarer Energie“ bzw. dem „Versorgungsgrad“ entsprechen.

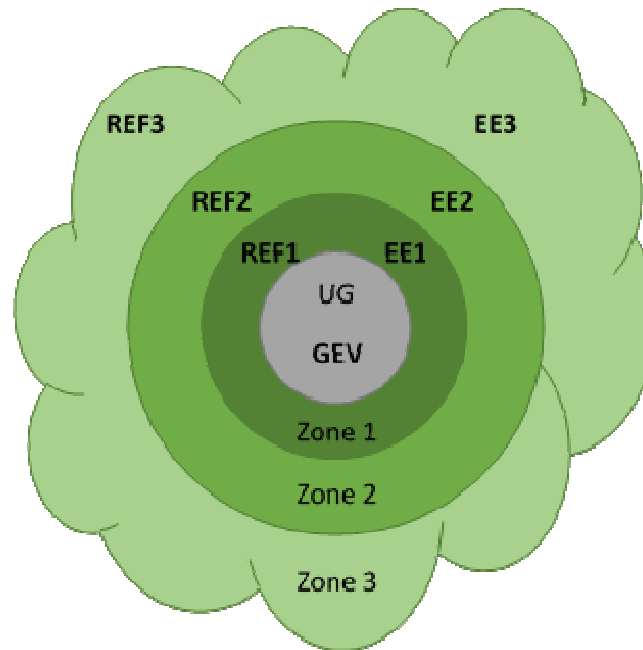


Abbildung 2: Veranschaulichung des Regionalenergiefaktors

Die unterschiedlichen Distanzen und deren Einfluss auf den Regionalenergiefaktor sind in der Abbildung 2 veranschaulicht.

Der REF wird anhand folgender Formel 1 berechnet:

$REF (1 \dots 3) = \frac{EE (1 \dots 3)}{GEV}$	1
--	---

Formel 1: Berechnung des Regionalenergiefaktors

REF (1...3) für Regionalenergiefaktor [-], EE (1...3) für Verbrauch an erneuerbarer Endenergie [MWh] und GEV für Gesamtendenergieverbrauch [MWh].

Anhand des dargestellten Energieflussbildes (siehe Abbildung 3) wird die Berechnung des Regionalenergiefaktors praktisch erklärt. Die Abbildung veranschaulicht den Energiefluss zur Strombereitstellung des Untersuchungsgebietes. 40% des Strombedarfs werden durch fossile Energieträger bereitgestellt, die sich in Zone 3 befinden, z.B. Gaskraftwerke. Weitere 40% stammen aus erneuerbarer Energie aus Zone 3 z.B. Wasserkraftwerken. 15% der Endenergie werden durch erneuerbare Energie aus Zone 2 bereitgestellt, die Umwandlung findet in einem Kraftwerk in Zone 2 statt z.B. Biomasse. Die restlichen 5% der Endenergie stammen aus erneuerbarer Energie aus Zone 1, diese wird ebenfalls im Kraftwerk in Zone 2 in Strom umgewandelt z.B. Biomasse.

$$REF1 = \frac{5\%}{100\%} = 0,05$$

$$REF2 = \frac{5\% + 15\%}{100\%} = 0,2$$

$$REF3 = \frac{5\% + 15\% + 40\%}{100\%} = 0,6$$

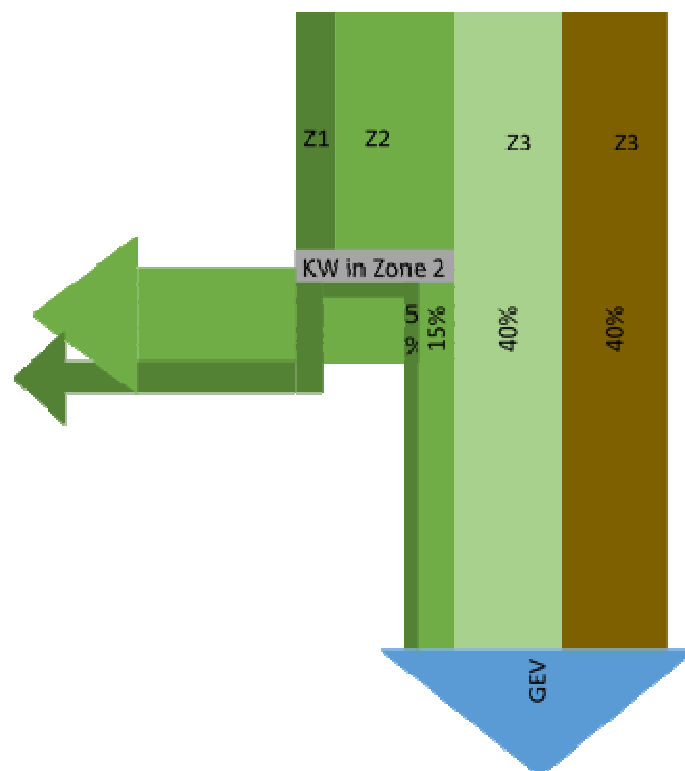


Abbildung 3: Energieflussbild und Berechnung des Regionalenergiefaktors

Energieverbrauch (EV)

Der Energieverbrauch der Stadt wird einerseits als Gesamtwert für das Untersuchungsgebiet angegeben, und andererseits pro Kopf sowie bezogen auf die Wirtschaftsleistung dargestellt. Es sollte eine Senkung des Energieverbrauchs angestrebt werden. Der Gesamtwert kann für eine einfache Darstellung der Entwicklung des Energieverbrauchs verwendet werden.

Der Energieverbrauch wird für das Untersuchungsgebiet auch pro Kopf dargestellt, um so eine Vergleichbarkeit mit anderen Gebieten zu ermöglichen. Der Energieverbrauch pro Kopf errechnet sich anhand Formel 2:

$EV_K = \frac{GEV}{EZ}$	2
-------------------------	---

Formel 2: Berechnung des Energieverbrauchs

EV_K für Endenergieverbrauch pro Kopf [MWh], GEV für Gesamtendenergieverbrauch [MWh] und EZ für Einwohnerzahl [-].

Der Energieverbrauch wird für das Untersuchungsgebiet auch auf die Wirtschaftsleistung bezogen. Dieser Zusammenhang wird durch die Endenergieintensität ausgedrückt. Das Wirtschaftswachstum beeinflusst maßgeblich den Energieverbrauch und kann somit die pro Kopf-Darstellungen des Energieverbrauches verfälschen. Diese Art der Darstellung ist besonders für Industriestandorte und für Untersuchungsgebiete, die von Abwanderung betroffen sind, relevant. Die regionale Endenergieintensität (RI_E) errechnet sich anhand Formel 3:

$RI_E = \frac{GEV}{BRP}$	3
--------------------------	---

Formel 3: Berechnung der regionalen Energieintensität

RI_E für regionale Energieintensität [MWh / €] und BRP für Bruttoregionalprodukt [€] (bezogen auf das Untersuchungsgebiet).

Primärenergiefaktor (PEF)

Der Primärenergiefaktor kennzeichnet das Verhältnis von insgesamt aufgewendeter Primärenergie zur Endenergie beim Nutzer. Der Faktor kann kleiner (Stromgutschriften) oder größer 1 sein und wird für jeden Energieträger festgelegt. Die Energieträger weisen verschiedenen Primärenergiefaktoren auf, die den Energieaufwand vorgelagerter Prozessketten außerhalb der Systemgrenze (z.B. „Gebäude“) berücksichtigen. Dazu gehören Verluste bei der Gewinnung, der Umwandlung und Verteilung der jeweils eingesetzten Brennstoffe von der Quelle bis zum Verbraucher. Die Berechnung erfolgt nach Formel 4:

$PEF_{ET} = \frac{PE_{ET}}{EE_{ET}}$	4
--------------------------------------	---

Formel 4: Berechnung des Primärenergiefaktors

PEF für Primärenergiefaktor des Energieträgers [-], PE für Primärenergieeinsatz zur Bereitstellung des Energieträgers [MWh] und EE für Endenergieverbrauch des betrachteten Energieträgers [MWh].

CO₂-Emissionen (CO₂)

Die verursachten CO₂-Emissionen werden für jeden Energieträger separat berechnet und können anschließend zu einem Gesamtwert summiert werden. Durch die Berechnung der CO₂-Emissionen

für die Ist Situation und die zukünftige Situation können die CO₂-Einsparungen der geplanten Maßnahmen evaluiert werden. Hier werden nur die direkten CO₂-Emissionen betrachtet. Die Berechnungen erfolgen anhand der Formel 5:

$CO2 = \sum_{i=1}^n (EEET_i * EMC02_i)$ $CO2_K = \frac{CO2}{EZ}$	5
--	---

Formel 5: Berechnung der CO2 Emissionen

CO₂ für Gesamtwert der direkten CO₂-Emissionen [t/a], EEET für Endenergieverbrauch des betrachteten Energieträgers [MWh] und EMC02 für Emissionsfaktor für betrachteten Energieträger [t/MWh]

Zusätzlich erfolgt eine pro Kopf-Darstellung der CO₂-Emissionen nach Formel 6.

$CO2_K = \frac{CO2}{EZ}$	6
--------------------------	---

Formel 6: Berechnung der pro-Kopf CO2 Emissionen

CO_{2K} für Gesamtwert der direkten CO₂-Emissionen pro Kopf [t/a] und EZ für Einwohnerzahl [-].

Die Menge an CO₂-Emissionen wird zusätzlich von der Wirtschaftsleistung beeinflusst. Auf Grund dessen wird hier zusätzlich eine weitere Darstellungsart gewählt: die regionale CO₂-Intensität (siehe Formel 7).

$RI_{CO2} = \frac{CO2}{BRP}$	7
------------------------------	---

Formel 7: Berechnung der regionalen CO2 Intensität

RI_{CO2} für regionale CO₂-Intensität [t / €] und BRP für Bruttoregionalprodukt [€].

Gestehungskosten für Energie

Diese Methode ermöglicht es, unterschiedliche Erzeugungsmethoden anhand ihrer Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Der Grundgedanke ist, aus allen anfallenden Kosten für Errichtung und Betrieb der Anlage die jährlichen Durchschnittskosten zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenüberzustellen. Daraus ergeben sich dann die Gestehungskosten nach Formel 8.

$c_m = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{el}}{q^t}}$ $WGK = \frac{GK - \text{Stromgutschrift}}{\text{Wärmemenge}}$	8
--	---

Formel 8: Berechnung der Gestehungskosten für Energie und der Wärmegestehungskosten

c_m für Durchschnittlich diskontierte spezifische Kosten in [€/MWh], **I_0** für Investitionskosten in [€], **A_t** für Betriebskosten in [€/a], **q_t** ...Diskontierungszinssatz in [%/100], **t** für Betrachtetes Betriebsjahr, **W_{el}/W_{th}** für Produzierte Strom-/Wärmemenge im betrachteten Betriebsjahr, **WGK** für Wärmegestehungskosten [€/MW_{th}] und **GK**...Gesamtkosten [€].

Regionale Wertschöpfung (RWS)

Für die geplanten Maßnahmen werden auch die in diesem Zusammenhang entstehenden Investitionskosten berechnet. Für die regionale Wertschöpfung ist es wichtig, dass ein möglichst großer Teil dieser Investitionskosten in der Region bleibt. Als Region wird hierbei ein Umfeld von 50 km um das Untersuchungsgebiet definiert. Dieser Zusammenhang kann durch folgende Formel ausgedrückt werden:

$RWS = \frac{RIK}{GIK}$	9
-------------------------	---

Formel 9: Berechnung der regionalen Wertschöpfung

RWS für regionale Wertschöpfung [-], **RIK** für regionale Investitionskosten [€] und **GIK** für Gesamtinvestitionskosten [€].

Berechnungsmethoden für die Energieeffizienzmaßnahmen

Damit Unternehmen und Energielieferanten sich die Maßnahmen auch im Zuge des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) anrechnen lassen können, müssen die Endenergieeinsparungen quantifiziert werden. Das erfolgt anhand einer festgelegten Methodik, die hier nach [11] präsentiert wird. Folgende Maßnahmen wurden im Zuge des Projektes betrachtet: Photovoltaik-Anlagen, Fernwärmeanschlüsse und Wärmerückgewinnung. Generell gilt, dass alle angeführten Maßnahmen nur dann als Maßnahme zur Endenergieeinsparung verwendet werden dürfen, wenn keine Bundesförderungen dafür beantragt wurden. Sollten Förderungen beansprucht werden, so ist die Maßnahme dem Bund abzutreten.

Photovoltaikanlagen

Die Installation von PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden (industriellen Dachflächen) kann als Maßnahme für Unternehmen gemäß EEffG angerechnet werden. Wenn die Anlage als „Überschusseinspeiser“ betrieben wird, ist nur jener Teil, den der Endverbraucher selbst verbraucht, als Endenergieeinsparung anrechenbar. Ist die Anlage vom Endverbraucher selbst finanziert (keine OeMAG-

Tarifförderung und keine Investitionsförderung) und wird der gesamte produzierte Strom ins Netz eingespeist, kann dieser zur Gänze als Energieeffizienzmaßnahme gemäß EEffG angerechnet werden.

Die Installation von PV-Anlagen auf Wohngebäuden ist für Energielieferanten auf die Haushaltsquote gemäß des EEffG anrechenbar. Bedingung hier ist ebenfalls, dass am Standort des Endverbrauchers die Photovoltaikanlage zumindest zur teilweisen Eigenversorgung installiert wird. Die Berechnung von Endenergieeinsparungen durch Photovoltaikanlagen wird durch Multiplikation der installierten Leistung mit den zugehörigen Sonnenstunden bestimmt. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass laut EEffG nur der Anteil an Strom angerechnet werden darf, der zur Reduktion der Endenergie führt und daher nicht ins Netz eingespeist wird. Daher wird bei der Berechnung auch der Anteil der Netzeinspeisung berücksichtigt. Die Energieeinsparung wird wie folgt nach Formel 10 berechnet:

$EE_{ges} = P_{PV} * t_{SD} * PR * (1 - ee_{Netz}) * rb * so * cz$	10
--	----

Formel 10: Berechnung der gesamten Endenergieeinsparung für PV

EE_{ges} für gesamte Endenergieeinsparung der Maßnahme [kWh/a], **P_{PV}** für installierte Spitzenleistung der PV-Anlage [kWp], **t_{SD}** für Sonnenscheindauer bei 1.000 W/m² (Volllaststunden) am Standort bei einer durchschnittlich ausgerichteten und geneigten Anlage [h/a], **PR** für Performance-Ratio der PV-Anlage / Verhältnis von Wechselstromertrag nach dem Wechselrichter zum berechneten Soll-Ertrag der Anlage [-], **ee_{Netz}** für Anteil der produzierten Strommenge, die in das Stromversorgungsnetz eingespeist wird und daher nicht mehr als Endenergieeinsparung angerechnet werden kann [%], **rb** für Rebound-Effekt, Erhöhung des Energieverbrauchs durch geringere Kosten des Energieservice [-], **so** für Multiplikatoreffekt der Maßnahme [-] und **cz** für Sicherheitszu-/abschlag [-].

Fernwärmeanschluss in Bestandsgebäuden und neuerrichteten Wohngebäuden

Ein Fernwärmeanschluss in Bestandswohngebäuden und in neu errichteten Wohngebäuden ist vollständig auf die Haushaltsquote des EEffG anrechenbar. Diese Maßnahme ist für die Gebäudetypen Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und großvolumiger Wohnbau möglich. Der Unterschied zwischen Bestandsgebäuden und Neubauten besteht nicht in der anzuwendenden Formel, sondern in den angegebenen Default-Werten. Die Energieeinsparung wird für Einfamilienhäuser nach Formel 11 berechnet:

$EE_{ges} = BGF * (HWB + WWWB) * AZ_{Ref} - (HWB + WWWB) * AZ_{Eff}$	11
--	----

Formel 11: Energieeinsparung durch Fernwärmeanschluss für Einfamilienhäuser

EE_{ges} für gesamte Endenergieeinsparung der Maßnahme [kWh/a], **BGF** für Beheizte Bruttogrundfläche des Einfamilienhauses [m²], **HWB** für Flächenspezifischer Heizwärmebedarf [kWh/m²a], **WWWB** für Flächenspezifischer Warmwasser-Wärmebedarf [kWh/m²a], **AZ_{Ref}** für Aufwandszahl des bestehenden Heizsystems [-] und **AZ_{Eff}** für Aufwandszahl des effizienten Heizsystems [-].

Die Energieeinsparung wird für Mehrfamilienhäuser und großvolumigen Wohnbau nach Formel 12 berechnet:

$$EE_{ges} = n * BGF_{WE} * (HWB + WWWB) * AZ_{Ref} - (HWB + WWWB) * AZ_{Eff}$$

12

Formel 12: Energieeinsparung durch Fernwärmeanschluss für Mehrfamilienhäuser

n für Anzahl der von der Maßnahme betroffenen Wohneinheiten [-] und **BGF_{WE}** für Beheizte Bruttogrundfläche der Wohneinheit im jeweiligen Wohngebäude [m²].

Wärmerückgewinnung

Maßnahmen zur Verminderung oder Rückgewinnung von Energieverlusten sind für Unternehmen für das EEffG anrechenbar. Eine Methode zur Berechnung gibt es hier nicht, die Darstellung erfolgt hier projektspezifisch.

B.5.2 Energiestrategien

Die Ergebnisse werden zuerst für die europäische Union dargestellt, da alle anderen Strategiedokumente und Ziele auf diesen Vorgaben aufbauen. Anschließend werden die Strategien für Österreich, das Land Steiermark und die Region präsentiert. In diesem Dokument werden die wichtigsten Punkte der Strategiedokumente zusammengefasst; für weiterführende Information oder mehr Details kann in den Strategiedokumenten nachgelesen werden, die im Abschnitt C Literatur aufgelistet sind.

EU Energiestrategie

Europa sieht sich mit steigendem Energiebedarf, schwankenden Preisen und möglichen Versorgungsengpässen konfrontiert. Außerdem müssen die Umweltauswirkungen des Energiesektors gesenkt werden. Dazu wird eine klare EU-Energiestrategie benötigt. Die EU-Energiepolitik baut auf den Bereichen Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit als den drei Hauptzielen auf. Die Energiestrategie soll eine sichere, bezahlbare und klimafreundliche Energie für Bürgerinnen und Bürger und Unternehmen in der EU gewährleisten. Energie soll in der EU frei über die nationalen Grenzen ausgetauscht werden können. Neue Technologien, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und neue Infrastrukturen sollen die Haushalte entlasten, neue Jobs und Fertigkeiten schaffen, sowie Wachstum und Exporte fördern. Die EU hat sich selbst Energie- und Klimaziele für 2020, 2030 und 2050 gesetzt.

Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 20% gegenüber 1990 verringert werden, 20% Energie aus erneuerbaren Quellen stammen und 20 % mehr Energieeffizienz erreicht werden. [12] Für das Jahr 2030 wird eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990, einen Anteil von mindestens 27% aus erneuerbaren Quellen, die Steigerung der Energieeffizienz um 27–30 % und eine 15% Verbundbildung bei den Stromnetzen (d. h. 15 % des in der EU erzeugten Stroms kann in andere EU-Länder exportiert werden) angestrebt. Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % gegenüber 1990 verringert sein. [13]

In Zuge der Energiestrategie wurde ein weiteres Strategiedokument zur Energiesicherheit entwickelt. Grund dafür ist die starke Abhängigkeit Europas von Energieimporten, die mehr als 50% des Endenergiebedarfs ausmachen. Diese Abhängigkeit erhöht die Anfälligkeit Europas auf Versorgungsunterbrechungen wegen politischen Uneinigkeiten, Handelsstreitigkeiten oder Schwächen in der Infrastruktur. Als kurzfristige Maßnahmen wurden 2014 sogenannte "Sicherheitsstresstests" durchge-

führt. Als langfristige Maßnahmen werden unter anderem die Steigerung der Energieeffizienz und die Energieproduktion in der EU gesehen, sowie die Stärkung der Not- und Solidaritätsmechanismen zum Schutz kritischer Infrastrukturen. [14]

Die EU-Energieeffizienz-Richtlinie, in Kraft getreten 2012, schreibt verbindliche Maßnahmen für die EU vor, um das 20% Energieeffizienzziel zu erreichen. Die EU Richtlinie für erneuerbare Energie setzt als verbindliches Ziel bis 2020, 20% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern bereitzustellen.

Der Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan) der EU hat die Entwicklung kohlenstoffarmer Technologien und die Verbesserung ihrer Wettbewerbsfähigkeit als Ziel. Damit ist der SET-Plan ein wesentliches strategisches Instrument in der europäischen Energietechnologiepolitik. Bis 2020 stellt der SET-Plan den Rahmen für die Entwicklung und Umsetzung kosteneffizienter, emissionsarmer Energietechnologien zur Erreichung der 20-20-20-Ziele der EU dar. Für 2050 zielt er darauf ab, diese Energietechnologie so weit zu entwickeln und umzusetzen, um damit die Treibhausgasemissionen der EU um 80-95% abzusenken und damit das Ziel, die globale Erwärmung auf 2K zu beschränken, erreichen zu helfen. [15]

Zur Sicherstellung der Energieversorgung auch auf infrastruktureller Ebene wurde das Strategiedokument "Infrastruktur" von der EU Kommission entwickelt. Hier werden sogenannte "priority corridors" ausgewiesen, die in den nächsten Jahren dringend Investitionen benötigen, um die Integration erneuerbarer Energie sowie den grenzüberschreitenden Austausch zu gewährleisten. "Priority corridors" wurden für den Strom, Gas und Öl Bereich ausgewiesen. [16]

Energiestrategie Österreich

Die Energiestrategie zeigt die strategischen Schwerpunkte einer künftigen Energie- und Klimapolitik. Die vorgeschlagenen Maßnahmen stellen einen Weg dar, wie der österreichische Anteil an den europäischen Energie- und Klimazielen erreicht werden kann. Österreich ist verpflichtet, den Anteil Erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 Prozent zu erhöhen und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, um mindestens 16 %, bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005, zu reduzieren. Weiters soll die Energieeffizienz um 20 % im Vergleich zum Referenz-Szenario erhöht werden. Im Vergleich zu den Werten von 2005 sollen sich die THG-Emissionen im Verkehr um 19 % und im Bereich Raumwärme um 45 % reduzieren. [17]

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, hat Österreich drei Strategiesäulen entwickelt:

- Steigerung der Energieeffizienz: Vor allem in den Bereichen Gebäude, Mobilität, Haushalte und Betriebe sowie Primärenergieeinsatz und Abwärmenutzung.
- Ausbau erneuerbarer Energien: Soll vor allem in der Stromerzeugung durch Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und Photovoltaik erreicht werden. Die Raumwärme soll durch Fernwärme oder durch Einzelheizungen bereitgestellt werden. Im Verkehrsbereich soll das Ziel durch Biotreibstoffe und E-Mobilität erreicht werden.
- Langfristige Sicherstellung der Energieversorgung: Soll vor allem durch Übertragungs-, Verteilernetze und Speicher für Strom sowie durch leitungsgebundene Energieträger erreicht werden.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden unter anderem folgende Maßnahmen gesetzt: Energieeffizienzgesetz, die betriebliche Umweltförderung, die Novellierungen des Ökostromgesetzes, die Implementierung des Klima- und Energiefonds, das Konjunkturpaket zur thermischen Sanierung, diverse Vereinbarungen mit den Ländern, die Etablierung von Technologieplattformen, das Wärme- und Kälteleitungsbaugesetz, das KWK-Gesetz, eine Vielzahl von Maßnahmen im Mobilitätsbereich, wie etwa die Kraftstoff-VO zur Substituierung fossiler Kraftstoffe durch Biodiesel und Bioethanol, Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur für öffentlichen Personen- und Güterverkehr, zahlreiche freiwillige Vereinbarungen mit Verbänden, etc. [17]

Zur Erreichung der Energieeffizienzziele wurde das Strategiedokument "NEEAP 2014" (Nationaler Energieeffizienzaktionsplan der Republik Österreich 2014) gemäß der EED (energy efficiency directive) entwickelt. Dieses Dokument stellt strategische Maßnahmen zur Umsetzung der EED vor. Folgende Maßnahmen werden beschrieben (Auszug): Wohnbauförderung der Bundesländer, Fernwärme-förderungen, Energieaudits und Energiemanagementsysteme, Verbrauchserfassung und Abrechnung, Verbrauchsinformationsprogramme und Ausbildung etc. [18]

Gemäß der EED wurde ein weiteres Strategiedokument "NREAP" (Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energien für Österreich) zur Erreichung des erneuerbaren Energieziels erstellt. Österreich hat bis 2020 seinen Brutto-Endenergieverbrauch für erneuerbare Energien auf 34 % zu erhöhen. Dieser Zielwert soll einerseits durch Energieeinsparungen (13 %) sowie durch einen höheren Anteil an erneuerbaren Energieträgern (18 %) erreicht werden. Das Ziel soll durch eine Ausschöpfung des vorhandenen Biomasse-Potenzials für die Bereitstellung von Wärme- und Kälte sowie durch die Erreichung des 10 %-igen Biokraftstoffzieles erreicht werden. Ebenso sollen Faktoren wie Kosteneffizienz, Ressourcenverfügbarkeit und Umweltschonung berücksichtigt werden. Zusätzlich zur Strategie enthält es zahlreiche übergeordnete sowie spezifische Maßnahmen zur Zielerreichung; z.B.: Ausbau von Fernwärme- und -kälteinfrastrukturen. [19]

Steiermark

Für die Steiermark gibt es zwei zentrale Strategiedokumente, die nachfolgend näher beleuchtet werden.

Energiestrategie Steiermark 2025

Zentraler Gedanke der Energiestrategie 2025 ist, unter Berücksichtigung (volks-)wirtschaftlicher Aspekte, den Energieeinsatz bestmöglich zu reduzieren und den Restbedarf mit einem möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern zu decken. Die gesteckten Ziele betreffend hoher Anteile an erneuerbarer Energie (34 % bis 2020) sind nur dann erreichbar, wenn der Energiebedarf insgesamt nicht weiterwächst, sondern reduziert wird. Energieeffizienzmaßnahmen in allen Bereichen helfen die Energiekosten zu senken, damit in weiterer Folge die Wettbewerbsfähigkeit angehoben wird. In weiterer Folge können so Arbeitsplätze gesichert werden. Der Energieplan Steiermark umfasst die 10 Bereiche Energieversorgungssicherheit, Elektrizität, Fernwärme und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Großverbraucher, Gewerbe sowie KMU, Öffentliche Hand, Haushalte und Kleinverbraucher, Verkehr, Abfallwirtschaft und sektorübergreifende Maßnahmen. Innerhalb dieser Bereiche wurden 99 Maßnahmen definiert, um das Energiesystem Steiermark aus der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und einem in Zukunft nicht mehr finanzierbaren übermäßigen Wachstum in eine nachhaltige Energiewirtschaft überzuführen; z.B.: Aktualisierung des steirischen Abwärmekatasters. [20]

Klimaschutzplan 2020

Der Klimaschutzplan Steiermark ist entstanden, um die Ziele des Klima- und Energiepaketes der Europäischen Union zu erreichen. Die Reduktionsziele auf Landesebene sind ident mit jenen auf Bundesebene. Bei der Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern soll das Bundesland Steiermark die gesamtösterreichische Ausweitung mittragen, wie es dem Anteil der Steiermark am österreichischen Brutto-Inlandsprodukt entspricht (12,5 %). Entsprechend den derzeit verfügbaren Daten bedeutet dies eine Ausweitung der erneuerbaren Energie für den energetischen Endverbrauch Österreichs von 328 PJ im Jahr 2008 auf 388 PJ im Jahr 2020. Des Weiteren sollen Anreize zur Sicherung von Produktionsstandorten durch Förderung innovativer und mit den Klimazielen kompatiblen Technologien geschaffen werden. Um die steirischen Klimaziele zu erreichen wurde ein Klimaschutzplan erstellt, der sechs Bereiche mit insgesamt 26 Maßnahmenbündeln umfasst: Gebäude, Mobilität, Land-, Forst- und Abfallwirtschaft, Produktion, Energiebereitstellung und Klimastil. [21]

Regionale Strategien

Für die Projektregion Judenburg und umgebende Gebiete gibt es ebenfalls zwei wesentliche Strategiedokumente, die anschließend präsentiert werden.

Regionales Entwicklungsleitbild für die Region Obersteiermark West

Für die Region Obersteiermark West wurden sechs Leitthemen definiert, die den Rahmen für die weitere Entwicklung der Region bilden. Oberstes Ziel stellt die Erhöhung der Attraktivität der Region sowohl für Menschen, als auch für Unternehmen dar. Das Leitbild der Region Obersteiermark West baut auf den Leitstrategien „Lebensqualität erhöhen“, „dem demographischen Wandel begegnen“, „Regionswahrnehmung verstärken“, „Lebensraum und Wirtschaftsraum verbinden“, „Zukunft Werkstoff und Energie“ und „Wirtschaftsverflechtungen“ auf. [22]

Energieautarkes Zirbenland 2020 als Klima- und Energie Modellregion

Das Projekt „Energieautarkes Zirbenland 2020“ strebt die Umsetzung einer energieautarken Region bis 2020 an. Die Region umfasst die Bezirkshauptstadt Judenburg, die Stadt Zeltweg und erstreckt sich von hier aus südlich über Weißkirchen und Obdach bis an die Kärntner Landesgrenze. Im Zuge dessen wurde ein Umsetzungskonzept erarbeiten, das folgende 3 Ziele beinhaltet:

- Verringerung des Energieeinsatzes in der Raumwärmeversorgung und im Strombereich durch effizienzsteigernde Maßnahmen
- Substitution von fossiler Energie durch regionale erneuerbare Energieträger
- Verkehr und Mobilität

Folgende Beispiele an Maßnahmen sollen bis spätestens 2020 umgesetzt werden (Auszug): Wärmeversorgung durch erneuerbare Energie (Anschluss an Biomasse-Nahwärme, Objektversorgungen, Kesseltausch, Solarenergienutzung), Errichtung von PV-Anlagen auf Dächern von Gemeindeobjekten. [23]

SEAP – Energieaktionsplan Judenburg 2020

Der Energieaktionsplan Judenburg umfasst Maßnahmen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele der EU. Oberstes Ziel dieses Planes ist eine Senkung des Energieverbrauchs im Stadtgebiet verbunden mit einer Steigerung der Energieaufbringung aus erneuerbaren Quellen. Judenburg hat sich vorgenommen, bis 2020 ca. 28 % seiner Emissionen zu reduzieren (Basisjahr: 1990). Bei kommunalen Gebäuden soll der Energieverbrauch bis 2020 um 24 % und der CO₂-Ausstoß um 60 % gegenüber

1990 gesenkt werden. Die dafür bereitgestellte Wärmeenergie soll bis 2020 zu 100 % aus erneuerbaren Energieträgern (Biomasse-Fernwärme bzw. Abwärme aus Pöls) stammen. Durch die Umstellung auf die neue Fernwärme lässt sich im Durchschnitt eine CO₂-Einsparung von ca. 33 % gegenüber 1990 erzielen. Zur Senkung der Abhängigkeit von Energieimporten sollen die traditionsreichen lokalen Energiequellen Wasser und Biomasse zur Strom- und Wärmeproduktion verstärkt genutzt werden. Als langfristige Zukunftsvision sollen bis 2050 100 % der im gesamten Stadtgebiet von Judenburg verbrauchten Energie durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt werden. Dazu soll ein zusätzliches Potenzial an Wasserkraft, Windkraft und PV von 30.000 MWh auf eine Gesamterzeugung von 50.300 MWh ausgebaut werden. Der Bereich Industrie wurde aus dem Aktionsplan ausgeklammert, da dieser Sektor von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt, und von der Stadtgemeinde kaum beeinflussbar ist. Es wurden zahlreiche Maßnahmen eruiert, die in folgenden Bereichen umzusetzen sind: lokale Stromerzeugung, kommunale Gebäude, Wohngebäude, Handel & Gewerbe, Raumplanung, öffentliche Beschaffung, Arbeiten mit Bürgern, lokale und regionale Netzwerke, kommunale Fahrzeugflotten und öffentlicher Verkehr. [24]

B.5.3 Zieldefinition

Im Workshop wurden folgende Kennzahlen als relevant festgelegt: Regionalenergiefaktor, Energieverbrauch, CO₂ Emissionen, Energiegestehungskosten und die regionale Wertschöpfung. Im Workshop wurden die im SEAP (Energieaktionsplan Judenburg 2020) festgelegten Ziele für nach wie vor aktuell und gültig erachtet, und somit in die Bewertungsmatrix übernommen. Der Bereich Industrie wurde ausgeklammert, da dieser von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt, und vom Projekt kaum beeinflussbar ist. Dementsprechend ist in der Matrix der Anteil der Industrie nicht enthalten. Die Gewichtung erfolgt von 1 (weniger wichtig) bis 5 (sehr wichtig). Ein Entwurf der Matrix ist in Tabelle 1 dargestellt.

Kennzahlen	Ist-Situation	Ziel	Wichtigkeit	Variante 1	Variante n
Regionalenergiefaktor	35 %	100%	5		
Energieverbrauch	158 GWh	- 28%	3		
CO ₂ -Emissionen	26.855 t	- 28%	4		
Energiegestehungskosten	-	min.	5		
Regionale Wertschöpfung	-	max.	4		

Tabelle 1: Entscheidungs- und Bewertungsmatrix – Entwurf

B.5.4 Technologische Aspekte

Das Kapitel gliedert sich in jene Technologien, welche in Bezug auf das Synergiepotenzial Relevanz besitzen können. Systematisch erfolgt eine Gliederung in fünf Unterkapitel, welche die Abwärmenutzung, das Abwasser, Verluste aus Wärmestrahlung, das Photovoltaik-Potenzial von freien Dachflächen sowie Details zur Biomasse beschreiben.

Abwärmenutzung aus Rauchgas

Die aktive Nutzung von industrieller Abwärme stellt bereits seit längerer Zeit ein relevantes Thema für viele Industriebetriebe dar. Einerseits kann die entstehende Wärme aus den Prozessen bei Bedarf direkt vor Ort verwendet werden, während auf der anderen Seite die Einspeisung in Nah- oder Fernwärmenetze ebenfalls eine mögliche Option darstellt. Alternativ steht die Umwandlung in elektrischen Strom zur Verfügung, welcher wiederum intern oder extern eingesetzt werden kann.

Mit dem Potenzial des Rauchgases kann eine Vielzahl an energetisch interessanten Prozessen durchgeführt werden. Einerseits bietet sich der vorherrschende Temperaturbereich für den Einsatz eines ORC-Prozesses an, bei dem mit Hilfe der Abwärme Strom erzeugt wird. Alternativ kann die Wärme über Wärmetauscher auch direkt ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Als dritte möglicherweise sinnvolle Option kann die Erzeugung von Kälte mit Hilfe von Ab- oder Adsorptionskältemaschinen zum Einsatz kommen. Da es zum derzeitigen Zeitpunkt jedoch keinen Kältebedarf gibt, wird die Nutzung zur Kälteerzeugung hier nicht betrachtet.

Organic Rankine Cycle

Das Funktionsprinzip des „Organic Rankine Cycle“ (ORC) ist der Dampfturbine sehr ähnlich, allerdings kommt ein anderes Arbeitsmittel als Wasser zum Einsatz, was einen Betrieb bei niedrigeren Temperaturen und Drücken erlaubt. Thermodynamisch basiert dieser Dampfkraftprozess zur Stromerzeugung ebenfalls auf dem Clausius-Rankine-Prozess. Zusammenfassend kann erwähnt werden, dass die ORC-Technologie das Ziel hat, Wärme auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau für die Stromerzeugung nutzbar zu machen. Die Anlagenleistung reicht dabei von einigen kW bis hin zu großen 10 MW-Anlagen. [25,26]

Im Allgemeinen lässt sich beim „Organic Rankine Cycle“ zwischen zwei Funktionsprinzipien unterscheiden. Der Hochtemperatur-ORC läuft bei einer Verdampfungstemperatur von 180-270 °C ab, während die Niedertemperaturvariante einen Bereich von 65-95 °C abdeckt. Der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad liegt bei ungefähr 60 % des Carnot-Kreislaufs bei den entsprechenden Temperaturen. In der Praxis erreichbar sind jedoch wesentlich geringere Werte, welche erfahrungsgemäß 10 % des theoretischen Wirkungsgrades für Niedertemperatur-ORC und bis zu 25 % für Hochtemperatur-ORC erreichen. [27]

Zu den größten Vorteilen zählen einerseits die geringe Störungsanfälligkeit sowie die daraus resultierende hohe Zuverlässigkeit und andererseits die im Verhältnis zu anderen Technologien äußerst hohe Teillastfähigkeit. Grundsätzlich ist beim „Organic Rankine Cycle“ ein kontinuierlicher Betrieb zwischen 10-100 % der Nennlast möglich, ohne zu große Einbußen beim Wirkungsgrad hinnehmen zu müssen. So beläuft sich beispielsweise der elektrische Wirkungsgrad bei einer dezentralen Biomasseanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung bei einer Auslastung von 40 % noch immer auf 85 % des elektrischen Wirkungsgrades gegenüber Volllast. [26,28]

Ein weiterer Vorteil des ORC-Systems liegt in der einfachen Anpassbarkeit des Moduls an sich. Dieses lässt sich speziell auf das vorhergesehene Temperaturniveau der Wärmequelle abstimmen und zielt dabei auf eine Steigerung des Systemwirkungsgrades. Je nach Einsatz kann dieses Temperaturniveau Werte zwischen 90-800 °C annehmen und somit einen breiten Leistungsbereich abdecken. Der Brennstoffausnutzungsgrad der ORC-Prozesses selbst kann bis zu 90 % erreichen, wenn das erreichte niedrige Temperaturniveau unmittelbar genutzt wird. Der Einsatz von Gemischen als Arbeitsmittel kann den Systemwirkungsgrad weiter erhöhen. Mittelwerte für den tatsächlichen elektrischen Wirkungsgrad liegen je nach Teil- oder Volllastbetrieb zwischen 15-18,5 % bei größeren ORCs. [25]

Abbildung 27 im Anhang zeigt den erreichbaren elektrischen Nettowirkungsgrad in Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage am Beispiel des EU-Demonstrationsprojektes „Fernheizkraftwerk Lienz“, bei welchem es sich um eine Kombination auf Biomasseheizkraftwerk und „Organic Rankine Cycle“ handelt. Während Abwärme mit einer geringen Temperatur von unter 100 °C zu einem Wirkungsgrad von 10 % führen kann, liegen die erreichbaren Werte für Temperaturen jenseits der 250 °C bei über 20 %. Der Nachteil der im Vergleich zu anderen Technologien relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgrade wird durch den Vorteil, dass keine zusätzlichen Brennstoffkosten anfallen und die Tatsache, dass die industrielle Abwärme zumeist ein ungenutztes Potenzial darstellt, abgeschwächt. [29,30]

Aus der nachfolgend in Kapitel B.5.5 beschriebenen Potenzialanalyse lässt sich eine Leistungsgröße von 475 kW_{el} für eine ORC-Anlage abschätzen. Da der Verlauf der Abwärme kein konstantes Verhalten aufweist, bietet sich eine ORC-Lösung auf Grund ihrer hervorragenden Teillastfähigkeit als mögliche Lösung zur Stromerzeugung auf Basis dieses Energieträgers an. Abbildung 28 (im Anhang) zeigt verschiedene Betriebsdaten eines ähnlichen Projekts auf. Dabei handelt es sich erneut um eine Biomasseheizkraftwerk-ORC-Kombination in Admont, welche mit einem elektrischen Jahresanlagen-nutzungsgrad von 14 % eine elektrische Nettoleistung von 500 kW erzielt. Auf Grund der geographischen Nähe zum Standort in der Obersteiermark könnten somit bei Bedarf weitere Parallelen gezogen werden. [31]

Tabelle 2 zeigt die Spannweite für drei unterschiedliche Hochtemperatur-ORC-Szenarien auf, wobei darauf zu achten ist, dass die Wirkungsgrade je nach Temperaturbereich, Kombination mit anderen Technologien sowie Betrieb unter Teillast schwanken können. Je nach anfallendem Temperaturniveau lässt sich die thermische Energie zur Anhebung der Rücklauftemperatur eines Fernwärmenetzes verwenden, während der erzeugte Strom direkt ins Netz eingespeist werden kann.

Szenario	Realistisch	Best Case	Worst Case
El. Nettowirkungsgrad [%]	17	22	14
Szenario	Realistisch	Best Case	Worst Case
Therm. Nettowirkungsgrad [%]	68	76	52
Szenario	Realistisch	Best Case	Worst Case
Gesamtwirkungsgrad [%]	85	90	60

Tabelle 2: Erreichbare ORC-Wirkungsgrade

Wärmetauscher

Wärmetauscher, welche auch als Wärmeübertrager bekannt sind, bieten die Möglichkeit, industrielle Abwärme unmittelbar als Wärme weiterzuverwenden und diese ins Fernwärmenetz einzuspeisen. Dabei steht im betrachteten Fall dasselbe Potenzial wie beim ORC-System zur Verfügung, jedoch wird eine andere Technologie verwendet, die sich in unterschiedliche Konzepte unterteilen lässt. Allen gleich ist die Übertragung von Wärme von einem warmen auf ein kälteres Medium, wobei sich der auftretende Wärmestrom anhand der folgenden Formel 13 berechnet. [32]

$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \Delta\theta \text{ mit } \Delta\theta = \frac{\Delta T_{\text{Ein}} - \Delta T_{\text{Aus}}}{\ln(\Delta T_{\text{Ein}}/\Delta T_{\text{Aus}})}$	13
---	----

Formel 13: Berechnung der übertragbaren Wärmemenge in Wärmetauschern

k für Wärmedurchgangskoeffizient [Km^2/W] und **A** für vorhandene Austauschfläche [m^2].

Aus der Formel lässt sich ableiten, dass der übertragene Wärmestrom umso höhere Werte annimmt, je größer der vorherrschende Temperaturunterschied der beiden Medien ist. Abbildung 29 (im Anhang) gibt einen Überblick über vorhandene Wärmetauschertechnologien sowie deren Anwendungsbereich, die dazugehörige Leistungsklasse und die mögliche Anwendungstemperatur. Die Leistungsklassen gelten als Richtlinien, da je nach Bauart und Kombination mehrerer Einrichtungen unterschiedliche Größenordnungen möglich sind. [32]

Platten- und Rohrbündelwärmetauscher bilden mit einem Marktanteil von annähernd 90 % die wichtigste Klasse der Wärmeübertrager. Ihre Vorreiterrolle lässt sich vor allem durch den einfachen Aufbau sowie die damit verbundenen niedrigen Investitionskosten erklären. Wärmetauscher, bei denen der Wärmeübergang von gasförmigen auf ein anderes gasförmiges oder flüssiges stattfindet, sollten eine möglichst große Oberfläche aufweisen. Somit kommen vorzugsweise die drei Technologien-Rippenrohr-, Lamellen- und Spiralwärmetauscher in Frage. Abbildung 4 gibt den Aufbau eines Rippenrohrwärmetauschers wieder. Aus diesem Grund sind die Bleche im inneren des Wärmeübertragers gerippt ausgeführt.

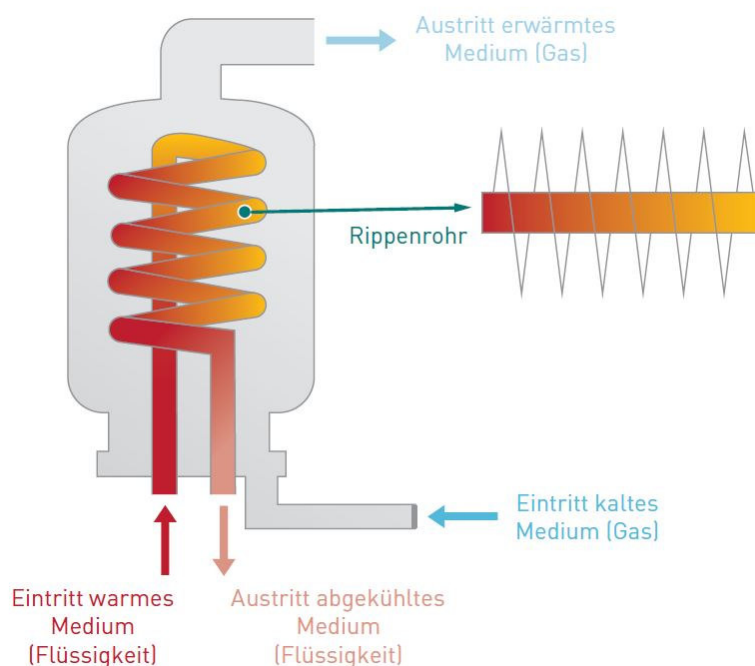


Abbildung 4: Aufbau eines Rippenrohrwärmetauschers [32]

Wärmetauscher selbst haben keine Leistung, da diese von der Wärmequelle stammt. Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der erreichten Temperaturniveaus von Input zu Output, wobei sich nur die auftretenden Verluste vermindern auf das Ergebnis auswirken. Ziel eines Wärmeübertragers ist, den Ausgang der Sekundärseite möglichst nahe an das Temperaturniveau der Primärseite anzunähern. Im Rahmen der Auslegung muss auch auf einen möglichen Druckverlust geachtet werden, da der Übergang von turbulenter auf eine laminare Strömung die Leistung erheblich senken kann. Der Wirkungsgrad eines Wärmetauschers lässt sich gemäß Formel 14 berechnen. [32,33]

$WG_{\text{Wärmetauscher}} = \frac{T_{in,1} - T_{in,2}}{T_{out,1} - T_{in,2}} * 100$	14
--	----

Formel 14: Wirkungsgradberechnung eines Wärmetauschers

Auf Grund des stark schwankenden Leistungsprofils des Rauchgases bei der Firma A lassen sich keine konkreten Hinweise zur Auslegung eines Wärmetauschersystems für den Einsatz im Fernwärmenetz der Stadtgemeinde finden. Dokumentationen und Ratgeber von erfolgreich durchgeführten Fernwärmeprojekten können als Unterstützung eines möglicherweise ähnlichen Projekts dienen. Berichte der Einrichtungen „Energie Graz“, „Stadtwerke Kapfenberg“ und „Wien Energie“ helfen dabei einerseits mit der Beschreibung von angewendeten Technologien und andererseits mit Details zum technischen Betrieb. [34–36]

Abwärmenutzung aus Abwasser

Industrielle Abwässer fallen zumeist in erheblichen Mengen und mit erhöhten Temperaturen im Vergleich zu anderen Wasserquellen an. Grundsätzlich lässt sich mit Wärmepumpen durch die Zufuhr mechanischer Arbeit thermische Energie auf ein höheres Temperaturniveau heben. Das Funktionsprinzip ähnelt Kältemaschinen und kann in ein Kompressions- sowie ein Absorptionsmodell unterteilt werden. Bei ersterem erfolgt der Antrieb mit einem elektrischen Motor, dessen Leistungszahl über 3 liegen sollte. Nach der Verdichtung des Arbeitsmittels wird die Substanz im Kondensator bei hoher Temperatur verflüssigt. Die abgegebene Kondensationswärme stellt dabei die nutzbare Wärme dar. Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe lässt sich anhand der folgenden Formel errechnen, wobei verschiedene Leistungskomponenten in die Berechnung einfließen. [37]

$\varepsilon_{WP} = \frac{Q_H}{P_{el}} = \frac{Q_U + P_{el}}{P_{el}}$	15
---	----

Formel 15: Berechnung der Leistungszahl einer Wärmepumpe

ε_{WP} für Wirkungsgrad der Wärmepumpe [-], Q_H für Nutzwärme [kW], Q_U für Antriebswärme (Exergie) [kW] und P_{el} [kW] für abgegebene elektrische Leistung.

Die Kompressionswärmepumpe stellt den gebräuchlichsten Typ dar und arbeitet mit einem mechanisch angetriebenen Kompressor. Das Kältemittel gelangt in einen Verdampfer, wobei der Druck mit Hilfe des Kompressors niedrig gehalten wird. Dadurch beginnt das Medium zu siedeln und verdampft. Im Anschluss bringt der Kompressor das Kältemittel auf einen höheren Druck, welches wieder verflüssigt und die Kondensationswärme bei einer höheren Temperatur abgibt. Als Wärmeaufnahme dient meist das Wasser eines Heizkreislafs. Das flüssige Kältemittel läuft anschließend über ein Drosselventil wieder in Verdampfer und schließt so den Kreislauf. Abbildung 5 gibt die schematische Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe samt Kreislaufsystem wieder. Grundsätzlich gilt, dass die Verdampfung umso schlechter funktioniert, je kälter das Reservoir selbst ist. [38]

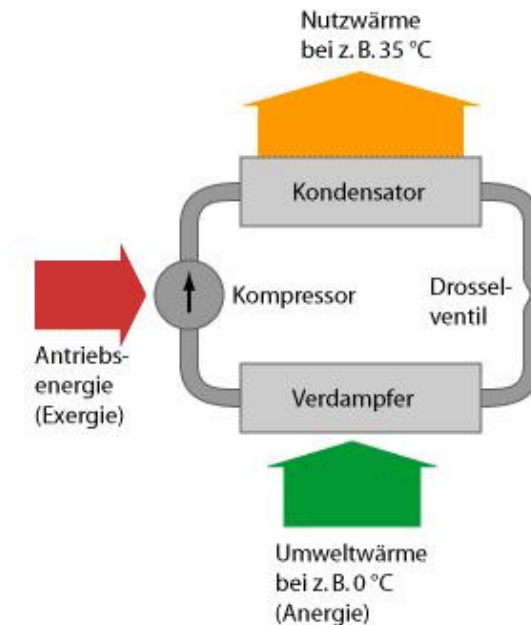


Abbildung 5: Funktionsprinzip einer Kompressionswärmepumpe [38]

Die Wärme, welche bei der Kompressionswärmepumpe eingesetzt wird, kann zusätzlich zum Abwasser auch aus der Luft, der Erde oder dem Grundwasser stammen. Die Vorteile des Kompressionsmodells liegen in der kompakten Bauweise sowie der flexiblen Einsatzbarkeit in Hinblick auf die Umgebung. [39]

Im Gegensatz dazu arbeiten Absorptionswärmepumpen mit einem gasförmigen Kältemittel, das in einem Sorptionsmittel, welches meist aus einer Mischung aus Ammoniak und Wasser besteht, absorbiert wird. Das Kältemittel geht somit komplett im Sorptionsfluid auf und wird erst im so genannten Austreiber wieder getrennt, wobei die vom Kältemittel gespeicherte Wärmeenergie entnommen werden kann. Die Absorptionswärmepumpe benötigt keinen mechanischen Verdichter, sondern bezieht die für den thermischen Verdichter notwendige Energie in Form von Hochtemperaturwärme, welche auf einem Temperaturniveau von über 500 °C bereitgestellt werden sollte. Als verwendbare Wärmequellen können Feuerungen, Sonnenkollektoren oder industrielle Abwärme genannt werden. Mit dieser Technologie lassen sich auch traditionelle Heizkörper versorgen, während die zum Trennen des Sorptions- und Kältemittels notwendige Wärmeenergie durch das Verbrennen von Erdgas bereitgestellt wird. Der Vorteil dieses Systems liegt in der beinahe kompletten Wartungsfreiheit. [39]

Die Effizienz einer Kompressionswärmepumpe lässt sich im Allgemeinen über den COP bestimmen, welcher die Heizleistung mit der eingesetzten elektrischen Leistung in Kontext setzt. Hierbei werden auch Hilfsaggregate (z.B. Medienpumpen) in die Betrachtung miteinbezogen. Im Gegensatz dazu beschreibt die Jahresarbeitszahl – JAZ – die Summe der an das Heizungssystem abgegebenen Wärmemenge durch die Summe der aufgenommenen Antriebsenergie, wobei Veränderungen über ein ganzes Jahr berücksichtigt werden. Die folgende Formel fasst dieses Verhältnis zusammen. [40]

$JAZ_{WP} = \frac{W_{Nutz}}{W_{el}}$	16
--------------------------------------	----

Formel 16: Berechnung der Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe

JAZ_{WP} für Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, W_{Nutz} für Heizarbeit pro Jahr [kWh] und W_{el} [kWh] für aufgewendete Antriebsarbeit pro Jahr.

Je nach Wärmepumpensysteme können dabei unterschiedliche minimale COP erreicht werden, wie Abbildung 30 (im Anhang) zusammenfasst. Die unter dem Prüfpunkt angegebenen Werte symbolisieren dabei die Eingangs- sowie die Ausgangstemperatur der auf der linken Seite der Tabelle angeführten Medien. [40]

Für unterschiedliche Wärmepumpensysteme und Hersteller existiert eine Vielzahl an Datenblättern, welche Details hinsichtlich des Einsatzgebietes und relevanter Betriebsdaten vereinen. Einerseits spielt dabei der jeweilige COP eine Rolle, während auf der anderen Seite auch der gesamte Wirkungsgrad der Wärmepumpe betrachtet werden soll. Der im Vergleich zum „Coefficient of Performance“ verminderte Wirkungsgrad ergibt sich aus der Erzeugung des für den Kompressor notwendigen elektrischen Stroms. Der Gütegrad η_{WP} stellt das Verhältnis zwischen der tatsächlichen Leistungszahl zur ideal errechneten dar und nimmt in der Praxis Werte zwischen 0,45-0,55 an. [41]

Abbildung 31 (im Anhang) untermauert diese Tatsache und demonstriert im oberen Bereich die theoretisch maximale Leistungszahl einer Wärmepumpe mit einer Reservoir-Temperatur von 0 °C. Die korrespondierenden Punkte hingegen stellen die unterschiedlichen COP-Werte der Systeme in der Praxis dar und zeigen die erwähnte Diskrepanz auf. Zu betonen ist, dass der COP ein Gütekriterium für unterschiedliche Wärmepumpentypen darstellt, jedoch keine energetische Bewertung der Gesamtanlage erlaubt. [42]

Da im Fall der Potenzialnutzung der drei Firmen im Raum Judenburg der Fokus auf dem Rohstoff Wasser liegt, stehen Wasser-Wasser-Wärmepumpensysteme im Vordergrund. Abbildung 30 gibt den Leistungszahl-Bereich solcher Kompressionssysteme wieder und zeigt, dass bei einer geringeren benötigten Vorlauftemperatur höhere Werte erreichbar sind. [43]

Die Leistungszahl gilt allgemein für den Betrieb unter Volllast und ändert sich merkbar bei veränderten Betriebsbedingungen. Grundsätzlich existieren zwei Möglichkeiten, um Wärmepumpen auf Teillast anzupassen. Am häufigsten findet der so genannte Taktbetrieb Einsatz, bei dem die Wärmepumpen je nach Bedarf ein- und ausgeschaltet wird. Da sich dieses Phänomen äußerst negativ auf den COP und in weiterer Folge auch auf die JAZ auswirkt, besteht ebenfalls die Möglichkeit eines modulierenden Betriebes, bei dem die erzeugte Wärmeleistung innerhalb gewisser Grenzen angepasst werden kann. Ähnlich den Kältemaschinen beschreibt der COP immer nur den Betriebszustand zu einem bestimmten Zeitpunkt unter klar definierten Bedingungen. Der so genannte „Seasonal Performance Factor“ – SPF – hingegen berücksichtigt das Verhältnis von erzeugter Wärme zur aufgenommenen elektrischen Energie. Somit berücksichtigt dieser Faktor das Teillastverhalten wesentlich besser und beschreibt auch die Auslegung und Ausführung der Wärmepumpe präziser. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen stellt der SPF somit ebenfalls ein aussagekräftigeres Instrument dar. [42]

Anders als beim Kompressionsmodell lässt sich die Energieeffizienz der Absorptionswärmepumpe über die Heizzahl ausdrücken. Diese ist nicht direkt mit der Leistungszahl vergleichbar, da sie sich auf Hochtemperaturwärme und nicht auf die reine Exergie als Betriebsenergie festlegt. Ein Vergleich

wird jedoch möglich, wenn der Aufwand zur Erzeugung der Antriebsenergie bei der Kompressionswärmepumpe berücksichtigt wird. Die angeführte Formel beschreibt die Berechnung der Heizzahl. In der Praxis lassen sich häufig Heizzahlen zwischen 1,4-1,6 finden, während Spitzenwerte unter optimalen Betriebsbedingungen einen Wert von 1,7 erreichen können. [44]

$HZ_{AWP} = \frac{W_{Nutz}}{W_{HT}}$	17
--------------------------------------	----

Formel 17: Berechnung der Heizzahl einer Absorptionswärmepumpe

HZ_{AWP} für Heizzahl der Absorptionswärmepumpe, **W_{Nutz}** für erhaltene Nutzwärme [kWh] und **W_{HT}** [kWh] für eingesetzte Hochtemperaturwärme.

Im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen muss erwähnt werden, dass sich Heizsysteme mit maximalen Vorlauftemperaturen von 40-50 °C besonders für diese Technologie eignen. Dieser Zusammenhang ergibt sich unter anderem auch aus den angegebenen COP-Schaubildern. Erfahrungen zeigen, dass die Nutzung des Abwasserenergiepotenzials besonders bei größeren Abnehmern sinnvoll ist und ein wirtschaftlicher Betrieb je nach vorhandener Temperatur ab 100-200 kW gegeben ist. Da der Bau von Verbindungsleitungen mit erheblichen Kosten verbunden ist, sollte der Abstand für kleinere Anlagen 150 m und jener für Einrichtungen ab 500 kW nicht mehr als 500 m betragen – ein Kriterium, welches eine essentielle Rolle im Rahmen des SISI-Projekts spielen kann. [45]

Kompressionswärmepumpen zeichnen sich durch einen im Vergleich zu anderen Modellen ausgeprägten praktischen Einsatz aus. Tabelle 25 (im Anhang) zeigt eine Übersicht zu industriellen Wärmepumpen der Firma Ochsner, wobei neben der Quellen- sowie der Vorlauftemperatur auch der erreichbare COP angeführt ist. Dieser bezieht sich auf den Heizvorgang und kann durch ausnützen der Kühlenergie weiter gesteigert werden. [46]

In Anbetracht der angeführten Daten ergibt sich in Kombination mit den vorliegenden Abwassermengen und -temperaturen ein nicht zu unterschätzendes Energiepotenzial. Einerseits kann ein Kompressionswärmepumpenkonzept mit einem relativ geringen anlagentechnischen Aufwand, jedoch mit zusätzlichem Bedarf an elektrischen Strom als mögliche Lösung dienen. Auf der anderen Seite könnte eine Kombination aus Abwasser und Abwärme eine technologisch und wirtschaftlich sinnvolle Option für eine Absorptionswärmepumpe darstellen. Tabelle 3 gibt mögliche COP bzw. Heizzahlen für die drei unterschiedlichen Szenarien an und bezieht sich dabei auf Werte aus der Literatur sowie industrielle Vergleiche. Da die Abwasserströme der Firmen am Standort Judenburg Durchschnittstemperaturen von 30 bzw. 38 °C aufweisen und eine Vielzahl an praktischen Umsetzungen besteht, weist Tabelle 10 unterschiedliche COP für diese beiden Fälle auf.

Szenario	Realistisch	Best Case	Worst Case
COP 30 °C	4,2	4,5	3,8
COP 38 °C	4,5	4,8	4
Heizzahl	1,55	1,7	1,2

Tabelle 3: Mögliche COP bzw. Heizzahlen der Kompressions- und Absorptionswärmepumpe für drei Szenarien

Mit Hilfe der unterschiedlichen COP-Werte lässt sich das vorhandene Potenzial für den Standort Juedenburg berechnen. Dazu werden die anfallenden Massenströme der Firmen berücksichtigt und mit den Leistungskennzahlen verknüpft. Folgende Formeln sind dabei für die Berechnung des potenziellen Wärmestroms sowie der dafür notwendigen elektrischen Antriebsenergie notwendig.

$\dot{Q}_H = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T$	18
--	----

Formel 18: Berechnung des Wärmestroms

m für Massenstrom [kg/s] und c_p für Wärmekapazität des Wassers [kJ/kgK].

$COP_{WP} = \frac{\dot{Q}_H}{P_{el}} \rightarrow P_{el} = \frac{\dot{Q}_H}{COP_{WP}}$	19
---	----

Formel 19: Berechnung der elektrischen Antriebsenergie von Wärmepumpen

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen COP-Werte, welche vom betrachteten Szenario abhängig sind, lassen sich auch die Ergebnisse variieren. Während der Wärmestrom als konstant angenommen wird, wirkt sich eine Veränderung des „Coefficient of Performance“ signifikant auf die notwendige elektrische Antriebsenergie der Kompressionswärmepumpe aus.

Abwärmenutzung aus Wärmestrahlung

Wärmestrahlung stellt eine auf industrieller Ebene zumeist ungenützte Wärmequelle dar, die bei verschiedensten Prozessen emittiert wird. Eine besondere Rolle kommt der Strahlung bei den verschiedenen Hochtemperaturprozessen zu, da die Temperatur des Emitters mit der vierten Potenz in die spektrale Ausstrahlung eingeht.

Die Nutzung jener Abwärme, welche aus Wärmestrahlung entsteht, stellt ein Konzept dar, das bereits seit den 1960er-Jahren erforscht wird, deren industrielle Umsetzung bisher jedoch immer auf Grund der äußerst hohen Anforderungen an Materialien sowie die Systemkonzeption scheiterte. Die so genannte Thermophotovoltaik – kurz TPV – umfasst dabei die direkte Umwandlung von thermischer Strahlung in elektrische Leistung mit Hilfe von photovoltaischen Zellen. Das System besteht aus einer Wärmequelle, dem Strahler, den Zellen selbst sowie einer Vorrichtung zur spektralen Anpassung der Strahlung. Letztere stellt das Kernstück dar, welche die Wärmestrahlung der elektrischen Nutzung zugänglich macht. Die Temperatur des Emitters selbst sollte zwischen 900-1.300 °C liegen, wobei die TPV grundsätzlich jede Strahlung nützen kann, deren Temperatur über der des Systems liegt. Abbildung 6 gibt das Funktionsprinzip der Thermophotovoltaik schematisch wieder, wobei die drei Hauptkomponenten in unterschiedlichen Farben dargestellt sind. [47]

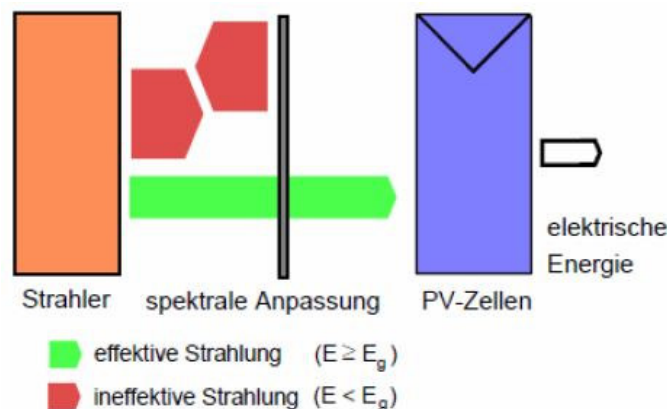


Abbildung 6: Funktionsprinzip der Thermophotovoltaik [47]

Die Thermophotovoltaik lässt sich grundsätzlich überall einsetzen, wo eine Verbrennung von Kraftstoffen erfolgt. Das Verfahren ähnelt jenem der herkömmlichen PV, wobei in diesem Fall die Sonneneinstrahlung keine Rolle spielt. Hingegen lässt sich auch Infrarotstrahlung mit Hilfe der TPV in Elektrizität umwandeln. Im Allgemeinen ist das System der TPV fallspezifisch, da das Strahlungsverhalten sehr stark von der Geometrie des Körpers abhängt. [47]

Während Konzepte auf theoretischem Labor-Maßstab einen Wirkungsgrad von 25-70 % erreichen können, liefern erste praktische Ausführungen selten Ergebnisse über 1-5 %. Die höchsten theoretischen Wirkungsgrade bedienen sich einer Kombination von mehreren spektralen Strahlungsanpassern, die ein möglichst breites Spektrum der emittierten Strahlung erfassen sollen. Trotz dieses niedrigen praktischen Wirkungsgrades weisen Thermophotovoltaik-Anlagen ein hohes Potenzial für zukünftige Anwendungen auf, welches allerdings zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht marktreif ist. Die Hauptvorteile liegen dabei in der Zuverlässigkeit sowie der Flexibilität des Systems. So könnte ein TPV-Generator in Postkartengröße eine elektrische Leistung von 300-500 W erzeugen. Mögliche Absatzmärkte umfassen dabei Bereiche wie die Automobilindustrie, den Schiffsbau sowie die Konstruktion von Wohnhäusern. [48]

Da das Prinzip der Thermophotovoltaik keinen Einsatz auf industriellem Maßstab vorweist und sich noch im Entwicklungsstadium befindet, kann diese Technologie nicht für die Nutzung von Abwärme im Rahmen des SISI-Projekts empfohlen werden. Einerseits existieren wie bereits erwähnt noch keine marktfähigen Lösungen, während die Kosten für Labor-Konzepte wirtschaftliche Überlegungen weit übersteigen. Für zukünftige Projekte und Überlegungen kann und muss dieses Potenzial jedoch vorgemerkt werden.

Nutzung der Sonneneinstrahlung

Sowohl Industriebetriebe, als auch öffentliche Einrichtungen sowie Privatgebäude weisen ein beträchtliches Potenzial an ungenutzten Dachflächen auf. Dieses könnte bei entsprechender Ausrichtung und unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren optimal in die städtische Energieerzeugung eingebunden werden. Da die verschiedenen erwähnten Konzepte auf die vorhandene Abwärme im Raum Judenburg abzielen, soll bei der Nutzung der Sonneneinstrahlung der Photovoltaik eine besondere Rolle zukommen, während die thermische Nutzung im Sinne der Solarthermie nur eine untergeordnete Rolle spielt. [49]

Beim Prinzip der Photovoltaik erfolgt eine direkte Umwandlung von Solarstrahlung in elektrischen Strom. Während erste Prototypen nur geringe Standardwirkungsgrade erreichten, weisen heutige Zellen im Allgemeinen einen Wert von 15-17 % auf. Der Wirkungsgrad definiert dabei das Verhältnis von auf die Fläche auftreffende Strahlungsenergie zu abgegebener elektrischer Energie. Tabelle 26 (im Anhang) fasst die unterschiedlichen PV-Technologien zusammen und führt die erreichbaren Wirkungsgrade an. Monokristallines Silizium weist Spitzenwerte von 15-17,5 % in der Serienfertigung auf, hat jedoch den Nachteil der in Relation hohen Produktionskosten. Im Gegensatz dazu erreicht polykristallines Silizium einen niedrigeren Zell-Wirkungsgrad von 14-15 %, was sich aber durch die geringeren Investitionskosten relativiert. Quasi-monokristalline PV-Module stellen eine relativ neue Entwicklung dar, bei der während des Kristallwachstums eingegriffen wird. Eine genauso wichtige Rolle spielen Dünnschicht-PV-Systeme, welche aus amorphem Silizium bestehen und noch geringere Produktionskosten vorweisen. Dünnschicht-Module eignen sich auf Grund ihres Aufbaus sowie der geringen Investitionskosten hervorragend für große Dachflächen. Ihr Nachteil liegt jedoch in Leistungseinbußen bei schwachen Lichtverhältnissen und bei sehr hohen Temperaturen. Die anderen drei in Tabelle 26 angeführten Systeme stellen Sonderanwendungen dar, welche im kommerziellen Bereich noch keine Rolle spielen. [37]

Das Stapeln von Schichten, welche unterschiedliche Wellenlängen aufnehmen, führt zu einer Steigerung der Dünnschicht-Module. Während auf Labor-Maßstab bereits Wirkungsgrade von 40 % erreicht werden können, sind in Zukunft Werte bis zu 80 % denkbar. Allerdings ist eine Steigerung des Systemwirkungsgrades auch stets mit höheren Investitionskosten verbunden. [50]

Die Leistung hängt jedoch auch von der Zelltemperatur ab, da eine erhitzte Zelle Verlustströme aufweist und somit ineffizienter arbeitet. Um verschiedene PV-Module vergleichbar zu machen, gelten die Kenndaten bei so genannten „Standardized Test Conditions“, welche durch eine Temperatur von 25 °C, einer Sonneneinstrahlung von 1.000 W/m² sowie einen Strahlungsdurchgang von 1,5 charakterisiert sind. Im mitteleuropäischen Raum liefern Dachneigungen von 30-40 ° in südliche Himmelsrichtung den höchsten energetischen Ertrag. [37]

Da die Modulherstellung eine aufwändige und kostspielige Aufgabe darstellt, sind PV-Module im Normalfall auf Standzeiten von 25 Jahren ausgelegt. Zum Vergleich von verschiedenen PV-Systemen dienen grundsätzlich zwei Kennzahlen, zu denen die „Final Yield“ Y_f und die „Performance Ratio“ P_R gehören. [37]

$Y_f = \frac{E_{PV,use}}{P_{PV,peak} \cdot t_d}$	20
--	----

Formel 20: Berechnung des „Final Yield“ für PV-Anlagen

E_{PV,use} für nutzbarer Solarenergieertrag [kWh], P_{PV,peak} für installierte Generator-Leistung unter STC [kW] und t_d für Messperiode [h].

$P_R = \frac{E_{PV,use}}{\eta_{Modul} \cdot E_{Sol} \cdot A_{PV}}$	21
--	----

Formel 21: Berechnung des Performance Ratios von PV-Anlagen

E_{Sol} für Summe der eingestrahlteten Sonnenenergie pro m² [kWh/m²] und A_{PV} für installierte PV-Generatorfläche [m²].

Die Beurteilung des Wirkungsgrades lässt sich neben den STC-Bedingungen auch bei „Normal Operating Cell Temperature“ – kurz NOCT – bestimmen und kommt somit realen Nutzungsbedingungen einen Schritt näher, wodurch in weiterer Folge der Wirkungsgrad sinkt. Faktoren, welche sich auf diesen auswirken, umfassen die Antireflexionsschicht, die mitunter für das bläuliche Erscheinen der Module verantwortlich ist, oder die Degradation, welche die Alterung des Materials bezeichnet. Letztere wirkt sich negativ auf das Leistungsverhalten aus und spielt besonders bei monokristallinen Systemen eine Rolle. [51]

Tabelle 4 fasst unterschiedliche Eigenschaften der vier wichtigsten PV-Systeme zusammen und geht neben den Wirkungsgraden – welche mit ähnlichen Werten bereits in der vorigen Tabelle erwähnt sind – auf das Schwachlicht- sowie das Wärmeverhalten, die Kosten, die zu erwartende Lebensdauer, das spezifische Gewicht und die Störanfälligkeit ein. [52]

	Monokristallin	Polykristallin	Dünnschicht	CIGS
Wirkungsgrad	14-20 %	12-16 %	6-10 %	13-15 %
Schwachlichtverhalten	Einbußen bei diffusem Licht	Einbußen bei diffusem Licht	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Wärmeverhalten	Einbußen bei hohen Temperaturen	Einbußen bei hohen Temperaturen	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Kosten	Teurer als Polykristallin und Dünnschicht	Günstiger als Monokristallin und CIGS	Günstigste Variante	Bislang am teuersten
Langzeittest	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Mittlere Leistung, etwas geringere Lebensdauer	Geringere Leistung – im Winter aber höher, noch keine Langzeittests
Gewicht pro m²	Höher	Höher	Niedriger	Niedriger
Störanfälligkeit	Sehr gering	Sehr gering	Gering	Gering

Tabelle 4: Gegenüberstellung verschiedener PV-Systeme [52]

Anhand der durchgeführten Recherche und unter Berücksichtigung unterschiedlicher Quellen lassen sich verschiedenen Wirkungsgrade für die drei zu berechnenden Szenarien definieren. Tabelle 5 fasst die gefundenen Ergebnisse zusammen und geht dabei auf die drei industriell in Frage kommenden Technologien ein.

Wirkungsgrad/Szenario	Realistisch	Best Case	Worst Case
Monokristalline Module	17	22	15
Polykristalline Module	15	20	14
Dünnschicht-Module	8	12	5

Tabelle 5: Erreichbare PV-Wirkungsgrade für drei Szenarien

Im Fall der großen freien Flächen von Industriebauten erscheinen sowohl die polykristalline als auch die Dünnschicht-Technologie als sinnvoll. Im Bereich der Photovoltaik-Module existiert eine Vielzahl an verschiedenen Anbietern im Raum Judenburg sowie der näheren Umgebung in der Steiermark. Eine genauere Recherche dieser soll nach dem Entwerfen eines konkreteren Plans zur Umsetzung eines PV-Konzepts erfolgen.

Nutzung von Biomasse

Die Nutzung von Biomasse spielt eine essentielle Rolle im Rahmen des Konzepts der erneuerbaren Energien. Auch die Stadtgemeinde Judenburg besitzt Forstflächen, deren mögliche Nutzung untersucht werden soll.

Im Bereich der Biomassenutzung können unterschiedliche Technologien zur Anwendung kommen. Beispielsweise werden bei holzbefeuerten Dampfturbinenprozessen je nach technischer Charakteristik der Turbine Brennstoffausnutzungsgrade von bis zu 90% erreicht. Auf der anderen Seite erreicht ein Holzgas-Heizkraftwerk mit Holzvergasung einen resultierenden Wirkungsgrad von 81 %, der zu 36 % aus elektrischer und zu 45 % aus thermischer Energie besteht. Grundsätzlich gilt, dass ein höherer elektrischer Wirkungsgrad sich negativ auf den Gesamtwirkungsgrad des Systems auswirkt, während der thermische Anteil einen positiven Effekt zeigt. Abbildung 32 (im Anhang) gibt verschiedene Kennzahlen von Systemen, welche zur Erzeugung von Strom aus Biomassen dienen, wieder. Bemerkenswert ist dabei der Gesamtnutzungsgrad des ORC-Heizkraftwerks von 81 %, während hinsichtlich der entstehenden CO₂-Emissionen die Dampfturbine das Verfahren der Wahl darstellt. Grundsätzlich sind nur bis zu 35 % der im Brennstoff enthaltenen Primärenergie in elektrischen Strom umwandelbar, jedoch erfolgt eine Wirkungsgradsteigerung – wie in den vorangehenden Beispielen – durch eine Kraft-Wärme-Kopplung und somit durch die Nutzung des thermischen Anteils. [53]

Ein überwiegender Teil der festen Biomasse findet seinen Einsatz in Blockheizkraftwerken – kurz BHKW. In diesen erfolgt die Gewinnung von thermischer und mechanischer Energie über eine Wärmekraftmaschine. Letztere wird im Anschluss nach Grundsatz der Kraft-Wärme-Kopplung über einen Generator zur Stromgewinnung eingesetzt, da die Kombination zu hohen Brennstoffausnutzungsgraden führt. Die gewonnene Wärme kann bei Bedarf in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist werden. [54]

Relativ hohe elektrische Wirkungsgrade sind nur mit der Technologie einer Dampfturbine erreichbar, die allerdings erst ab einem Leistungsbereich von 2 MW elektrisch zur Verfügung steht. Dies würde die lokalen Potenziale übersteigen und eine erhöhte Nutzung an Biomasse der Region erfordern, oder externen Bezug verlangen. Es besteht natürlich auch die Möglichkeit einer ausschließlichen thermischen Nutzung in einem Biomasse Heizwerk. Hier können Wirkungsgrade um 90 % erwartet werden. Der Vorteil eines großen Biomasseheizkessels liegt in der kompakten Bauweise sowie verhältnismäßig niedrigen Instandhaltungskosten, während andererseits die Errichtung mehrerer kleiner Anlagen eine gewisse Flexibilität wahrt.

Je nach gewählter Technologie sind unterschiedliche Brennstoffausnutzungsgrade erreichbar, welche sich aus dem elektrischen und dem thermischen Anteil zusammensetzen. Da eine Steigerung einer Komponente zumeist eine Erniedrigung der anderen veranlasst, stellt eine dreigeteilte Wirkungsgradbetrachtung einen sinnvollen Ansatz dar. Tabelle 6 und Tabelle 7 fasst die möglichen elektrischen, thermischen und Gesamtwirkungsgrade für drei unterschiedliche Szenarien zusammen und betont die indirekte Proportionalität, wonach η_{el} und η_{th} zwar separat gesteigert werden können, deren Summe jedoch stets über dem erreichbaren Gesamtwirkungsgrad liegt.

Szenario	Realistisch			Best Case			Worst Case		
Biomasse HKW mit Dampfturbine	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}
El. Wirkungsgrad	30	-	-	35	-	-	23	-	-
Therm. Wirkungsgrad	-	51	-	-	65	-	-	48	-
Gesamtwirkungsgrad	-	-	81	-	-	90	-	-	75

Tabelle 6: Erreichbare Wirkungsgrade eines Biomasse HKW mit Dampfturbine für drei Szenarien

Biomassekessel	Realistisch	Best Case	Worst Case
Wirkungsgrad in %	92	95	87

Tabelle 7: Erreichbare thermische Wirkungsgrade eines Biomassekessels

Falls ein externer Bezug oder eine Erhöhung der Biomassenutzung in der Region nicht möglich erscheint kann als Alternative zur Dampfturbine ein Dampf-Schraubenmotor eingesetzt werden. Dieser hat einen deutlich reduzierten elektrischen Wirkungsgrad, ist allerdings schon ab einer elektrischen Leistung von 100 kW elektrisch einsetzbar. Das Teillastverhalten ist sehr gut (der elektrische Wirkungsgrad reduziert sich auf 85% des Nennwirkungsgrades bei 30 % Nennleistung).

Szenario	Realistisch			Best Case			Worst Case		
Biomasse HKW mit Dampf-Schraubenmotor	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}
El. Wirkungsgrad	12,6	-	-	17	-	-	10	-	-
Therm. Wirkungsgrad	-	70	-	-	74	-	-	62	-
Gesamtwirkungsgrad	-	-	82,6	-	-	90	-	-	72

Tabelle 8: Erreichbare Wirkungsgrade eines Biomasse HKW mit Dampf-Schraubenmotor für drei Szenarien

Im Unterschied zur vorigen Technologie fasst Tabelle 9 die erreichbaren Wirkungsgrade einer ORC-Heizkraftwerkskombination zusammen und schlüsselt diese erneut in die Bereiche elektrisch, thermisch und gesamt auf. Auf Grund des geringeren η_{el} sind höhere Gesamtwirkungsgrade erreichbar. Je nach Zielsetzung der Technologie können so unterschiedliche Komponenten ins Zentrum der energetischen Betrachtungen rücken.

Szenario	Realistisch			Best Case			Worst Case		
ORC-HKW	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}	η_{el}	η_{th}	η_{Ges}
El. Wirkungsgrad	10.6	-	-	15	-	-	8	-	-
Therm. Wirkungsgrad	-	70.4	-	-	80,2	-	-	65	-
Gesamtwirkungsgrad	-	-	81	-	-	86	-	-	75

Tabelle 9: Erreichbare Wirkungsgrade eines ORC-HKW für drei Szenarien

B.5.5 Potenziale

In der Diskussion um Energiepotenziale werden folgende Begriffe unterschieden:

- Das *theoretische* Potenzial beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot. Es wird alleine durch die gegebenen physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt und markiert damit die Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrages zur Energiebereitstellung. Wegen unüberwindbarer technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann das theoretische Potenzial nicht vollständig ausgenutzt werden.
- Das *technische* Potenzial beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden die gegebenen strukturellen und ökologischen Begrenzungen sowie gesetzliche Vorgaben berücksichtigt.
- Das *ökonomische* Potenzial beschränkt das technische Potenzial auf den Anteil, der unter Einbeziehung definierter ökonomischer Randbedingungen nutzbar ist.

Sofern nicht anders angegeben, sind sämtliche Energiewerte auf Basis Endenergie dargestellt.

Potenziale für industrielle Energie

In der Stadt Judenburg gibt es drei große Industriebetriebe (A, B & C). Diese drei Betriebe werden für eine Potenzialerhebung herangezogen. Es stehen Energiepotenziale aus Abwärme, Abwasser und Abfall bereit, sowie die Größe der Dachflächen, die für eine PV- oder Solarthermienutzung zur Verfügung stehen. Die Energiepotenziale aus Abfall werden hier nicht näher beleuchtet, da sie die Größenordnung von 2 MW nicht übersteigen, wodurch kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Diese Erfahrung stützt sich auf Erkenntnisse aus Vorprojekten. [55]

Abwärme

In Firma A entsteht während der Produktion Abwärme. Dabei handelt es sich um Rauchgas aus einem Hubherdofen, welches bei 400°C verfügbar ist und somit gute Voraussetzungen für eine weitere energetische Nutzung bietet. Dabei ist erkennbar, dass es zwischen den einzelnen Betriebsphasen zu Leerlaufzeiten kommt. Im Einschichtbetrieb steht eine Abwärmeleistung (Bandlast) von 50 kW zur Verfügung. Im Zweischichtbetrieb sind es 100 kW. Anzumerken ist, dass es in dem Unternehmen jährlich zwei Betriebsstillstände (August, Dezember) gibt, welche jeweils ein Ausmaß von zwei Wochen haben. Insgesamt steht ein theoretisches Potenzial von etwa 5.000 MWh (Primärenergie) zur Verfügung. Der zeitliche Verlauf ist in Abbildung 7 dargestellt. Hier sind die beiden Betriebsstillstände im August und Dezember sowie die Bandlast in den Leerlaufzeiten deutlich zu erkennen. Im Lastgang spiegelt sich weiters das periodisch wiederkehrende Abwechseln aus Ein- und Zweischichtbetrieb wider.

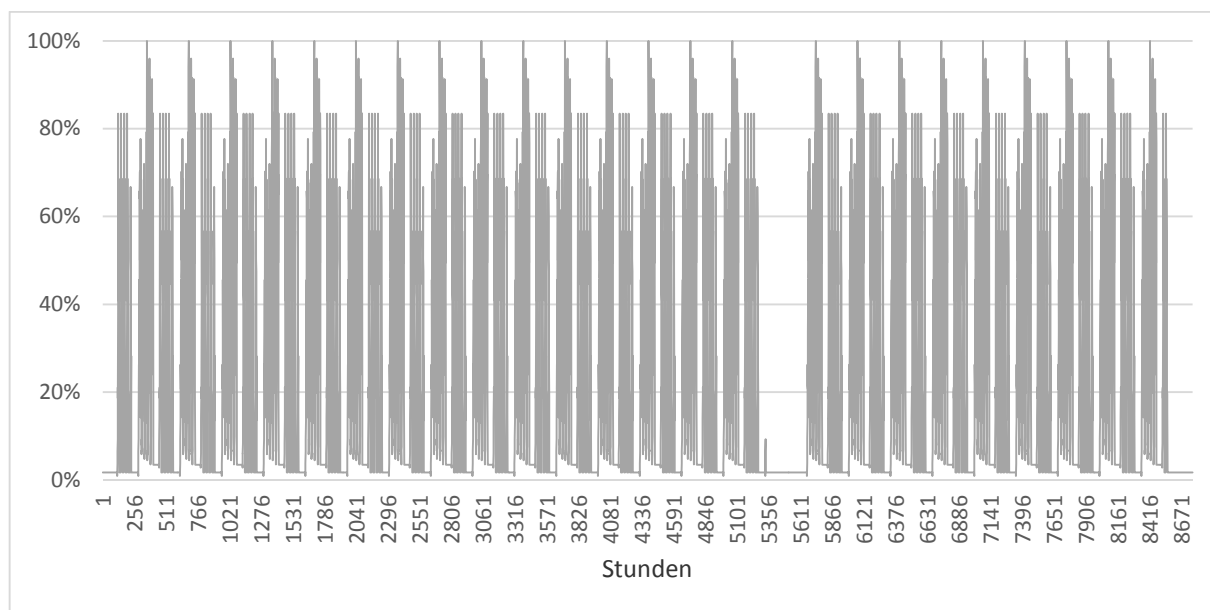


Abbildung 7: Abwärmelastgang der Firma A

Wärmestrahlung

Die Firma C gibt an, ein großes Potenzial an diffusen Wärmeverlusten in Form von Strahlung zu besitzen. Die Prozesstemperatur in den drei Hubbalkenöfen liegt bei ungefähr 1.020°C, wobei die vorhandene Öffnung mit Hilfe von feuerfesten Vorhängen abgeschirmt wird, wodurch die abgestrahlte Energie ungenutzt bleibt. Eine Abschätzung der vorhandenen Strahlungsverluste seitens der Firma ergibt einen Wert von etwa 10.000 MWh (Primärenergie) im Jahr.

Abwasser

Neben der Abwärme fallen auch industrielle Abwässer zumeist in erheblichen Mengen und mit erhöhten Temperaturen im Vergleich zu anderen Wasserquellen an. Mit einer Summe von beinahe 1,5 Mrd.l pro Jahr und einer Temperatur zwischen 30-38°C ergibt sich demnach ein theoretisches Potenzial von ca. 4 MWh (Primärenergie). Die Energiemenge wurde mit einer Temperaturdifferenz von 20 K berechnet. Während der Produktion fällt das Abwasser, das meist als Kühlwasser verwendet wird, kontinuierlich an und charakterisiert das Lastprofil (Bandlast) dementsprechend.

Dachflächen – Photovoltaik

Industriebetriebe weisen unter anderem durch große Produktions- und Lagerhallen ein beträchtliches Potenzial an ungenutzten Dachflächen auf. Dieses könnte bei entsprechender Ausrichtung und unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren optimal in die städtische Energieerzeugung eingebunden werden. Insgesamt stehen hier etwa 107.367 m² zur Verfügung, werden Verschattung, Neigungswinkel und statische Ansprüche inkludiert, reduziert sich das Dachflächenpotenzial auf etwa 68.809 m². Unter Berücksichtigung eines Modulwirkungsgrades von 15% für polykristalline Module ergibt sich daraus ein technisches Potenzial von 9 MWh_{el}.

Potenziale für erneuerbare Energie

Im Stadtgebiet von Judenburg stehen neben industrieller Energie auch erneuerbare Energiepotenziale für eine grundsätzliche Nutzung zur Verfügung. Dazu gehören Dachflächen für solare Energienutzung, Wind, Wasserkraft, Biomasse und Abfall.

Dachflächen – Solarthermie / Photovoltaik

In der Stadt Judenburg stehen grundsätzlich Dachflächen von privaten und öffentlichen Gebäuden für eine solarthermische oder PV-Nutzung zur Verfügung. Insgesamt stehen hier etwa 363.654 m² zur Verfügung. Werden Verschattung, Neigungswinkel und statische Restriktionen mitberücksichtigt, reduziert sich das Dachflächenpotenzial auf etwa 90.914 m². Wird das gesamte Dachflächenpotenzial für Photovoltaik genutzt, ergibt sich unter Berücksichtigung eines Modulwirkungsgrades von 15% für polykristalline Module ein technisches Potenzial von 12 MWh_{el}. Bei der Nutzung der Dachflächen stehen Solarthermie und PV in Konkurrenz zueinander. Bei einer partiellen Nutzung der Dachflächen für Solarthermie reduziert sich das oben ausgewiesene theoretische Potenzial für PV entsprechend.

Wind

In Raum Judenburg gibt es ein theoretisches Potenzial von 40 GWh_{el} an Windenergie, das auf Grund von Interessenskonflikten nicht genehmigungsfähig ist und somit für eine Nutzung nicht zur Verfügung steht. Das technische Potenzial ist somit 0 MWh_{el}.

Wasserkraft

Derzeit sind drei Wasserkraftwerke mit einer jährlichen Stromproduktion von 13,9 GWh (2,9 MW Spitzenlast) in Betrieb. Im Zuge einer Revitalisierung sollen die drei Kraftwerke auf eines zusammengelegt werden, wodurch sich die jährliche Energielieferung auf 29 GWh (6 MW) erhöht. Somit ergibt sich ein zusätzliches ökonomisches Potenzial von 15,1 GWh.

Biomasse

Im Bezirk Judenburg werden 2.295 ha forstwirtschaftlich genutzt. Vom jährlichen Zuwachs (18.100 fm) werden lediglich 41% genutzt. Laut HEM (Holzeinschlagsmeldungen) gehen 19% des jährlichen Einschlags in die energetische Nutzung, wodurch sich eine derzeitige energetische Nutzung der Biomasse von 2,7 GWh auf Basis Primärenergie ergibt. Die Erhöhung des Nutzungsgrades des Einschlags von 41 auf 100% ist möglich. Werden vom Zuwachs wiederum 19% für energetische Zwecke genutzt, können weitere 4 GWh (technisches Potenzial auf Basis Primärenergie) für die energetische Nutzung verwendet werden.

Aus den Annahmen und Berechnungen zum Biomassepotenzial der Stadtgemeinde Judenburg lässt sich bei einem zusätzlichen Potenzial von 4 GWh und einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 % der Bedarf nach einem Biomasse Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 137 kW errechnen, welches auf Dauerleistung ausgelegt ist. Bei einer Auslegung auf Betriebszeiten von 1.500 Voll-

laststunden ergibt sich eine Kraftwerksleistung von 800 kW elektrisch und 1,36 MW thermisch, bei den unten angeführten realistischen Wirkungsgraden. Es ist natürlich möglich nur die thermische Auskopplung auf 1500 Betriebsstunden zu reduzieren und die Anlage zur Stromerzeugung ganzjährig zu betreiben. Dies würde allerdings zu einer Reduktion des Brennstoffausnutzungsgrades führen.

Abfall

Im Vergleich zu den Industriebetrieben fallen in der Stadt wesentliche höhere Mengen an Abfall an, wodurch sich ein theoretisches Potenzial von 1.800 GWh (Primärenergie) ergeben würde. Für diese Abfallströme existieren bereits Entsorgungswege, und der Abfall wird (teilweise) energetisch in größeren Anlagen außerhalb des Untersuchungsgebiets genutzt. Dieses Konzept wird beibehalten, da es sowohl ökonomischer, als auch ökologischer ist, die bestehenden Versorgungswege und Großanlagen, die effizient arbeiten, zu nutzen. Das technische Potenzial ist somit 0 MWh.

Energiebedarf Stadt Judenburg

Der Energiebedarf der Stadt umfasst die Sektoren öffentliche und private Dienstleistungen, private Haushalte und Landwirtschaft. Der angegebene Energiebedarf inkludiert die Sektoren Verkehr und produzierender Bereich (Industrie) nicht. Die Stadt Judenburg hatte 2015 einen Wärmebedarf von 123 GWh und einen Strombedarf von 35 GWh. Ein Teil der Bereitstellung von Wärme und Strom basiert bereits auf erneuerbarer und industrieller Energie. Dieser Anteil soll zukünftig nicht durch andere Maßnahmen ersetzt werden. Neben der Höhe der Verbräuche ist auch der zeitliche Verlauf wichtig.

B.5.6 Ökonomische Bewertung

Erwähnt werden muss ebenfalls, dass für sämtliche Wärmeszenarien eine Netzausbau- bzw. eine -verdichtung erfolgen müsste, da gemäß einer Information der Stadtgemeinde Judenburg im Moment sämtliche Leitungen zur Gänze ausgelastet sind. Ein wichtiger Aspekt ist die Tatsache, dass die vorhandenen Fernwärmeleitungen voll ausgelastet sind und somit eine Steigerung des Inputs mit einem Ausbau bzw. einer Verdichtung des vorhandenen Netzes verbunden wäre. Somit fallen zusätzlich zu den Kosten, welche mit dem Aufbau und der Inbetriebnahme der Technologie verbunden sind, weitere Netzkosten an, welche sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Konzepts auswirken.

Organic Rankine Cycle

Die ORC-Technologie bietet sich an, um aus der vorhandenen Abwärme einerseits Strom zu generieren, während auf der anderen Seite auch ein Teil der Wärme wirtschaftlich genutzt werden kann. Unter Berücksichtigung der Potenziale lassen sich zwei Szenarien darstellen. Zum einen kann eine große Anlage zum Einsatz kommen, welche in Übereinstimmung mit dem Profil der verfügbaren Abwärme betrieben wird und die gesamte Wärme ausnützt. Im Gegensatz dazu ist ein kleineres Konzept nach oben hin begrenzt, sticht jedoch durch die geringeren Investment-Kosten hervor. Farwick gibt an, dass große ORC-Anlagen mit einer jährlich erzeugten elektrischen Leistung von 200 kW bereits Stand der Technik sind. [56]

ORC-Szenario 1

Zur Nutzung des gesamten Leistungsspektrums eignet sich eine ORC-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 475 kW und einer thermischen von 1,900 kW. Mit den in der Technologierecherche ermittelten Wirkungsgraden von $\eta_{el}=17\%$ und $\eta_{th}=68\%$ lässt sich somit auch der höchste Peak im Profil mit 2,859 kW sicher abdecken. Unter Berücksichtigung der Abwärme-Werte der Firma A ergibt sich eine gesamte Abwärme von 5,095,291 kWh pro Kalenderjahr. Die Berechnung der somit resultierenden Erlöse und Kosten ist in Tabelle 10 dargestellt. [57]

Komponente	Größe	Einheit (Anmerkungen)
Nutzbare Wärme	5,095,291	kWh
Erlöse		
η_{th}	0.6645	-
Wärmemenge	3,385,949	kWh/a
Einspeisetarif Wärme	0.04405	€/kWh
Wärmeerlöse	149,146.14	€/a
η_{el}	0.1661	-
Strommenge	846,487	kWh/a
Einspeisetarif Strom	0.073395	€/kWh
Stromerlöse	62,127.93	€/a
Summe Erlöse	211,274.07	€/a
Betriebskosten		
Wartungskostensatz	0.04	- (4 % der Anschaffungskosten)
Summe Wartungskosten	49,400.00	€/a
Investmentkosten		
Kosten ORC-Modul	2,000	€/kW _{el}
Investmentkosten	950,000	€/Anlage
Installationskosten	0.2	- (20 % der Investmentkosten)
Planungskosten	0.1	- (10 % der Investmentkosten)
Gesamt-Investmentkosten	1,235,000	€/Anlage

Tabelle 10: Berechnung der Kostenstruktur einer großen ORC-Anlage zur Abwärmenutzung

Besonderes Augenmerk liegt auf den Einspeisetarifen für Wärme und Strom. In beiden Fällen erfolgt eine Berücksichtigung der relevanten Werte der Stadtwerke Judenburg und Leoben, wobei zur Berechnung jeweils der Arbeitspreis herangezogen wird und dazu ein Pauschale von 5 % dieses Wertes als Leistungspreis hinzugerechnet wird. Sämtliche Angaben berücksichtigen keine Steuern und sind im Fall einer besonderen Förderung oder Änderung der Preise adaptierbar. Einen weiteren kritischen Faktor stellen die Kosten des ORC-Moduls an sich dar, welche oftmals in €/kW_{el} angegeben werden. Während die spezifischen Kosten für kleine Systeme im niederen kW-Bereich zwischen 3,000 und 5,000 €/kW_{el} liegen können, gelten für größere Systeme Degressionseffekte. Abbildung 8 zeigt diesen Zusammenhang zwischen installierter Leistung und den Kosten pro kW übersichtlich auf. Ein realistischer Wert für das betrachtete System zielt somit auf ungefähr 2,000 €/kW_{el} ab. [58,59]

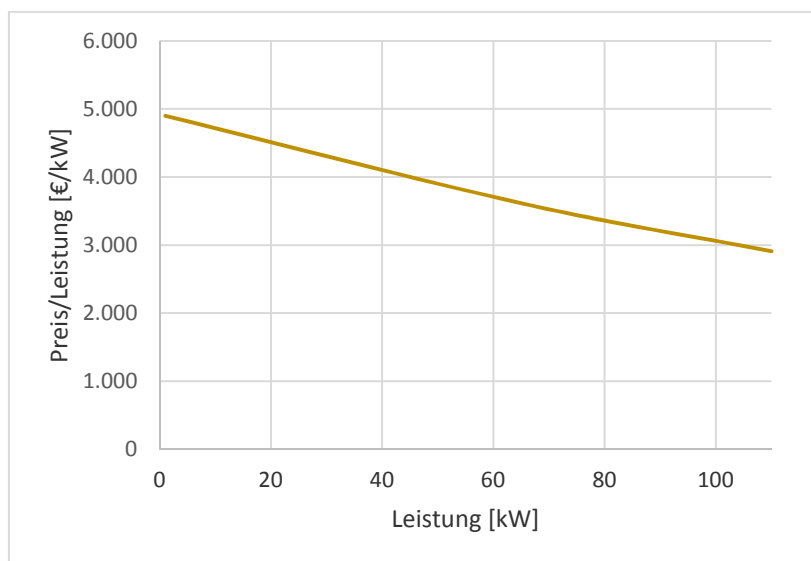


Abbildung 8: Zusammenhang zwischen installierter Leistung und Kosten pro kW bei der ORC-Technologie [58,59]

Als nächster Schritt erfolgt die Berechnung zur Implementierung eines solchen ORC-Systems. Tabelle 11 zeigt die Vorgehensweise schematisch für die ersten drei Jahre. Da die Berechnungsmethode für die anderen Technologien auf den gleichen Prinzipien basiert, ist die Vorgehensweise explizit nur für die ORC-Anlage dargestellt.

Zeit [Jahre]	0	1	2	3
Einnahmen E [€]	0	211,274.07	211,274.07	211,274.07
Betriebskosten B [€]	0	-49,400.00	-49,400.00	-49,400.00
E-B [€]	0	161,874.07	161,874.07	161,874.07
CAPEX [€]	-1,235,000.00	0	0	0
Jährlicher Cashflow [€]	-1,235,000.00	161,874.07	161,874.07	161,874.07
WACC [%]	0.07	0.07	0.07	0.07
Diskont-Faktor [-]	1	1.07	1.1449	1.225043
Akkumulierter Cashflow [€]	-1,235,000.00	151,284.18	141,387.08	132,137.46
Barwert [€]	-1,235,000.00	-1,083,715.82	- 942,328.73	- 810,191.27

Tabelle 11: Schema zur Berechnung des Barwertes eines ORC-Technologieszenarios

Die Summierung der Barwerte führt zum Nettobarwert des Projektes nach einem Zeitraum von 30 Jahren, der in Summe ungefähr 773,702 € beträgt. Der Verlauf dieser Barwerte, sowie die Amortisationszeit von ca. 11.5 Jahren sind in Abbildung 9 zu erkennen.

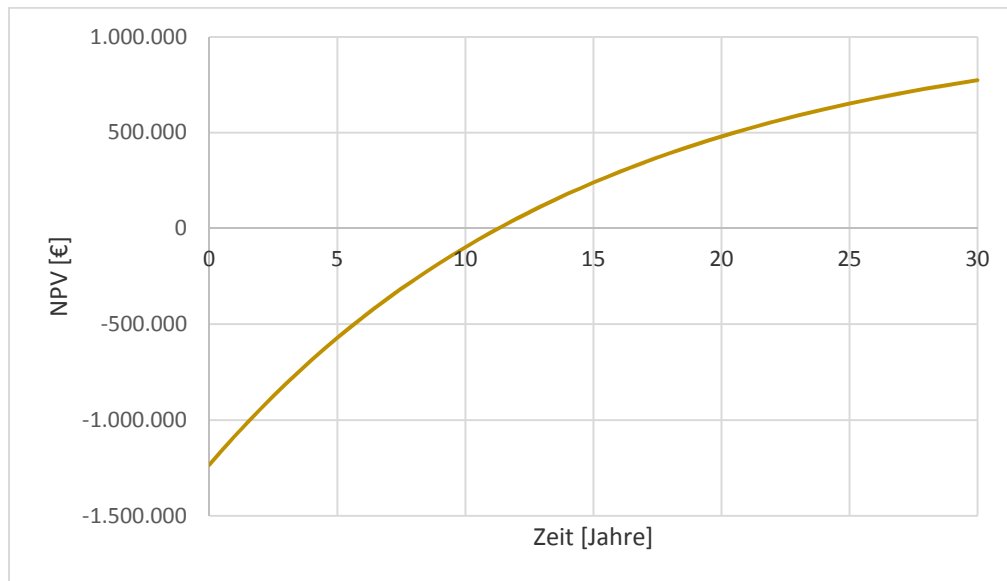


Abbildung 9: Verlauf des Nettobarwertes des ORC-Szenarios 1

Gemäß der Formel der Annuitätenrechnung lässt sich mit Hilfe der vorhandenen Daten die Annuität des Vorhabens berechnen. Mit einem Zinssatz von 7 % und einer Laufzeit von 30 Jahren ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0.0806. Erfolgt eine Multiplikation dieses Faktors mit dem resultierenden Nettobarwert, so stellt eine Annuität von rund 62,350 € das Ergebnis dar.

Im Fall der ORC-Anlagen stellt sich die Frage, ob das System trotz der jährlichen Instandhaltungskosten in Höhe von 4 % des Anschaffungswertes funktionsfähig bleibt. Wird die Anlage beispielsweise nach 15 Jahren komplett ersetzt, ergibt sich ein völlig anderes Szenario – siehe Abbildung 33 (im Anhang) – mit einem Nettobarwert von ca. 326,081 € und einer Annuität von 26,278 €. Die Berücksichtigung einer Neuinvestition nach dem erwähnten Betrachtungszeitraum stellt eine Annahme unter signifikanter Unsicherheit dar, weshalb diese Vorgehensweise exemplarisch nur am ORC-Prozess vorgezeigt werden soll. Für die detaillierte Betrachtung einer möglichen Reinvestition müsste im Falle einer technischen Umsetzung der Hersteller eines solchen Systems konsultiert werden.

ORC-Szenario 2

Der Hauptunterschied des zweiten ORC-Szenarios liegt in der Leistungsklasse der Anlage. Während im vorigen Fall der gesamte Abwärme-Verlauf im Betrieb der Anlage abgedeckt wird, zielt diese Variante auf den unteren Bereich des Profils ab. Mit gleichen technischen Charakteristiken wie im vorigen Beispiel und Systemdaten von 170 kW_{el} und 680 kW_{th} ergibt sich somit ein Leistungsmaximum der Abwärme von ungefähr 1023 kW, das genutzt werden kann. Fällt zu einem gewissen Zeitpunkt mehr Abwärme an, kann dieses System die anfallende Überkapazität nicht ausnutzen, was jedoch durch den Vorteil der geringeren Investmentkosten aufgewogen wird. Für die Berechnung des zweiten Szenarios gelten die gleichen Werte wie im vorigen Beispiel, jedoch sind die Kosten pro installiertem kW höher. Da es sich bei dieser Anlage um eine kleinere Version handelt, fallen diverse Degressionseffekte nicht so deutlich an, weshalb Modulkosten von 2,500 €/kW_{el} als plausibler Wert erscheinen. [58,59]

Nach einer Laufzeit von 30 Jahren ergibt sich ein Nettobarwert von rund 634,935 €. Die Annuität liegt mit 51,167 € bei einem etwas niedrigeren Wert als zuvor, ist jedoch mit wesentlich geringeren Investmentkosten von 552,500 € für das gesamte System verbunden. Auch die niedrigere Amortisationsdauer von ungefähr 7.5 Jahren spiegelt einen Vorteil des kleineren Systems wider.

Abschließend bleibt zu betonen, dass viele der recherchierten Daten mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind und je nach betrachtetem Szenario variieren können. Für eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Szenarien bietet diese Methode jedoch ein geeignetes Werkzeug, welches je nach Bedarf verändert werden kann.

Wärmetauscher

Da die Anwendungstemperatur sämtlicher Technologien bis mindestens 400 °C ausgelegt ist, stellt die Temperatur des Rauchgases kein Problem für den Betrieb dar. Eine Recherche der drei erwähnten möglichen Technologien liefert das Ergebnis, dass keine maßgeschneiderte Lösung das betrachtete Einsatzgebiet vorhanden ist. Jedoch existieren Wärmeübergabestationen und Keramikwärmetauscher, welche bis zu Leistungsklassen von 2.200 kW ausgelegt sind und mögliche Optionen für eine Implementierung darstellen könnten. Tabelle 12 listet die für die wirtschaftliche Betrachtung wesentlichen Einflussfaktoren sowie die grundlegenden Berechnungsschritte schematisch auf. [60,61]

Komponente	Wert	Einheit (Anmerkungen)
Nutzbare Wärme	5,095,291	kW
Betriebsstunden	4570	h/a
<u>Erlöse</u>		
Einspeisbare Wärme	5,095,291	kWh/a
Einspeisetarif Wärme	0.04404855	€/kWh
Wärmeerlöse	224,440.19	€/a
<u>Betriebskosten</u>		
Betriebskosten	0	€ (System läuft ohne zusätzlichen Energieaufwand)
Wartungskostensatz	0.04	- (4 % vom Anschaffungspreis)
Wartungskosten Gesamt	20,000	€/a
<u>Investment-Kosten</u>		
2200 kW-Anlage	500,000	€

Tabelle 12: Berechnung der Kostenstruktur eines Wärmetauscher-Systems zur Abwärmenutzung

Eine Einspeisung der gesamten vorhandenen Abwärme führt zu Wärmeerlösen von rund 224,440 € pro Jahr. Je nach Anbieter ergeben sich Investmentkosten in Höhe von 500,000 € für ein System mit einer Leistung von 2,200 kW, was in weiterer Folge unter Zuhilfenahme der dynamischen Investitionsrechnung zu einem Nettobarwert von ca. 2,036,907 € führt. Die Annuität weist mit 164,147 € einen ausgesprochen hohen Wert auf. Abbildung 10 spiegelt dieses Ergebnis graphisch wider und führt zur erwähnt kurzen dynamischen Amortisationszeit. [60,61]

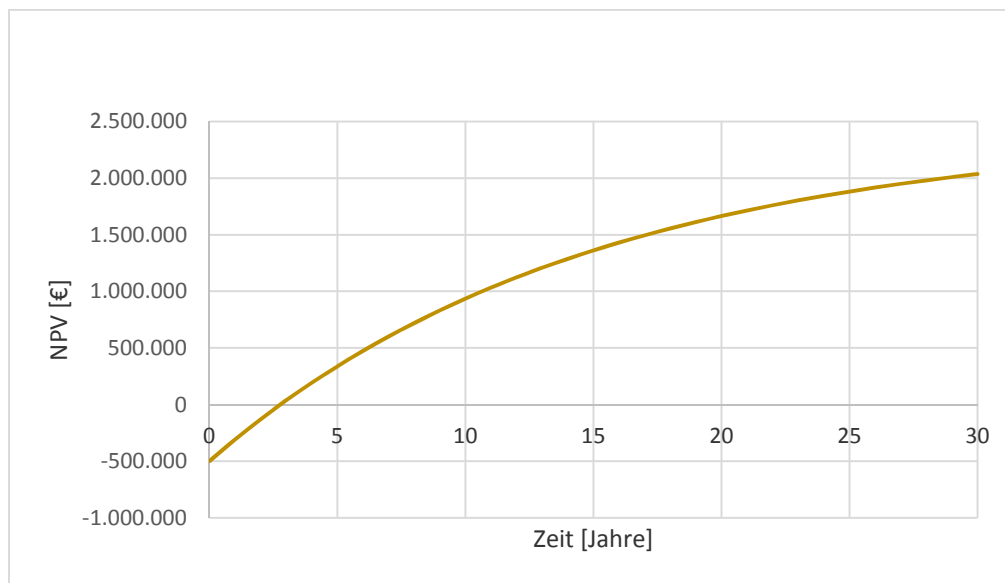


Abbildung 10: Verlauf des Nettobarwertes eines Wärmetauscher-Szenarios

Abwärmenutzung aus Abwasser

Die Wärmepumpenszenarien lassen sich für sämtliche Firmen in je zwei unterschiedliche Fälle unterteilen. Einmal erfolgt ein Betrieb über das gesamte Kalenderjahr, während die Wärmepumpe im zweiten Fall nur im Winter im Einsatz ist. Sämtlichen Szenarien liegt ein An/Aus-Profil zugrunde, welches im Rahmen der Berechnung Anwendung findet.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt systematisch am Beispiel einer Firma, wobei sämtliche für die Kalkulation relevanten Daten Tabelle 13 zu entnehmen sind. [62,63]

Komponente	Größe	Einheit
AN-Quote	79	%
Stunden pro Jahr	6,888	h/a
<u>Wärmeerlöse</u>		
Wärmeleistung	2,411.1	kW
Wärme pro Jahr	16,607,905	kWh/a
Einspeisetarif	0.04405	€/kWh
Wärmeerlöse	731,554.12	€/a
<u>Betriebskosten</u>		
Antriebsleistung	574.1	kW
Antriebsenergie pro Jahr	3,954,263	kWh/a
Stromkosten	0.03610	€/kWh
Antriebskosten pro Jahr	142,748.90	€/a
Erlöse-Kosten pro Jahr	588,805.23	€/a
<u>Investment-Kosten</u>		

Kosten pro kW _{th}	1,000	€/kW
Kosten System	2,411,136	€

Tabelle 13: Berechnung der Kostenstruktur einer Wärmepumpe

Die Daten für die Wärmeeinspeise- und Stromgebühren stammen erneut von den Stadtwerken Leoben und Judenburg sowie von der E-Control. Als kritischer Faktor bei der wirtschaftlichen Betrachtung von Wärmepumpen gelten die Kosten pro geleistetem kW_{th}. Unter Zuhilfenahme mehrerer kleinerer Systeme lässt sich ein Kostenpunkt von ungefähr 1,000 € pro kW abschätzen. In diesem Fall sind jedoch die Größeneffekte ebenfalls nicht zu unterschätzen, weshalb ein Absinken der Kosten durchaus möglich ist. [63]

Die dynamische Investitionsrechnung liefert für das betrachtete Szenario einen Nettobarwert von rund 4,895,372 €. Neuinvestitionen werden nicht berücksichtigt. Abbildung 11 spiegelt den Verlauf dieses Wertes wider, der multipliziert mit dem Annuitätenfaktor zu einer Annuität von 394,500 € führt.

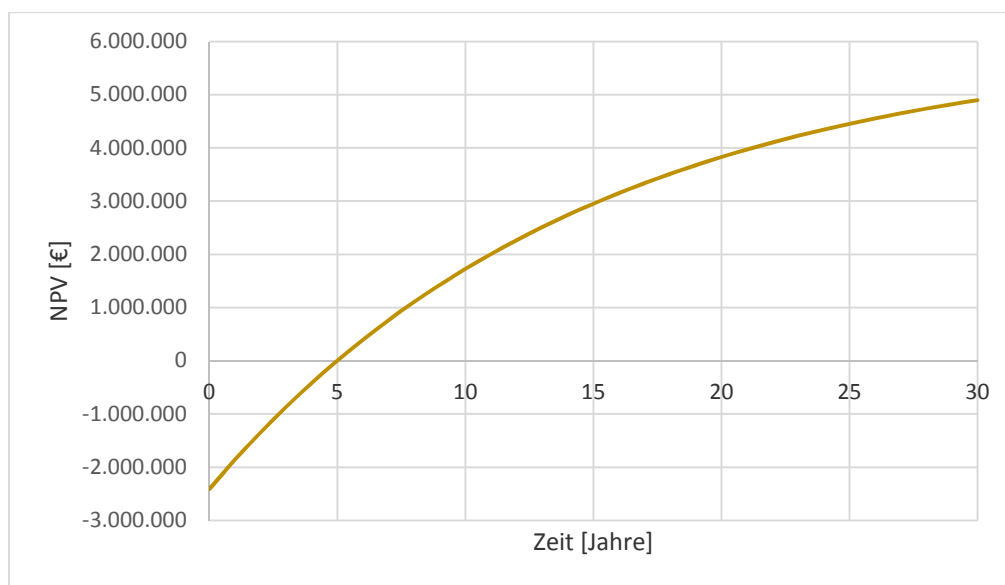


Abbildung 11: Verlauf des Nettobarwerts bei Installation einer Wärmepumpe bei der Firma C

Ähnlich dem ORC-Szenario lässt sich exemplarisch auch im Fall der Wärmepumpe eine Neuinvestition nach 15 Jahren berücksichtigen, was zu einer reduzierten Annuität von 324,075 € führt.

Die Berechnung der verschiedenen Szenarien – mit und ohne Betrieb im Sommer – erfolgt analog der vorgestellten Methode. Die wichtigsten dafür verwendeten Daten sowie die Ergebnisse sind in Tabelle 14 aufgelistet, wobei in allen Fällen ohne Neuinvestition gerechnet wird.

Szenario	Sommer und Winter			Nur Winter		
Firma	Firma C	Firma A	Firma B	Firma C	Firma A	Firma B
AN-Quote [%]	78.6	52.2	63.6	35.9	24.1	29.6
Investment [€]	2,411,136	6,655,112	85,186	2,411,136	6,655,112	85,185
Antriebkosten [€/a]	142,749	261,423	3,799	65,157	120,701	1769
Nettobarwert [€]	4,895,372	6,725,211	126,857	923,890	-499,326	13,524
Annuität [€]	394,500	541,961	10,223	74,453	-38,466	1,090

Tabelle 14: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Wärmepumpen

Bis auf eine Ausnahme zeigen alle Szenarien relativ hohe Zahlen hinsichtlich des erreichbaren Nettobarwertes und der Annuitäten. Hierbei sei angeführt, dass die Nutzung der Abwasserströme allgemein ein großes Potenzial besitzt, jedoch müssen einige Details beachtet werden. Grundsätzlich liefert das System wesentlich bessere Ergebnisse, wenn die Wärmepumpen auch während der Sommermonate im Betrieb sind. Dabei sollte jedoch darauf geachtet werden, ob während dieser Zeit überhaupt eine Nachfrage nach Wärme im Raum Judenburg besteht. Eine mögliche – jedoch energetisch wesentlich aufwändigere – Option wäre, diese Energie zur Erzeugung von Kälte zu nutzen.

Abwärmenutzung aus Wärmestrahlung

Da die Technologie der Nutzung von Wärmestrahlung gemäß dem der Technologiebetrachtung noch keinen ausreichenden Reifegrad besitzt, kann sie im Rahmen einer Studie zur Wirtschaftlichkeit der Implementierung unterschiedlicher Szenarien im Raum Judenburg nicht berücksichtigt werden. Grundlegend ist jedoch nicht außer Acht zu lassen, dass ein gewisses Abwärmestrahlungspotenzial vorhanden ist, welches in Zukunft Relevanz erlangen könnte.

Nutzung der Sonneneinstrahlung

Im Rahmen der Photovoltaik-Betrachtung lässt sich grundsätzlich zwischen zwei Ansätzen unterscheiden. Auf der einen Seite besitzt der Stadt Judenburg über einen signifikanten Anteil an industriellen Unternehmen mit großen Dachflächen, während auf der anderen Seite private und öffentliche Gebäude ebenfalls ungenutzte Bereiche aufweisen.

Um die schrittweise Implementation eines solchen Konzepts zu untersuchen, wird des Weiteren angenommen, dass bei 10-25% der tatsächlich geeigneten Flächen die Technologie auch installiert wird. Die folgenden Kapitel beschreiben einerseits das Szenario „Gewerbe und Industrie“ und andererseits „Privat und Öffentlich“.

Während der Preis der PV-Module selbst nur 40-50 % des Gesamtinvestitionsvolumens ausmacht, stellt die bereits vorhandene Infrastruktur für einen möglichen Ausbau einen großen Vorteil dar.

PV – Gewerbe und Industrie

Bei der Betrachtung von PV-Szenarien für den Bereich „Gewerbe und Industrie“ können grundlegend zwei Ansätze verwendet werden. Auf der einen Seite erfolgt keine Berücksichtigung von Förderungen, während diese auf der anderen eine Investitionsentscheidung beeinflussen können.

Gewerbe und Industrie ohne Förderung

Wie zuvor angeführt, erreicht die Gesamtsumme der Dachflächen von Gewerbe und Industrie im Bezirk Judenburg 111,771 m². Tabelle 15 berechnet über die durchschnittliche Größe von rund 1,064 m² das vorhandene Flächenpotenzial für diesen Bereich. [64]

Komponente	Größe	Einheit (Anmerkungen)
Standard-Dachgröße	1.064.5	m ²
Anzahl Gebäude	105	-
Gesamtfläche	107.397	m ²
Geeignete Dachfläche	68.809	m ²
davon genutzt	6,985.69	m ²

Tabelle 15: Ermittlung der potenziell implementierbaren PV-Systeme im Bereich „Gewerbe und Industrie“ [64]

Unter Berücksichtigung der ermittelten Dachfläche lässt sich die Kosten- und Erlösstruktur eines solchen PV-Konzepts berechnen. Hierbei erfolgt wiederum eine exemplarische Listung der relevanten Daten, wobei besonders die Investmentkosten für die Photovoltaiksysteme einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aufweisen. Abbildung 34 (im Anhang) zeigt die fallenden Kosten pro installiertem kWp auf, wobei die erzielbaren Mindestkosten für großindustrielle Anwendungen unter dem im Diagramm angeführten Wert liegen. [65]

Die für die Berechnung des Nettobarwertes und der Annuität notwendigen Daten sind in Tabelle 16 aufgelistet. PV-Systeme stechen durch ihre lange Lebensdauer von durchschnittlich 30 Jahren hervor, weshalb im Gegensatz zu den zuvor präsentierten Technologien keine Neuinvestitionen nach der Hälfte des Betrachtungszeitraumes zu erwarten sind. Die geringe Wartungsintensität drückt sich durch den äußerst niedrigen Wartungskostensatz von 1 % der Investment-Kosten aus. [65]

Komponente	Wert	Einheit (Anmerkungen)
<u>Stromerlöse</u>		
Leistung PV-Modul	150	W _p /m ²
Modulleistung pro Jahr	150	kWh/m ² a
Gesamtleistung pro Jahr	2,095,706	kWh/a
Einspeisetarif Strom	0.073395	€/kWh
Erlöse pro Jahr	153,814.36	€/a
<u>Betriebskosten</u>		
Wartungskostensatz	0.01	- (1 % der Investment-Kosten/Jahr)
Summe Wartungskosten	29,060.46	€/a

Investment-Kosten

Kosten/ W_p	1.4	€/W _p
Kosten/m ²	210	€/m ²
Kosten pro System	223,542	€/System
Kosten Gesamt	2,906,046	€

Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Gewerbe und Industrie“ ohne Förderung

Unter Anwendung der durchschnittlichen Kapitalkosten von 7 % und einer Projektlaufzeit von 30 Jahren ergibt sich ein Nettobarwert von -1,357,970 €, der besonders auf die äußerst hohen Investment-Kosten zurückzuführen ist. Trotz der kontinuierlich sinkenden Preise der Module fällt das Ergebnis somit deutlich negativ aus. Die Annuität erreicht einen Wert von -109,434 €. Somit ist einer Investitionsentscheidung nicht günstig. Abbildung 12 zeigt den Verlauf des Nettobarwertes, der sich zu keinem Zeitpunkt der Nulllinie nähert.

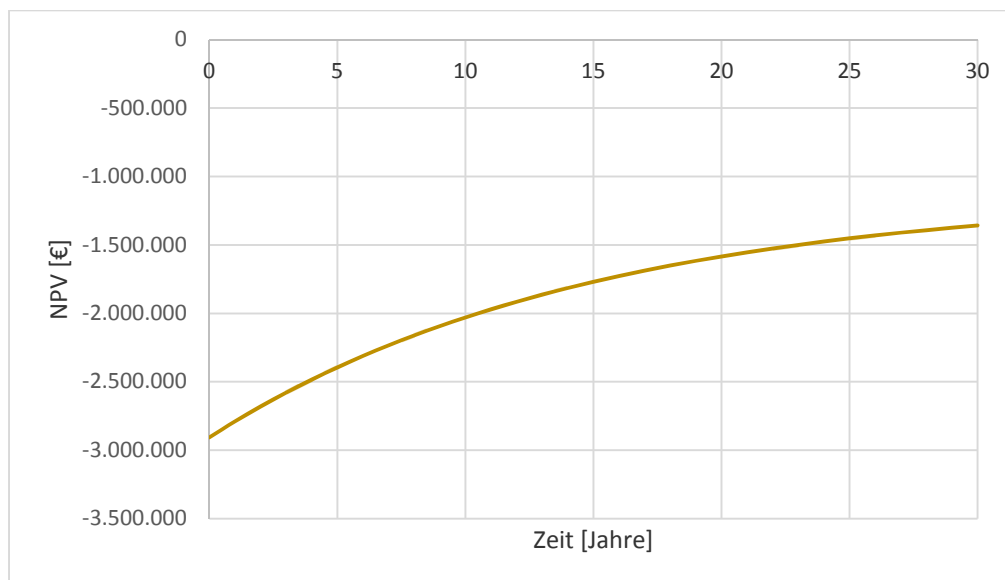


Abbildung 12: Verlauf des Nettobarwerts des PV-Systems „Gewerbe und Industrie“ ohne Förderung

Gewerbe und Industrie mit Förderung

Um den Einfluss einer Förderung auf das Photovoltaik-Szenario zu übertragen, kommen zwei unterschiedliche Ansätze zur Anwendung. Ein Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich zur Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 gibt einen garantierten Fördertarif von 8,24 Cent/kWh für Ökostrom aus PV-Anlagen an. [66] Zusätzlich dazu erwähnt der Leitfaden für Photovoltaik-Systeme eine Förderrate von 275 € pro installiertem kWp. [67] Tabelle 17 berücksichtigt diese Effekte und erstellt erneut eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Bereich „Gewerbe & Industrie“ unter Beibehaltung der anderen Parameter. Auf Grund der Förderrate, welche sich aus der Implementierung von PV-Systemen ergibt, sinken die Investment-Kosten um mehr als 500,000 €.

Komponente	Wert	Einheit (Anmerkungen)
<u>Stromerlöse</u>		
Leistung PV-Modul	150	W _p /m ²
Modulleistung pro Jahr	150	kWh/m ² a
Gesamtleistung pro Jahr	2,095,706	kWh/a
Einspeisetarif Strom	0.0824	€/kWh
Erlöse pro Jahr	172,686.20	€/a
<u>Betriebskosten</u>		
Wartungskostensatz	0.01	- (1 % der Investment-Kosten/Jahr)
Summe Wartungskosten	29,060.46	€/a
<u>Investment-Kosten</u>		
Kosten/W _p	1.4	€/W _p
Kosten/m ²	210	€/m ²
Kosten pro System	223,542	€/System
Förderrate	275	€/kW _p
Fördermittel	576,319	€
Kosten Gesamt	2,329,727	€

Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Gewerbe und Industrie“ mit Förderung

Durch eine Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten verschiebt sich ebenfalls die Nettobarwert-Kurve. Abbildung 13 zeigt, dass der Nettobarwert nach der Laufzeit von 30 Jahren einen Wert von - 475,954 € annimmt und somit weiterhin weit von einer möglichen Amortisation entfernt liegt. Die daraus resultierende Annuität beläuft sich auf -38,355 €.

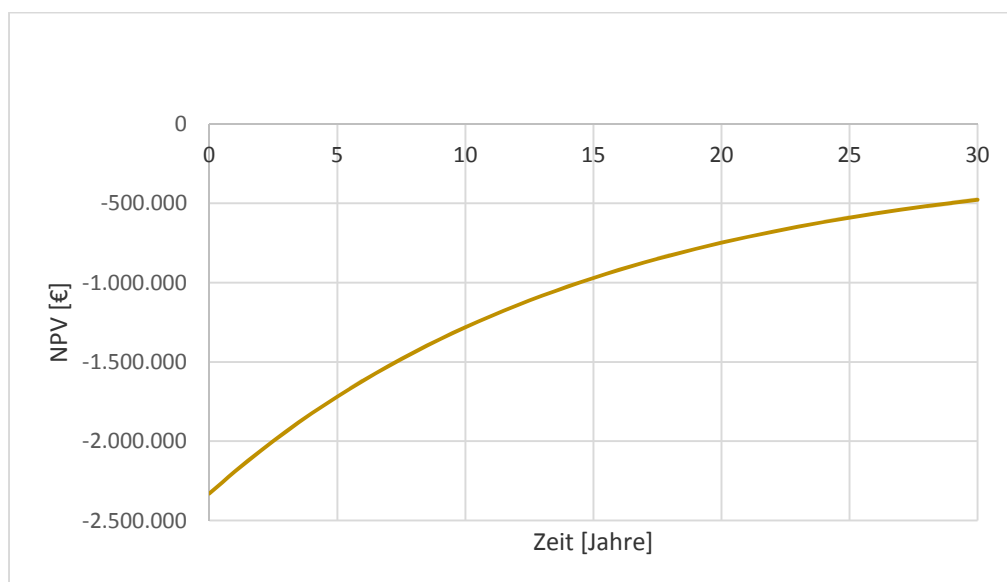


Abbildung 13: Verlauf des Nettobarwerts des PV-Systems „Gewerbe und Industrie“ mit Förderung

PV – Privat und Öffentlich

Gleich wie in der Sparte „Gewerbe und Industrie“ findet bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Bereich „Privat und Öffentlich“ eine Differenzierung in zwei Szenarien – einmal mit und einmal ohne Förderung – statt.

PV – Privat und Öffentlich ohne Förderung

Die Ermittlung des vorhandenen Dachflächenpotenzials für die privaten und öffentlichen Gebäude im Bezirk Judenburg erfolgt nach der gleichen Methode wie für die Industrie. Es steht eine Fläche von rund 22,730 m² für implementierbare Photovoltaik-Systeme zur Verfügung [64].

Komponente	Größe	Einheit (Anmerkungen)
Standard-Dachgröße	151.9	m ²
Anzahl Gebäude	2,394	-
Gesamtfläche	363,654	m ²
Durchschnittliche Eignung	0.25	% (25 % der Dachfläche)
Geeignete Dachfläche	90,913.5	m ²
Durchschnittliche Nutzung	0.25	% (25 % der Dachfläche)
25 % davon genutzt	22,728.38	m ²

Tabelle 18: Ermittlung der potenziell implementierbaren PV-Systeme im Bereich „Privat und Öffentlich“

Im Gegensatz zur Industrie und zum Gewerbe erfolgt nicht nur die Berücksichtigung des einspeisbaren Stroms. Da private und öffentliche Gebäude fast ausschließlich Energieverbraucher sind, lässt sich durch die Installation von PV-Anlagen ein Großteil des benötigten Stroms selbst erzeugen. Somit ergeben sich zusätzlich Kosteneinsparungseffekte, welche mit dem aktuellen Strombezugspreis von 0.1014 € pro kWh ohne Steuern bewertet werden. Als Annäherung dient ein Prozentsatz von 30 % des erzeugten Stroms, welcher zum Eigenbedarf dient, während die übrigen 70 % ins Netz eingespeist werden können. Tabelle 19 fasst diese Berechnungsschritte zusammen.

Komponente	Wert	Einheit (Anmerkungen)
<u>Stromerlöse</u>		
Leistung polykristallin	150	W _p /m ²
Leistung Modul pro Jahr	150	kWh/m ² a
Gesamtleistung pro Jahr	3,409,256	kWh/a
Einspeisevolumen	0.7	70 % des erzeugten Stroms
Einspeisetarif Strom	0.073395	€/kWh
Erlöse Strom	175,155.65	€/a
Eigenbedarf	0.3	30 % des erzeugten Stroms
Strombezugspreis	0.2	€/kWh
Einsparungen durch Eigenverbrauch	204,555	€/a
Erlöse pro Jahr	379,711.03	€/a

Betriebskosten

Wartungskostensatz	0.01	% (1 % der Investment-Kosten/Jahr)
Summe Wartungskosten	51,267.01	€/a

Investment-Kosten

Kosten/W _p	1.5	€/W _p
Kosten/m ²	225	€/m ²
Kosten pro System	34,178.01	€/System
Kosten Gesamt	5,126,701	€

Tabelle 19: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung

Die Entwicklung des Nettobarwerts des betrachteten Szenarios führt ebenso zu einem negativen Ergebnis von -1,051,026 €, jedoch nähert sich die Kurve in Abbildung 14 wesentlich rascher der Nulllinie als im vorigen Fall. Die Berechnung der Annuität liefert einen Wert von -84,698 €.

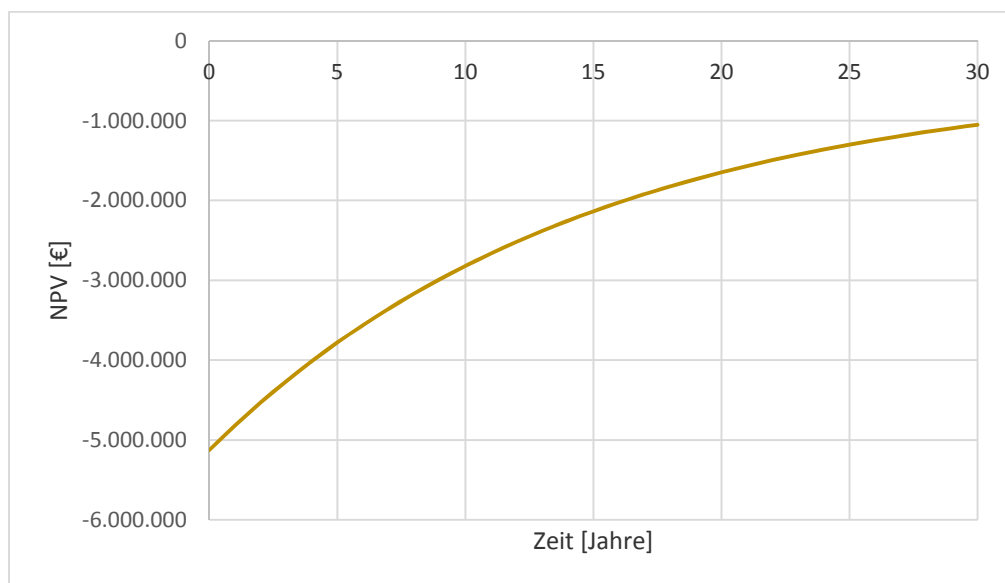


Abbildung 14: Verlauf des Nettobarwerts des PV-Systems „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung

Erfolgt die Berechnung für private und öffentliche Gebäude nicht mit einem durchschnittlichen Kapitalkostensatz von 7 %, sondern mit einem für Privatpersonen „freundlicheren“ Wert von 3 %, führt die Berechnung des Nettobarwertes zu einem völlig unterschiedlichen Ergebnis. Diese Annahme ist insbesondere für günstige Bankkredite zulässig und zeigt den wesentlichen Einfluss der Kapitalkosten auf die Gesamtwirtschaftlichkeit eines Investitionsvorhabens auf. Während dieser eine Summe von 1,310,947 € erreicht, weist auch die Annuität mit 66,884 € einen positiven Wert auf. Die dynamische Amortisationszeit ist nach ungefähr 21 Jahren erreicht, wie in Abbildung 35 (im Anhang) ebenfalls ersichtlich ist.

Abschließend muss betont werden, dass die PV-Module nur rund 40-50 % des Gesamtinvestitionsvolumens ausmachen. Dies kann zu enormen Kosteneinsparungseffekten führen, da oftmals gewisse

Anschlüsse und geeignete Dachflächen im industriellen Bereich vorhanden sind. Dementsprechend könnte sich das Bild – vor allem hinsichtlich der Industrie und des Gewerbes – bei geeigneten Bedingungen zu wesentlich besseren Werten bewegen.

PV – Privat und Öffentlich mit Förderung

Analog der Berechnung für den Bereich „Gewerbe & Industrie“ erfolgt ebenfalls eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines PV-Szenarios unter Berücksichtigung von Fördermöglichkeiten. Dabei findet eine Berücksichtigung der gleichen Parameter – höherer Einspeisetarif sowie Förderung für die Installation von PV-Anlagen – statt. [66,67] Tabelle 20 fasst die Ergebnisse zusammen und liefert Gesamt-Investmentkosten von 4,189,156 €.

Komponente	Wert	Einheit (Anmerkungen)
Stromerlöse		
Leistung polykristallin	150	Wp/m ²
Leistung Modul pro Jahr	150	kWh/m ² a
Gesamtleistung pro Jahr	3,409,256	kWh/a
Einspeisevolumen	0.7	70 % des erzeugten Stroms
Einspeisetarif Strom	0.0824	€/kWh
Erlöse Strom	196,649.90	€/a
Eigenbedarf	0.3	30 % des erzeugten Stroms
Strombezugspreis	0.2	€/kWh
Einsparungen durch Eigenverbrauch	204,555	€/a
Erlöse pro Jahr	401,201.28	€/a
Betriebskosten		
Wartungskostensatz	0.01	% (1 % der Investment-Kosten/Jahr)
Summe Wartungskosten	41,891.56	€/a
Investment-Kosten		
Kosten/Wp	1.5	€/Wp
Kosten/m²	225	€/m ²
Kosten pro System	34,178.01	€/System
Förderrate	275	€/kWp
Fördermittel	937,545.40	€
Kosten Gesamt	4,189,156	€

Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung

Im Gegensatz zum Szenario ohne Förderung, liefert dieses Szenario unter Berücksichtigung der Kapitalkosten in Höhe von 7 % eine Amortisationszeit von ungefähr 25 Jahren. Somit resultieren die erwähnten Fördermöglichkeiten im einzigen Szenario, welches im Betrachtungszeitraum von 30 Jahren mit einem Nettobarwert von 269,533 € ein positives Ergebnis bringt. Die im Vergleich zu den

Investitionskosten niedrige Annuität von 21,721 € weist jedoch auf eine aus wirtschaftlicher Sicht nicht vielversprechende Option hin.

Nutzung von Biomasse

Biomasse stellt die letzte betrachtete Energiequelle im Rahmen der Technologierecherche dar. Als Ergebnis dieser Studie stehen drei unterschiedliche Technologien zur Auswahl, von denen jeweils zwei Szenarien gebildet werden können. Dazu gehören einerseits ein Biomassekessel, der einen rein thermischen Wirkungsgrad aufweist und andererseits ein Biomasse-ORC-Konzept sowie eine Kombination mit Dampfschraubenmotor, die ebenfalls zur Stromerzeugung dienen. Als Grundlage für die Berechnungen dienen die aus der Technologierecherche stammenden Wirkungsgrade.

Biomassekessel

Die beiden Szenarien für den Biomassekessel zielen auf einen reinen Einsatz während der Wintermonate ab. Dabei sollen ein 2.4 MW_{th} (mit 1.500 Volllaststunden) - sowie ein 1.5 MW_{th} (mit 2.400 Volllaststunden)-Konzept untersucht werden.

Biomassekessel-Szenario 1

Das erste Biomasse-Szenario beschreibt ein 2.4 MW_{th}-Konzept. Diese Betriebskosten sowie die Investitionskosten und die Erlöse sind in Tabelle 21 aufgeschlüsselt. Prügler beschreibt in seiner Arbeit die Kosten für den Kessel mit einem Pauschalwert von rund 230 € pro kW installierter thermischer Leistung. Da der Biomassekessel rein zur Bereitstellung von thermischer Energie dient, fallen im Bereich Strom noch keine Erlöse an. [68]

Komponente	Größe	Einheit (Anmerkungen)
Volllaststunden	1,500	h
<u>Wärmeerlöse</u>		
Leistung th.	2.4	MW _{th}
Gesamtleistung th. pro Jahr	3,600	MW/a
Verlustfaktor	0.92	%
Tatsächliche Leistung th.	2.208	MW _{th}
Leistung th. pro Jahr	3312	MWh _{th} /a
Einspeisetarif Wärme	0.04405	€/kWh
Wärmeerlöse	145,889	€/a
Leistung el.	0	MW _{el}
Gesamtleistung el. pro Jahr	0	MW/a
Tatsächliche Leistung el.	0	MW _{el}
Leistung el. pro Jahr	0	MWh _{el} /a
Einspeisetarif Strom	0.073395	€/kWh

Stromerlöse	0	€/a
<u>Betriebskosten</u>		
Preis Hackgut	100	€/t _{atro} (absolut trocken)
Heizwert trocken Hackgut	5.28	MWh/t _{atro}
Wassergehalt	0.3	% (30 % der Masse)
Heizwert nass Hackgut	3.696	MWh/t
Benötigte t HG	974.03	t /a
Preis Hackgut Nass	70	€/t
Kosten Hackgut/Jahr	68,181.82	€/a
IH-Satz	0.03	% (3 % der Investment-Kosten)
IH-Kosten	16,560	€/a
<u>Investment-Kosten</u>		
Kosten Kessel/kW	230	€/kW
Gesamtkosten Kessel	552,000	€

Tabelle 21: Wirtschaftlichkeitsüberlegungen zum Biomassekessel-Szenario 1

Unter Berücksichtigung der entscheidungsrelevanten Daten des Investitionszeitraumes – einer Zeitspanne von 30 Jahren sowie durchschnittlichen Kapitalkosten von 7 % - ergibt sich erneut der Nettobarwert des Vorhabens von Szenario 1. Abbildung 15 fasst den Verlauf dieses Wertes zusammen und liefert ein Resultat von rund 206,775 €. Die Annuität beläuft sich beim gleichen Annuitätenfaktor wie bei den anderen Technologien auf 16,663 €.

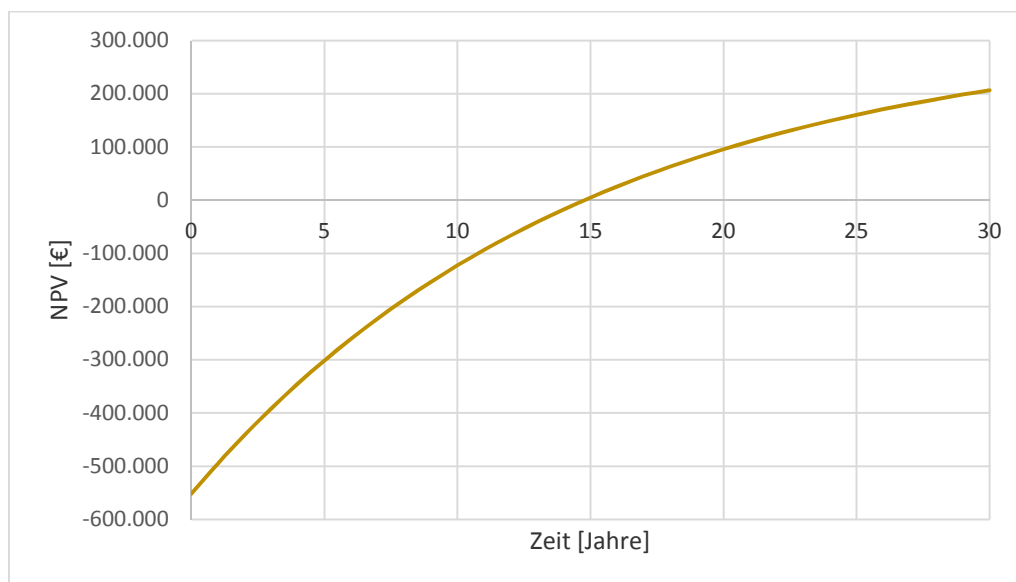


Abbildung 15: Verlauf des Nettobarwertes des Biomassekessel-Szenarios 1 bei 1,500 Volllaststunden

Biomassekessel-Szenario 2

Das zweite Biomassekessel-Szenario beschreibt ein System mit einer Nennleistung von 1.5 MW_{th}. Alle übrigen Ausgangsparameter stimmen mit den zuvor festgelegten überein, sodass sich ähnliche Nettobartwert-Kurven ergeben. Eine Auslastung mit 2,400 Stunden führt zu einem ökonomisch günstigeren Ergebnis. Die Nettobartwert führt zu einer Summe von 490,835 €, während die Annuität 39,555 € erreicht. Bei gleichen Investment-Kosten wie im vorigen Fall liegt die Amortisationszeit bei ca. 6.5 Jahren. [68]

Biomasse-ORC-Konzept

Biomassekonzepte mit ORC-Anlagen stellen eine andere Option für den Einsatz von Hackgut dar. Erneut sollen zwei Szenarien betrachtet werden, wobei die größere Anlage Leistungsdaten von 280 kW_{el} und 1,800 kW_{th} aufweist, während das kleinere System auf 170 kW_{el} und 1,100 kW_{th} ausgelegt ist.

Prüggler listet verschiedene Kenndaten relevanter Biomasse-ORC-Konzepte und liefert somit einen Anhaltspunkt für ein mögliches Szenario in Judenburg. Dabei erfolgt eine aufschlüsselte Listung von thermischer und elektrischer Leistung, welche in Tabelle 22 wiedergegeben ist. [68]

Werk	Leistung	Einheit	Kosten	€/kW
Admont	7.2	MW _{th}	200	€/kW _{th}
	0.4	MW _{el}	3300	€/kWh _{el}
Leoben	7.8	MW _{th}	350	€/kW _{th}
	1.5	MW _{el}	2700	€/kWh _{el}
Wien Simmering	65.7	MW _{th}	250	€/kW _{th}
	23.5	MW _{el}	964	€/kWh _{el}
Konzept Judenburg	1.8	MW _{th}	300	€/kW _{th}
	0.28	MW _{el}	3000	€/kWh _{el}

Tabelle 22: Kenndaten verschiedener Biomasse-ORC-Konzepte [68]

Biomasse-ORC-Konzept Szenario 1

Beim ersten Szenario handelt es sich um ein System mit einer thermischen Leistung von 1,800 kW und einer elektrischen von 280 kW, wobei das System 1,500 h im Jahr betrieben werden soll. Die Investment-Kosten aus Tabelle 10 werden in die Berechnung eingebunden und liefern ein negatives Ergebnis, welches auf diese hohen Ausgaben zurückzuführen ist. Bei einem Gesamtinvestment von 1,380,000 € resultieren ein Nettobarwert von -669,947 € und eine negative Annuität von -53,989 €. Abbildung 16 fasst dieses Ergebnis in Bezug auf den Nettobarwert-Verlauf zusammen.

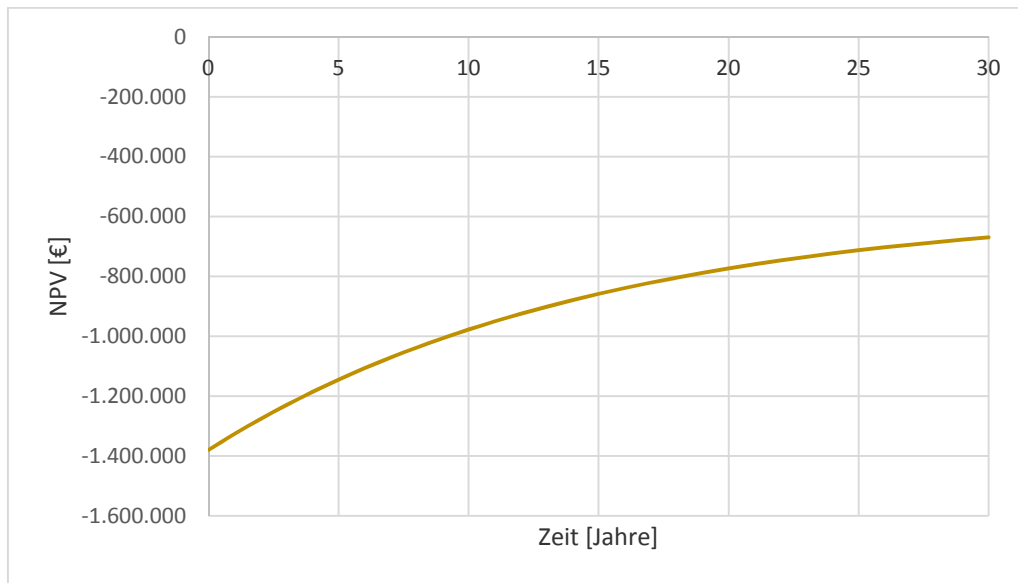


Abbildung 16: Verlauf des Nettobarwertes des Biomasse-ORC-Konzept-Szenarios 1 bei 1,500 Volllaststunden

Das Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich zur Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 gibt eine Einspeisevergütung von 18,80 Cent/kWhel für Anlagen mit einer Engpassleistung bis 500 kW und festgesetztem Wärmepreis wieder. Findet dieser geförderte Tarif Betrachtung, so verschiebt sich die Kurve aus Abbildung 17 zu positiveren Werten. Der Nettobarwert beläuft sich auf eine Summe von -72,649 €, während die Annuität einen Wert von -5,855 € annimmt. Das gesamte Szenario liefert demnach weiterhin wirtschaftlich negative Ergebnisse. [66]

Biomasse-ORC-Konzept Szenario 2

Wie bereits beim Biomassekessel liefern die Berechnungen für das zweite Szenario sehr ähnliche Nettobarwert-Kurven wie zuvor, was primär auf die Ähnlichkeit der verwendeten Daten zurückzuführen ist. Die kleinere Biomasse-ORC-Anlage wartet mit einer thermischen Leistung von 1,100 kW und einer elektrischen von 170 kW auf, wobei die Gesamtkosten für das System 840,000 € betragen. Bei 2,400 Volllaststunden erreicht der Nettobarwert ein Ergebnis von 41,456 € und die Annuität liegt mit 3,341 € noch näher beim Nullpunkt als bei der größeren Biomasse-ORC-Anlage. Zusammenfassend ergibt sich die Aussage, dass ein ORC-Szenario in Zusammenhang mit einem Biomassekonzept nicht zu ökonomisch zufriedenstellenden Ergebnissen führt. Die erhöhte Ökostrom-Einspeisevergütung ergibt für den geförderten Fall einen positiven Nettobarwert von 621,688 € bei einer Annuität von 50,100 € und einer Amortisationsdauer von ungefähr 10 Jahren. [66]

Biomassekraftwerk mit Dampfschraubenmotor

Die Kombination aus Kraftwerk mit Dampfschraubenmotor stellt die dritte Option im Bereich der Biomasse-Betrachtungen für den Raum Judenburg dar. Als Beispiel eines solchen Systems dient das Biomasse-Heizkraftwerk Hartberg, welches mit elektrischer Nennleistung von 730 kW ausgestattet ist. Die flexible Fahrweise führt dazu, dass Lastschwankungen zwischen 30 und 100 % ohne größere Probleme ausgeglichen werden können. Das Investitionsvolumen des Gesamtprojekts beträgt 2,56 Mio. €, jedoch können aus dieser Summe keine Ableitungen zu einem vergleichbaren Projekt im Be-

zirk Judenburg gemacht werden. Grundsätzlich sind erneut zwei unterschiedliche Szenarien von Interesse, wobei ein Konzept im Leistungsbereich von 1,800 kW_{th} und 330 kW_{el} und das zweite bei 1,100 kW_{th} und 210 kW_{el} arbeitet. Beide betrachteten Möglichkeiten liegen somit weit von den Kennzahlen des Hartberg-Projekts entfernt. Erfolgt die Berechnung der Kosten für die installierte Leistung anhand des Beispiels des Biomasse-Heizkraftwerks Hartberg, ergeben sich gesamte spezifische Investitionskosten von über 3,500 €/kW_{el}. Die Investmentkosten liegen damit in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Biomasse-ORC-Technologie, weshalb von einer aus ökonomischer Sicht unzureichenden Lösung ausgegangen werden muss. In Anlehnung an die im vorigen Kapitel kalkulierte Kombination aus Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse muss eine wirtschaftliche Umsetzung für die betrachteten Mengen an Hackgut eindeutig angezweifelt werden. [69]

Sensitivitätsanalyse

Da die verschiedenen Einflussfaktoren der Investitionsrechnung zukünftige Szenarien beschreiben und daher stets mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, muss mit Hilfe geeigneter Methoden versucht werden, die Tragweite der verschiedenen Parameter abzuschätzen. Ein mögliches Verfahren stellt die Sensitivitätsanalyse dar.

Abbildung 36 (im Anhang) zeigt die Sensitivitätsanalyse für das ORC 1-Szenario und führt zum Ergebnis, dass der Wärmeeinspeisetarif den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Bereits eine Änderung von rund 1 % kann den Nettobarwert um ca. 2,5 % beeinflussen. Weitere wichtige Einflussfaktoren umfassen die Investitions- sowie die Kapitalkosten. Während sämtliche Faktoren einen ideal linearen Verlauf zeigen, ist dies beim WACC nicht der Fall, was sich auf den Zinseszineffekt zurückführen lässt. Als Näherung lässt sich jedoch auch diese Komponente mit einer Geraden beschreiben. Während der Stromeinspeisetarif sich ebenfalls auf die Wirtschaftlichkeit des Szenarios auswirken kann, spielen die Betriebskosten nur eine untergeordnete Rolle.

Für die Sensitivitätsanalyse des zweiten ORC-Szenarios gelten dieselben Rahmenbedingungen wie für die erste Variante. Es zeigen sich ähnliche Ergebnisse wie zuvor beschrieben, jedoch weisen die Geraden eine geringere Steigung und somit einen geringeren Einfluss auf den Nettobarwert auf. Erneut kommt dem Wärmeeinspeisetarif die wichtigste Rolle zu, während die Investitionskosten auf Grund der wesentlich geringeren Spitzenlast nicht mehr auf die gleiche Weise berücksichtigt werden müssen.

Als weitere Option für die Nutzung der Abwärme aus dem Rauchgas dient der Wärmetauscher. Da hierbei keine Erzeugung von elektrischem Strom erfolgt, fällt diese Komponente auch in der Sensitivitätsanalyse weg. Abbildung 37 (im Anhang) fasst die vier relevanten Parameter zusammen und führt zum Ergebnis, dass – wie bereits zuvor – dem Wärmeeinspeisetarif eine essentielle Rolle zukommt. Eine Erhöhung um 10 % beispielsweise führt zu einem um ungefähr 14 % erhöhten NPV. Investitions- sowie Betriebskosten führen beim Wärmetauscher hingegen zu keiner ausschlaggebenden Beeinflussung.

Die Sensitivitätsanalyse für das Wärmepumpen-Szenario „Sommer & Winter“ bei der Firma C führt zu einem nahezu identischen Ergebnis wie der Wärmetauscher. Der Position des Wärmeeinspeisetarifs kommt eine tragende Rolle zu, wobei sich auch die Kapitalkosten wesentlich auf die Wirtschaftlichkeit des Szenarios auswirken können. Bemerkenswert ist auch die Gerade „Auslastung (Stunden)“, welche den Einfluss der Anlagenauslastung deutlich hervorhebt. Durch eine höhere Betriebszeit lässt sich somit die Wirtschaftlichkeit klar erhöhen. Zusätzlich zu den bereits vorgestellten Einflussparametern spielt im Fall der Wärmepumpen auch der Preis des bezogenen Stroms eine Rolle, welche jedoch den geringsten Einfluss aufweist (siehe Abbildung 38 im Anhang).

Durch die Tatsache, dass die Auslastung bei reinem Winterbetrieb stark zurückgeht, weisen die Investitionskosten für das Szenario einen noch wichtigeren Aspekt auf. Durch eine Kostenerhöhung von nur 10 % kann sich die Wirtschaftlichkeit des gesamten Szenarios um knapp ein Viertel verschlechtern. Noch bemerkenswerter ist der Anstieg der Wärmeeinspeisetarif-Gerade, welche bei einer Variation von 10 % zu einer Erhöhung des NPV um fast 50 % führen kann. Wie bereits zuvor spielt auch die Auslastung der Anlage eine wesentliche Rolle, wobei deren Erhöhung um 10 % zu einer Erhöhung des Nettobarwerts um fast 40 % führen kann.

Da Photovoltaik-Anlagen rein zur Erzeugung von elektrischem Strom dienen, taucht der Wärmeeinspeisetarif in der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 39 (im Anhang) nicht auf. Für das Szenario „Gewerbe und Industrie“ ergibt sich somit ein Diagramm mit vier Einflussparametern. Da PV-Systeme bekanntermaßen mit erhöhten Investitionskosten verbunden sind, spielen diese auch hinsichtlich der Beeinflussung des Nettobarwerts eine wesentliche Rolle. Als zweitwichtigster Faktor lässt sich der Stromeinspeisetarif evaluieren, während eine Veränderung der Betriebskosten auf Grund der an sich schon niedrigen Wartungsintensität fast keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aufweisen.

Auf Grund der Tatsache, dass ein Teil des erzeugten Stroms auch zum Eigenbedarf dient und somit einen Teil der Strombezugskosten ersetzt, kommt auch dem Strombezugspreis im PV-Szenario „Privat und Öffentlich“ eine gewisse Stellung zu. Eine Erhöhung des Strompreises um 10 % führt somit zu einem Spareffekt und einem verbesserten Nettobarwert von über 20 %. Die Investitionskosten spielen erneut die wichtigste Rolle und können somit über die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projekts entscheiden. Während die Kapitalkosten ebenfalls höher als bei den gewerblichen und industriellen Gebäuden sind, scheinen die Betriebskosten ebenfalls kaum auf.

Im Gegensatz zu den zuvor untersuchten Technologien, weisen die Biomasse-Szenarien noch weitere Einflussparameter auf. So spielen beispielsweise die Preise für das eingesetzte Hackgut in Abbildung 40 (im Anhang) eine wesentliche Rolle – ein um 10 % erhöhter Einkaufspreis führt zu einem Verfall des NPV um ungefähr 40 %. Außerdem reagiert der Nettobarwert äußerst sensibel auf Veränderungen im Wärmeeinspeisetarif. Eine Veränderung um nur 1 % kann zu einer Steigerung um 8 % führen, weshalb derartige Informationen und Möglichkeiten so langfristig wie möglich beschafft und geplant werden sollten. Obwohl die Investitionskosten für das betrachtete Szenario 500,000 € übersteigen, wirkt sich eine Veränderung dieser verhältnismäßig gering auf den Nettobarwert aus.

Im Gegensatz zu den unterschiedlichen Biomassekessel-Varianten, findet beim Biomasse-ORC-Konzept auch eine Erzeugung von elektrischem Strom statt. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 28 (im Anhang) misst verschiedenen Faktoren einen ähnlich hohen Wert bei. Dazu gehören auf der positiven y-Achse erneut der Wärmeeinspeisetarif und die Anlagenauslastung sowie in negativer Achsenrichtung die Investitions- und Betriebskosten. Die Höhe des Stromeinspeisetarifs spielt auf Grund des im Vergleich zur Wärme niedrigeren Anteils nur eine untergeordnete Rolle.

B.5.7 Szenariendefinition

Energieentwicklungsprognosen des Wirtschaftsforschungsinstituts [70]

Der Inhalt dieser Szenarien beruht auf der zukünftigen Energieentwicklung Österreichs. Es wurden verschiedene Auswirkungen auf das Modell berücksichtigt. Hierzu zählen das Einkommen und die Exportstruktur, der Strukturwandel in der Industrie, die Verhaltensänderungen in privaten Haushalten und Technologieentwicklungen im Bereich Energieerzeugung und Energieeffizienz.

Szenario Current Policies (BASE)

In diesem Szenario wird eine Weiterführung bisheriger Standards angestrebt. Es ist eine Fortführung der Einkommensentwicklung, des Wirtschaftswachstums und der Energieeffizienz der letzten 20 Jahre. Den Hauptanteil der Energiepreisentwicklung stellt der Rohölpreis dar. Das BIP-Wachstum ist hier nicht nur angenommen, sondern das Ergebnis einer Modellrechnung.

Szenario Stagnation (STAG)

Fossile Energieträger, die merklich höhere Preise haben, führen dazu, dass die Weltwirtschaft stagniert, da es zu Abschottungen und einem Aufbau von Handelsbarrieren kommt. Durch die höheren Energiepreise und das niedrige Konsumverhalten im Bereich Haushalt ist auch der Ansporn, Investitionen im Bereich der Energieeffizienz zu setzen, eher gering. Jedoch ist im Bereich der Industrie aufgrund des hohen Rohölpreises die Erhöhung der Energieeffizienz ein Ziel, um Kosten einzusparen. Dies hat aber zur Folge, dass die österreichische Wirtschaft am globalen Markt einen Wettbewerbsnachteil hat und die Exporte stark betroffen sind.

Szenario Effiziente Zukunft (EFF)

In diesem Szenario spielen die Bewusstseinsbildung der Bevölkerung und die Steuerungsinstrumente des Staates eine wesentliche Rolle. Dies führt zu einer verbesserten Energieeffizienz in den Bereichen PKW, Gebäude und elektrische Geräte. Die Energiepreise werden wie im "Current Policies" Szenario angenommen. Im Bereich Haushalt kommt es zu einer erhöhten Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel und einer Reduktion der Heizkosten. Elektromobilität führt aber zu einem erhöhten Strombedarf. Die Effizienzsteigerung in der Industrie ist größer als in den beiden vorhergehenden Szenarien, aber durch den hohen Preis an CO₂ - Zertifikaten sinken die österreichische Wettbewerbsfähigkeit und somit auch die Exporte am globalen Weltmarkt drastisch.

Szenario Effiziente Zukunft plus (EEF plus)

Dieses Szenario dient als Verstärkung des Szenarios "Effiziente Zukunft". Dabei wird das Energiesystem auf erneuerbare Energieträger umgestellt und durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger steigen die Strompreise stark an. Dadurch ergibt sich eine größere Reduktion des Primärenergieverbrauches als des energetischen Endverbrauches. Der Anstieg in den Strompreisen wird auf die gesamte Wirtschaft verteilt. In Folge sinkt die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft und die Exporte reduzieren sich. Die negativen Auswirkungen verringern die Energienachfrage, die österreichische Produktion und das Einkommen.

Ergebnisse der Szenarien

In Abbildung 17 ist der energetische Endverbrauch der Haushalte in Bezug auf die einzelnen Szenarien dargestellt. Es wird verdeutlicht, dass es in den beiden Szenarien "Effiziente Zukunft plus" und "Effiziente Zukunft" durch Bewusstseinsbildung der Bevölkerung und durch Effizienzsteigerungen zu einer Reduktion des energetischen Endverbrauches kommt. Die Auswirkungen sind auf gestiegene Energiepreise und das relativ geringere Einkommen zurückzuführen. Das veranlasst die Menschen zu einem Umdenken im Bereich der Energieversorgung, um Energiekosten zu sparen. Deutlich erkennbar ist dieser Rückgang im Bereich der Mobilität durch eine deutlich verringerte Fahrleistung.

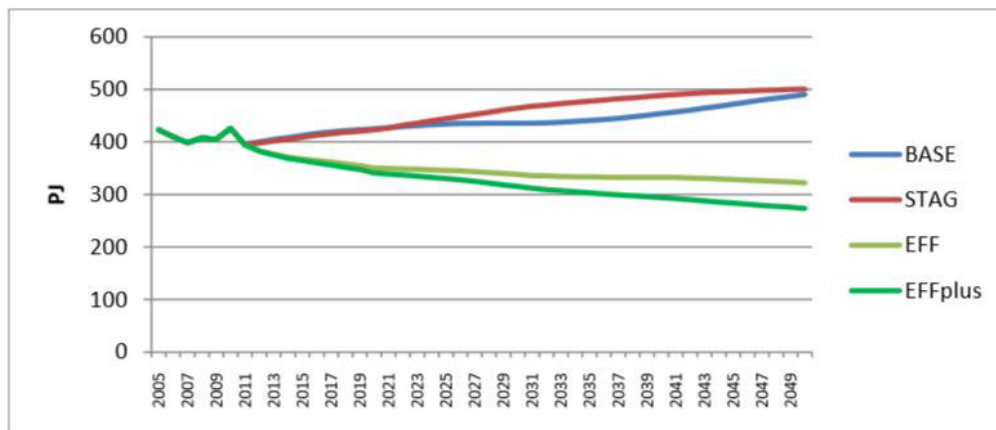


Abbildung 17: Energetischer Endverbrauch des Sektors Haushalte in Österreich

In Abbildung 18 ist der energetische Endverbrauch des Produktionssektors in den einzelnen Szenarien dargestellt.

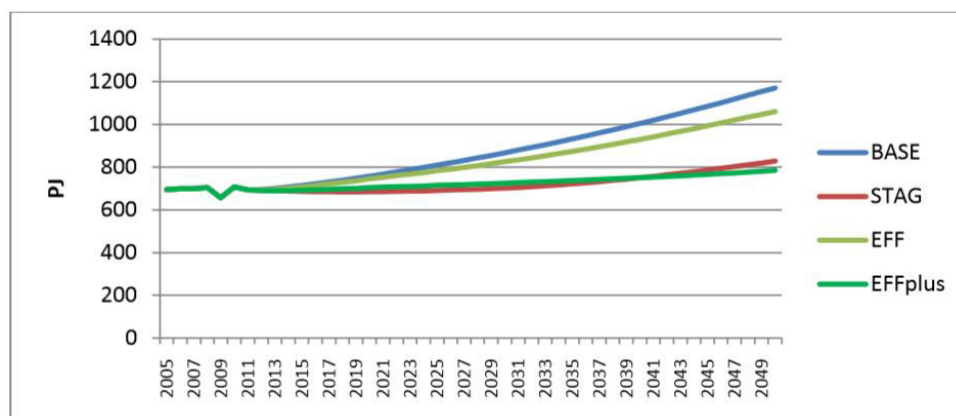


Abbildung 18: Energetischer Endverbrauch des Sektors Produktion in Österreich

In Abbildung 19 ist der gesamte energetische Endverbrauch für die einzelnen Szenarien dargestellt. In dieser Abbildung ist im Szenario "Baseline" ein deutlicher Anstieg im energetischen Endverbrauch zu erkennen. Das Szenario "Baseline" stellt die Weiterführung der bestehenden Standards dar. In den vier Szenarien ist lediglich im Szenario "Effiziente Zukunft plus" ein Rückgang im energetischen Endverbrauch zu beobachten. Dieser Rückgang ist vor allem auf den Sektor Haushalte zurückzuführen. In den drei anderen Szenarien erhöht sich der energetische Endverbrauch zwischen etwa 20% im Szenario "Stagnation" und etwa 50% im Szenario "Baseline".

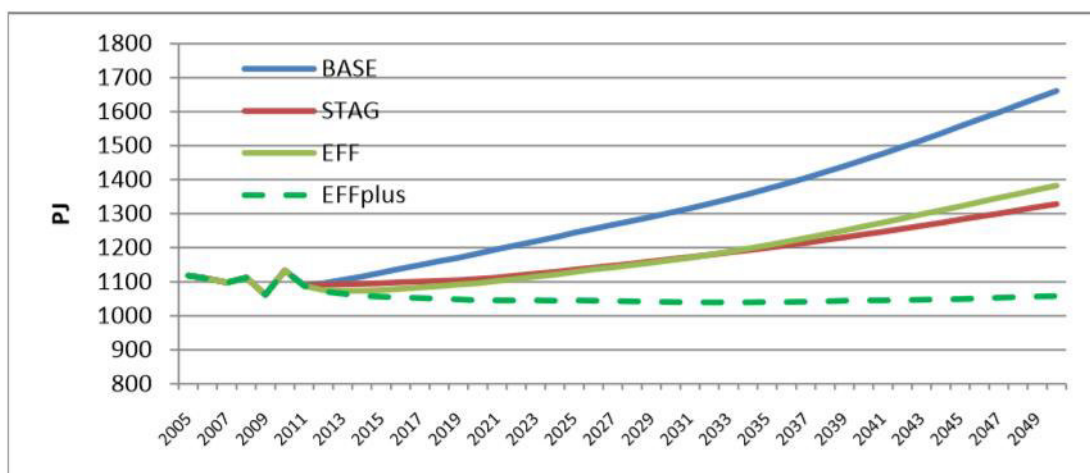


Abbildung 19: Gesamter Energetischer Endverbrauch in den einzelnen Szenarien in Österreich

Energieentwicklungsprognosen des Umweltbundesamtes

Im Zuge einer Energieverbrauchsprognose wurden vier Szenarien (WEM, WAM [71], WAMplus [72], erneuerbare Energien [73]) entworfen und die Entwicklung des österreichischen Gesamtenergieverbrauchs modelliert. Die Szenarien WEM, WAM, WAMplus, erneuerbare Energien werden nachfolgend näher beschrieben. Zusätzlich wurde für den Sektor Industrie [74] eine separate Studie durchgeführt, die den Energieverbrauch für die Szenarien WEM, WAM und WAMplus explizit betrachtet. Die Energieszenarien umfassen den Zeitraum von 2010 bis 2050 und beinhalten Annahmen über das Wirtschaftswachstum sowie bezüglich der Umsetzung relevanter Maßnahmen.

Szenario WEM

Im Szenario "WEM" (with existing measures) wurden nur beschlossene und umgesetzte Maßnahmen bis 01. Mai 2014 betrachtet. Zur Gliederung des Szenarios wurden der Zeitbereich von 2010 bis 2030 und 2031 bis 2050 betrachtet. Im Zeitbereich von 2010 bis 2030 und 2031 bis 2050 (Werte in Klammer) beträgt das durchschnittliche Wirtschaftswachstum 1,5% (1,3%) p.a., die durchschnittliche jährliche Inflation 2,3% (2,0%), die CO₂ - Zertifikatspreise steigen von 13 auf 30€/t (von 30 auf 100€/t) und der internationale Ölpreis in US\$/Barrel steigt von 78,1 auf 212 US\$/Barrel (von 212 auf 335 US\$/Barrel). Des Weiteren wurde im Szenario "WEM" der Bestand an elektrisch betriebenen Fahrzeugen und Fahrzeugen mit Plug-in Hybrid mit 66.000 beziffert.

Szenario WAM

Das Szenario "WAM" (with additional measures) betrachtet dieselben Maßnahmen wie das Szenario "WEM". Zusätzliche Maßnahmen betreffen die Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes, die Steigerung der Fernwärmeproduktion durch Installierung von Solarthermieranlagen auf Unternehmensstandorten und die Implementierung eines Wärmekatasters. Bei den CO₂ - Zertifikatspreisen gelten dieselben Preisänderungen wie im Szenario "WEM". In diesem Szenario wurde der Bestand an elektrisch betriebenen Fahrzeugen und Fahrzeugen mit Plug-in Hybrid mit 174.000 Fahrzeugen angenommen. Die Szenarien "WEM" und "WAM" basieren im Bereich der alternativen Kraftstoffe im Verkehr auf der Vorgabe der EU. Diese sieht einen Anteil von 10% an erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor bis 2020 vor. Dies soll durch die Beimengung von Biodiesel und Bioethanol sowie durch höhere Elektromobilität erreicht werden.

Szenario WAM plus

Das Szenario "WAM plus" (with additional measures plus) fokussiert sich nicht auf die Ziele der EU Roadmap, sondern vielmehr auf die Darstellung einer Veränderung im Energieverbrauch. Dabei werden Maßnahmen erläutert, die ab dem Jahr 2021 umgesetzt werden. Im Gegensatz dazu werden in den Szenarien "WEM" und "WAM" die Maßnahmen im Zeitraum bis 2020 erläutert und danach gibt es keine Maßnahmen mehr. Es werden CO₂ - Zertifikate aus dem Emissionshandel herausgenommen. Das hat zur Folge, dass es zu einem Preisanstieg der CO₂ - Zertifikate kommt. Die Produkte werden langlebiger und qualitativ hochwertiger und das intensivere Recycling führt zu mehr Ersatzrohstoffen. Neue Technologien haben effizientere Geräte und Maschinen in der Produktion zur Folge.

Szenario erneuerbare Energien

Es basiert auf einem vorhandenen Effizienz-Szenario des Umweltbundesamtes und auf Potenzialerhebungen der erneuerbaren Energieverbände. Das Szenario enthält eine Fülle von Maßnahmen, die dazu führen, dass die Treibhausgas-Emissionen aus dem Einsatz fossiler Energieträger bis 2030 um ca. 60 Prozent bzw. bis 2050 um mehr als 90 Prozent gegenüber 2005 sinken. Weitere Ergebnisse: Verglichen mit 2010 wird eine 20-prozentige Reduktion des Energieverbrauchs bis 2030 erreicht, der Anteil der erneuerbaren Energien steigt bis 2030 auf 61 Prozent und bis 2050 auf 91 Prozent. Gleichzeitig wird bis 2030 eine 100-prozentige erneuerbare Stromversorgung (bilanziell) sowie ein Anteil erneuerbarer Fernwärme von 78 Prozent realisiert. Der Primärenergieeinsatz von Kohle, Öl und Erdgas im Gesamtenergiesystem reduziert sich bis 2030 gegenüber 2010 um 45 Prozent und bis 2050 um 78 Prozent.

Ergebnisse der Szenarien

In Abbildung 20 ist die Entwicklung des gesamten energetischen Endverbrauchs für die vier Szenarien dargestellt. Im Szenario WEM steigt der Verbrauch weiterhin an, wogegen im Szenario WAM bereits ein leichter Rückgang Endverbrauch zu erkennen ist. Um mehr als 30% reduziert sich der Verbrauch in den Szenarien WAMplus und erneuerbare Energie (EE).

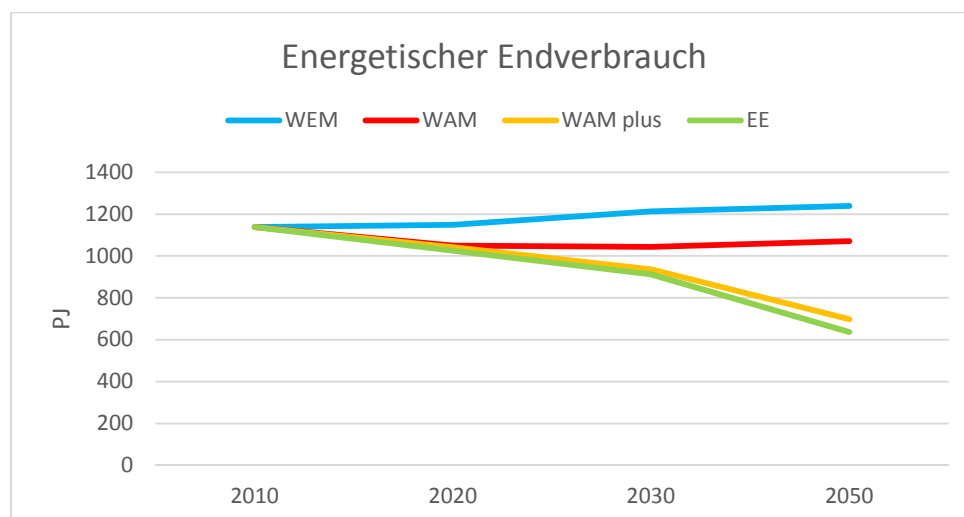


Abbildung 20: energetischer Endverbrauch in Österreich

Im Szenario WEM wird das Ziel des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) deutlich verfehlt, im Jahr 2020 den energetischen Endverbrauch auf maximal 1.050 PJ zu beschränken. Bedeutende bestehende Maßnahmen sind ökonomische Anreize (z. B. Erhöhung der Mineralölsteuer im Jahr 2011), Mobilitätsmanagement und Bewusstseinsbildung (Sektor Verkehr), die Umsetzung des Ökostromgesetzes 2012 (Sektor Energie), die Änderungen im EU-Emissionshandel (Sektor Industrie), die thermische Gebäudesanierung und die Erneuerung der Heizsysteme (Sektor Gebäude – Haushalte und Dienstleistungen).

Im Szenario WAM wird der Wert von 1.050 PJ für das Jahr 2020 durch die Annahme zusätzlicher Maßnahmen eingehalten. Voraussetzung für die modellierte Zielerreichung sind die Umsetzung weitgehender Energieeffizienzmaßnahmen, die Reduktion des Kraftstoffexports im Tank durch eine Annäherung der Treibstoffpreise an das Auslandsniveau (Sektor Verkehr), eine Verbesserung der Sanierungsqualität und eine Verlagerung des Förderschwerpunkts vom Neubau zur thermischen Sanierung (Sektor Gebäude).

Mit derzeit rechtlich verbindlichen Maßnahmen (Szenario WEM) wird das Ziel von 34 % Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2020 erreicht. Hingegen wird das Ziel den energetischen Endverbrauch bis 2020 auf 1.050 PJ zu reduzieren nicht erreicht. Mit zusätzlichen Maßnahmen (Szenario WAM) könnte dieses Ziel jedoch eingehalten werden (siehe Abbildung 21).

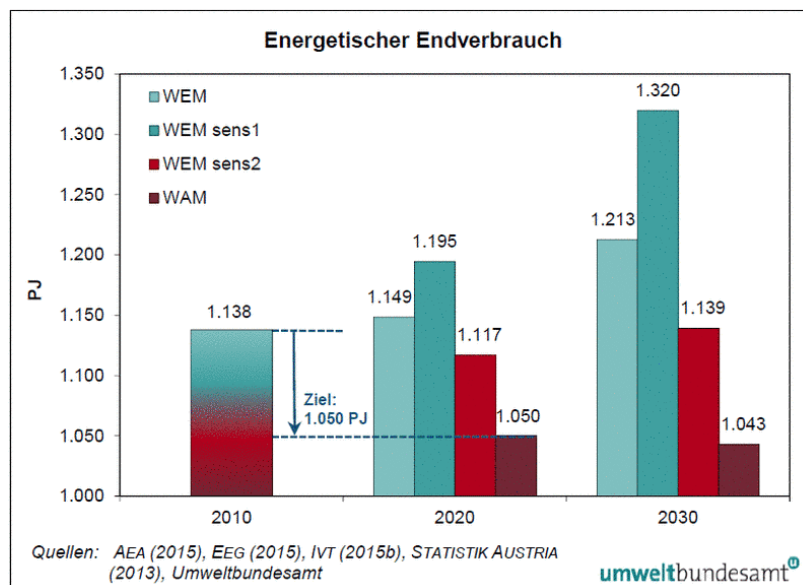


Abbildung 21: Energetischer Endverbrauch WEM und WAM

In Abbildung 22 ist die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs des Sektors Haushalte dargestellt. Dieser Sektor verzeichnet in den Szenarien WEM und WAM den größten Rückgang, gefolgt vom Dienstleistungssektor. Im Szenario EE verzeichnet der Sektor Verkehr den größten Rückgang am Endverbrauch.

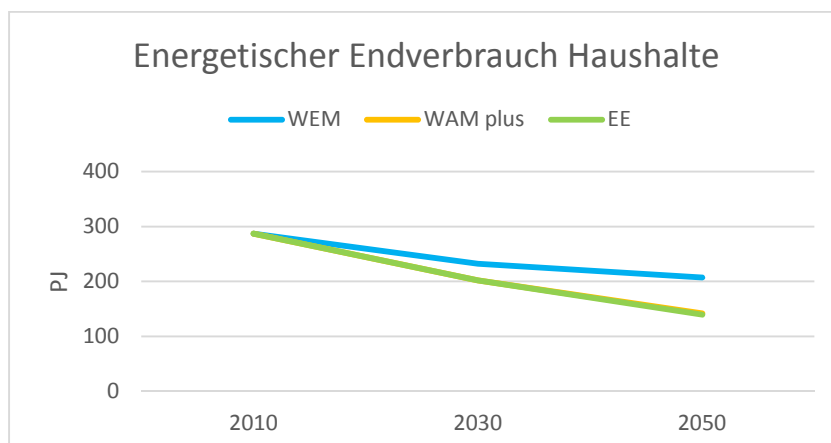


Abbildung 22: energetischer Endverbrauch Sektor Haushalte in Österreich

Für den Industrie-Sektor wurden für die drei Szenarien WEM, WAM und WAMplus eigene Modellierungen gemacht. Die Ergebnisse sind nachfolgend präsentiert.

In Abbildung 23 wird die Änderung des Verbrauches gegenüber 2010 nach Branchen und dem Gesamtverbrauch dargestellt. Diese Abbildung stellt den Gesamtverbrauch in den Jahren 2030 und 2050 in den Szenarien "WEM", "WAM" und "WAM plus" dar, sowie den Gesamtverbrauch bezogen auf den Gesamtverbrauch des Jahres 2010. In den Szenarien "WEM" und "WAM" zeigt sich, dass die Bereiche Metallindustrie, Chemie und Petrochemie und der sonstige produzierende Bereich am stärksten für Anstieg am Gesamtverbrauch im Jahr 2010 verantwortlich sind.

Im Szenario "WEM" wird der Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch verdeutlicht. Das Wirtschaftswachstum steigt bis zum Jahr 2030 um 1,5% und danach bis 2050 um 1,3%. Im gleichen Ausmaß erhöht sich der Gesamtverbrauch. Es zeigt sich, dass Biomasse, elektrische Energie und Gas stärker steigen als Kohle und Öl. Ein Grund dafür sind die höheren Preise für CO₂ - Zertifikate.

Das Szenario "WAM" zeigt ähnliche Tendenzen der Energieträger wie das Szenario "WEM". Der Anstieg des Gesamtverbrauches liegt aber unter dem des Szenarios "WEM". Das ist darauf zurückzuführen, dass zusätzliche Maßnahmen beschlossen wurden, um das Energieeffizienzgesetz und die 2020 Ziele der EU einzuhalten.

In Bezug auf den Gesamtverbrauch von 2010 kann nur das Szenario "WAM plus" diesen 2030 unterschreiten. Durch Bewusstseinsbildung im Bereich des Kaufverhaltens von Konsumenten und Umstrukturierungen im Bereich der Produktion erfolgt ein signifikanter Rückgang von Kohle, Öl und Gas bis 2050. Einzig der Bereich der elektrischen Energie steigt um 20PJ. In den beiden anderen Szenarien wächst der Gesamtverbrauch leicht von 2030 auf 2050. Im Szenario "WAM plus" weist bis 2030 nur noch der Bereich Chemie und Petrochemie einen Anstieg im Gesamtverbrauch auf. In dieser Branche ist im Jahr 2050 der kleinste Rückgang im Gesamtverbrauch im Vergleich zu den anderen Industriebranchen zu verzeichnen. Den höchsten Einsparfaktor am Gesamtverbrauch kann der Sektor des sonstigen produzierenden Bereiches mit 51PJ gegenüber 2010 erzielen.

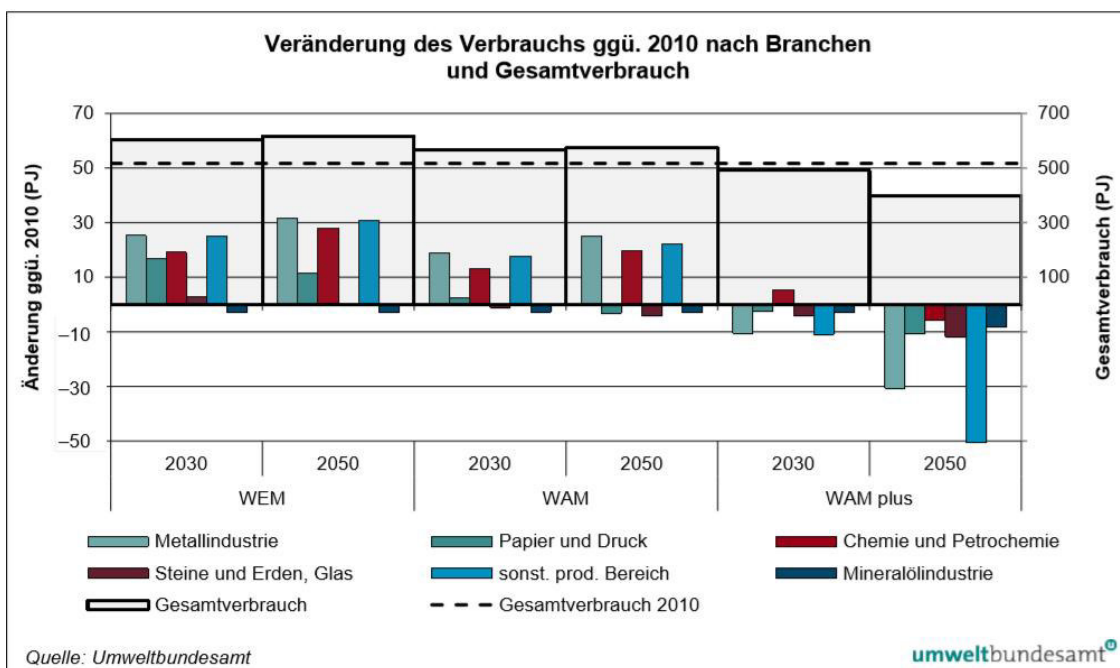


Abbildung 23: Gesamtverbrauch nach Branchen

Europäischer Vergleich

Für Europa wurden ebenfalls Prognosen über die Entwicklung des Energiebedarfs durchgeführt. Für den Gesamtenergiebedarf über alle Sektoren ist auch hier eine Spannbreite von +15% bis -36% bis zum Jahr 2050 angegeben. Hier ist zu erkennen, dass trotz einer möglichen Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs ein Zuwachs im Strombedarf, auf Grund der vermehrten Durchdringung der Elektromobilität, zu verzeichnen ist.

Szenariendefinition

Ziel des Projektes SISI ist die langfristige und nachhaltige Versorgung der Stadt Judenburg mit regionaler und erneuerbarer Energie. Für die Modellierung, die Technologieauswahl und den Umsetzungsplan ist die Kenntnis über die Entwicklung des Energiebedarfs essentiell, um fundierte Entscheidungen treffen bzw. Flexibilitätsoptionen integrieren zu können.

Die Präsentation der beiden Studien zeigt die Bandbreite der möglichen Entwicklung des Energiebedarfs auf. Für das Projekt SISI werden nur die beiden Szenarien WEM (Umweltbundesamt) und Baseline (WIFO) betrachtet, da die anderen Szenarien auf zusätzlichen Annahmen beruhen, wodurch die Ergebnisse mit einer großen Unsicherheit behaftet sind und für eine Entscheidungsfindung im Projekt nicht unmittelbar anwendbar sind.

Für alle Szenarien dient das Jahr 2010 als Bilanzjahr und die Prozentangaben sind auf dieses Jahr bezogen. Betrachtet man die beiden Szenarien WEM (Umweltbundesamt (UBA)) und Baseline (WIFO) ist die Tendenz eines weiter steigenden Energiebedarfs bis 2050 erkennbar. Der Zuwachs variiert von +7% (UBA) bis +26% (WIFO) bis zum Jahr 2030 und um +9% (UBA) bis +55% (WIFO) bis zum Jahr 2050. Dieser Anstieg spiegelt sich auch im Energiebedarf des Sektors Industrie wider. Das

WIFO weist hier einen Zuwachs von bis +32% bis 2030 und von +74% bis 2050 im Energiebedarf aus. Das Umweltbundesamt sieht für den Sektor Industrie einen Anstieg im Szenario WEM im Ausmaß bis zu +16% bis 2030 und +19% für das Jahr 2050 voraus. Im Gegensatz zum WIFO, das für den Sektor Haushalte einen Zuwachs im Energieverbrauch bis 2030 um +12% und um +27% bis 2050 ausweist, sieht das UBA eine Reduktion um -19% bis 2030 und um -28% vor. Das UBA hat im Szenario WEM auch den Energiebedarf des Sektors Dienstleistungen simuliert und weißt für diesen eine Reduktion von -8% bis 2030 und von -15% bis 2050 aus. Der Anstieg im Gesamtenergieverbrauch im WEM Szenario ergibt sich also durch eine Erhöhung in den Sektoren Industrie und Verkehr, die die Reduktion in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen übertrifft.

Zahlreiche Studien belegen den Zusammenhang zwischen Energieverbrauch in den Industriebetrieben und die anfallende Menge an industrieller Energie. Da beide Studien einen Anstieg des industriellen Energiebedarfs ausweisen, kann man von einer geringen Änderung im Angebot an industrieller Energie ausgehen. Von Österreich-Daten auf einzelne Betriebe herunter zu brechen birgt auch Risiken. Die Änderungen können strukturell bedingt viel größer ausfallen.

Durch die Zielsetzung des Projektes ist die Änderungen des Energiebedarfs der Haushalte und der Dienstleister wichtig und wird deshalb durch unterschiedliche Szenarien als Rahmenbedingung in die Simulation miteinbezogen. Die angegebenen Zahlen basieren auf den oben präsentierten Prozentangaben der Studien und wurden auf das Jahr 2015 skaliert.

- Szenario 1: der erhobene Energiebedarf im Jahr 2015 stagniert und es gibt keine Änderungen im Energiebedarf bis zum Jahr 2050.
- Szenario 2: der Energiebedarf im Jahr 2030 hat sich um +10% und im Jahr 2050 um +23% zum Basisjahr erhöht.
- Szenario 3: der Energiebedarf im Jahr 2030 hat sich um -15% und im Jahr 2050 um -24% zum Basisjahr erniedrigt.

Durch diese Variation können etwaige Entwicklungsrichtungen des Energiebedarfs mitbetrachtet werden und der Umsetzungsplan dementsprechend adaptiert werden.

B.5.8 Modellierung und Simulation

Hier wird exemplarisch der Aufbau des Modells für den realistic case, Szenario 1 gezeigt. Für die anderen Varianten müssen entsprechend die Variablen „S1“ und „r“ geändert werden. Die ermittelten Lastprofile stellen die Leistungen in [kW] jeweils als Stundenmittelwerte dar. Diese werden weiters verwendet, um die optimale Kombination der unterschiedlichen Potenziale mit ihren Nutzungspfaden zu ermitteln. Die Nomenklatur ist dem Anhang zu entnehmen.

Aufbau Matlab-Simulationsmodell

Abbildung der Energiesituation der Stadt, anschließend Abbildung der Energiepotenziale mit ihren Nutzungspfaden

Simulation bestehende Energiesituation - Strom

Strom-Lastgang netto, Strombedarf der Stadt, Berücksichtigung bestehender Versorgung mit Erneuerbaren (PV, Wasser)

$$\text{SIMc.ED_LG_netto} = ((\text{SLP.E} * \text{DI.a.ED_brutto} / 1000) - (\text{SLP.PV} * \text{DI.a.ES_PV_DF} * \text{DI.a.ES_PV_n} / 100) - \text{SLP.W_b}) * \text{S.S1};$$

Simulation bestehende Energiesituation - Wärme

Wärme-Lastgang netto, Wärmebedarf der Stadt, Berücksichtigung bestehender Versorgung mit Erneuerbaren / Fernwärme

$$\text{SIMc.HD_LG_netto} = ((\text{SLP.H} * (\text{DI.a.HD_brutto} - \text{DI.a.HS_Poels} - \text{DI.a.HS_BM})) / 1000) * \text{S.S1};$$

Simulation Potenzialnutzung - realistic case - S1

Verwendung von realistischen Wirkungsgraden, Energiebedarf ändert sich bis zum Jahr 2030 / 2050 nicht

Wasserkraft

Potenzial Wasserkraft (nach Renovierung)

$$\text{SIMr.S1.LP_W} = \text{SLP.W_p};$$

Photovoltaik polykristallin

Lastprofil zusätzliche Stromproduktion mittels PV polykristallin

$$\text{SIMr.S1.LP_PV_p} = \text{DI.r.n_PV_p} / 100 * (\text{DI.a.DF_I} + \text{DI.a.DF_St}) * \text{SLP.PV};$$

Photovoltaik Dünnschicht

Lastprofil zusätzliche Stromproduktion mittels PV Dünnschicht

$$\text{SIMr.S1.LP_PV_d} = \text{DI.r.n_PV_d} / 100 * (\text{DI.a.DF_I} + \text{DI.a.DF_St}) * \text{SLP.PV};$$

Thermophotovoltaik

Lastprofil zusätzliche Stromproduktion mittels TPV

$$\text{SIMr.S1.LP_TPV} = \text{DI.r.n_TPV} / 100 * \text{DI.a.WS} * \text{SLP.AW_1};$$

Abwärme

Betrachtung von 3 unterschiedlichen Technologien: reine Abwärmenutzung über Wärmetauscher, Abwärmenutzung über ORC mit unterschiedlichen Volllaststunden

ORC - Variante 1500 h

Lastprofil zusätzliche Stromproduktion mittels ORC - Abwärme

$$\text{SIMr.S1.LP_ORC_el_1} = \text{SLP.WH_ORC_el_1};$$

Lastprofil zusätzliche Wärmeproduktion mittels ORC - Abwärme

$$\text{SIMr.S1.LP_ORC_th_1} = \text{SLP.WH_ORC_th_1};$$

ORC - Variante 2400 h

Lastprofil zusätzliche Stromproduktion mittels ORC - Abwärme

$$\text{SIMr.S1.LP_ORC_el_2} = \text{SLP.WH_ORC_el_2};$$

Lastprofil zusätzliche Wärmeproduktion mittels ORC - Abwärme

$$\text{SIMr.S1.LP_ORC_th_2} = \text{SLP.WH_ORC_th_2};$$

reine Wärmenutzung

Lastprofil zusätzliche Wärmeproduktion Abwärme-Wärmetauscher

$$\text{SIMr.S1.LP_WH} = \text{SLP.WH};$$

Abwasser

Betrieb von Wärmepumpen verursacht Stromverbrauch, getrennte Betrachtung für alle 3 Wärmepumpen, Betrachtung von 2 unterschiedlichen Varianten: ganzjährige Potenzialnutzung oder reiner Betrieb im Winter

Variante 1 - ganzjährige Potenzialnutzung

Lastprofil zusätzliche Wärmeproduktion mittels Abwasser - Wärmepumpe

in 30°C out 75°C

$$\text{SIMr.S1.LP_th_WP1_30_75} = \text{DI.a.AW.m_1} * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu_1}) / 1000 * \text{SLP.AW_1};$$

$$\text{SIMr.S1.LP_th_WP2_30_75} = \text{DI.a.AW.m_2} * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu_2}) / 1000 * \text{SLP.AW_2};$$

in 38°C out 75°C

$$\text{SIMr.S1.LP_th_WP3_38_75} = \text{DI.a.AW.m_3} * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu_3}) / 1000 * \text{SLP.AW_3};$$

Lastprofil zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie

$$\text{SIMr.S1.LP_el_WP1_30_75} = \text{SIMr.S1.LP_th_WP1_30_75} / \text{DI.r.n_WP_30};$$

$$\text{SIMr.S1.LP_el_WP2_30_75} = \text{SIMr.S1.LP_th_WP2_30_75} / \text{DI.r.n_WP_30};$$

$$\text{SIMr.S1.LP_el_WP3_38_75} = \text{SIMr.S1.LP_th_WP3_38_75} / \text{DI.r.n_WP_38};$$

Variante 2 - Winterbetrieb

Lastprofil zusätzliche Wärmeproduktion mittels Abwasser - Wärmepumpe

in 30°C out 75°C

$$\text{SIMr.S1.LPw_th_WP1_30_75} = \text{DI.a.AW.m}_1 * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu}_1) / 1000 * \text{SLP.AW_1w};$$

$$\text{SIMr.S1.LPw_th_WP2_30_75} = \text{DI.a.AW.m}_2 * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu}_2) / 1000 * \text{SLP.AW_2w};$$

in 38°C out 75°C

$$\text{SIMr.S1.LPw_th_WP3_38_75} = \text{DI.a.AW.m}_3 * \text{DI.a.AW.cp} * (\text{DI.a.AW.T_ab_RL} - \text{DI.a.AW.T_zu}_3) / 1000 * \text{SLP.AW_3w};$$

Lastprofil zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie

$$\text{SIMr.S1.LPw_el_WP1_30_75} = \text{SIMr.S1.LPw_th_WP1_30_75} / \text{DI.r.n_WP_30};$$

$$\text{SIMr.S1.LPw_el_WP2_30_75} = \text{SIMr.S1.LPw_th_WP2_30_75} / \text{DI.r.n_WP_30};$$

$$\text{SIMr.S1.LPw_el_WP3_38_75} = \text{SIMr.S1.LPw_th_WP3_38_75} / \text{DI.r.n_WP_38};$$

Biomasse

Betrachtung von 3 unterschiedlichen Technologien: reine Wärmeproduktion mit einem Heizkessel, Biomassenutzung über ORC oder Dampfschraubenmotor, alle drei Technologien werden mit unterschiedlichen Volllaststunden betrachtet

Heizkessel - Variante 1500 h

Lastprofil Biomasse Heizkessel

$$\text{SIMr.S1.LP_HK_1500} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_1500} * \text{DI.r.n_HK} / 100) * \text{SLP.BM_1500};$$

Heizkessel - Variante 2400 h

Lastprofil Biomasse Heizkessel

$$\text{SIMr.S1.LP_HK_2400} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_2400} * \text{DI.r.n_HK} / 100) * \text{SLP.BM_2400};$$

Dampfschraubenmotor - Variante 1500 h

Wärme Lastprofil Dampfschraubenkessel

$$\text{SIMr.S1.LP_th_DSM_1500} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_1500} * \text{DI.r.n_th_DSM} / 100) * \text{SLP.BM_1500};$$

Strom Lastprofil Dampfschraubenkessel

$$\text{SIMr.S1.LP_el_DSM_1500} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_1500} * \text{DI.r.n_el_DSM} / 100) * \text{SLP.BM_1500};$$

Dampfschraubenmotor - Variante 2400 h

Wärme Lastprofil Dampfschraubenmotor

$$\text{SIMr.S1.LP_th_DSM_2400} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_2400} * \text{DI.r.n_th_DSM} / 100) * \text{SLP.BM_2400};$$

Strom Lastprofil Dampfschraubenmotor

$$\text{SIMr.S1.LP_el_DSM_2400} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_2400} * \text{DI.r.n_el_DSM} / 100) * \text{SLP.BM_2400};$$

Biomasse ORC - Variante 1500 h

Wärme Lastprofil Biomasse-ORC BORC

$$\text{SIMr.S1.LP_th_BORC_1500} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_1500} * \text{DI.r.n_th_BORC} / 100) * \text{SLP.BM_1500};$$

Strom Lastprofil Biomasse-ORC

$$\text{SIMr.S1.LP_el_BORC_1500} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_1500} * \text{DI.r.n_el_BORC} / 100) * \text{SLP.BM_1500};$$

Biomasse ORC - Variante 2400 h

Wärme Lastprofil Biomasse-ORC BORC

$$\text{SIMr.S1.LP_th_BORC_2400} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_2400} * \text{DI.r.n_th_BORC} / 100) * \text{SLP.BM_2400};$$

Strom Lastprofil Biomasse-ORC

$$\text{SIMr.S1.LP_el_BORC_2400} = (\text{DI.a.BM} / \text{DI.BM_2400} * \text{DI.r.n_el_BORC} / 100) * \text{SLP.BM_2400};$$

Ergebnisse

Durch unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten der Potenzialnutzung, der Variation der Wirkungsgrade sowie der Szenarienbetrachtungen wurden insgesamt 810 Simulationen durchgeführt, die Ergebnisse entsprechend dokumentiert und ausgewertet. Die aussagekräftigsten Ergebnisse für Szenario 1 sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Diese basieren auf der Verwendung der

realistischen Wirkungsgrade. Die Ergebnisse für Szenario 2 und 3 sowie die Verwendung der best und worst case Varianten der Wirkungsgrade werden hier nicht dargestellt, jedoch werden diese in den Schlussfolgerungen für Judenburg mitausgeführt.

Folgende Technologiekombinationen wurden gewählt:

- Variante 1: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels Wärmetauscher, Potenzialnutzung des Abwassers mit ganzjährigem Wärmepumpenbetrieb und Biomassenutzung in einem Biomassekessel
- Variante 2: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels ORC, Potenzialnutzung des Abwassers mit ganzjährigem Wärmepumpenbetrieb und Biomassenutzung in einem ORC bzw. Dampfschraubenmotor (DSM)
- Variante 3: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels Wärmetauscher, Potenzialnutzung des Abwassers mit Wärmepumpenbetrieb nur im Winter und Biomassenutzung in einem Biomassekessel
- Variante 4: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels ORC, Potenzialnutzung des Abwassers mit Wärmepumpenbetrieb nur im Winter und Biomassenutzung in einem ORC bzw. DSM
- Variante 5: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels Wärmetauscher und Biomassenutzung in einem Biomassekessel
- Variante 6: Wasserkraft, PV, Abwärmenutzung mittels ORC und Biomassenutzung in einem ORC bzw. DSM

Durch die Begrenzung des Regionalenergiefaktors für Strom auf 100% ergibt sich dementsprechend ein Ausbaugrad für Photovoltaik, nachdem nicht das gesamte zur Verfügung stehende Potenzial genutzt werden muss.

Für die Bewertung des Synergiepotenzials wird neben dem Regionalenergiefaktors eine weitere Kennzahl eingeführt. Der Regionalenergiefaktor stellt auf Basis der gesamten Energiemengen das zur Verfügung stehende Angebot ins Verhältnis zum Bedarf. Im Gegensatz dazu, basiert der Deckungsgrad auf einer stündlichen Basis und nimmt somit auf das zeitliche Angebot und Bedarf Rücksicht (siehe Formel 22). Dadurch kann der Deckungsgrad nie größer als der Regionalenergiefaktors sein.

$Deckungsgrad = \frac{1}{8760} \int_{t=0}^{8760} \text{momentaner Deckungsgrad} [-] * dt$ $\text{momentaner Deckungsgrad} = \begin{cases} 1 & \text{für Angebot [kW] > Bedarf [kW]} \\ \frac{\text{Angebot [kW]}}{\text{Bedarf [kW]}} & \text{für Angebot} \leq \text{Bedarf} \end{cases}$	22
--	----

Formel 22: Berechnung des Deckungsgrades

Die regionale Wertschöpfung lässt sich im Zuge des Projektes SISI nicht darstellen. Die Beauftragung erfolgt erst nach zuvor erfolgter Ausschreibung. Das Ergebnis kann nur schwer abgeschätzt werden, wodurch sich sehr hohe Unsicherheiten ergeben. Eine Maximierung der Beauftragung in der Region wird jedoch weiterhin vom Projektkonsortium empfohlen.

Kennzahlen		Ist-Situation	Ziel	Wichtigkeit	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6
REF	Wärme	35 %	100%	5	62%	58%	34%	30%	10%	6%
	Strom				100%	100%	100%	100%	100%	100%
Deckungsgrad mit regionaler Energie	Wärme	Nicht erhoben			47%	44%	33%	29%	10%	6%
	Strom				55%	57%	46%	48%	50%	52%
Ausbaugrad PV					71%	67%	43%	38%	19%	15%
CO ₂ -Emissionen		26.855 t	28%	4	-49%	-47%	-36%	-33%	-18%	-15%

CO₂-Emissionen: 26.855 t, -49% (Entscheidungsmatrix)

Konkrete Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs wurden nicht im Projekt nicht betrachtet. Seitens der Industrie kommt es zu einer Verbesserung der Energieeffizienz durch die Kopplung mit der Stadt. Im Zuge der Simulation wurden unterschiedliche Prognosen der Energiebedarfsentwicklung mitbetrachtet. Szenario 2 ist gekennzeichnet durch einen steigenden Energiebedarf bis zum Jahr 2050. Dadurch ist auch wesentlich höherer Ausbaugrad an PV notwendig. Die Deckungsgrade und der REF sind niedriger als bei Szenario 1. In Kombination mit einem ganzjährigen Betrieb der Wärmepumpen oder einer worst-case Betrachtung ist ein 100% Versorgung nicht mehr möglich. Szenario 3 ist gekennzeichnet durch einen sinkenden Strom- und Wärmebedarf bis zum Jahr 2050. Dadurch ist ein geringer PV-Ausbau nötig. Wenn kein WP-Betrieb vorliegt, ist der Ausbau der PV sogar gar nicht nötig. Dementsprechend sind bei Szenario 3 höhere Deckungsgrade und Regionalenergiefaktoren als bei Szenario 1 und 2 möglich.

Insgesamt zeigt sich, dass der Einfluss der Entwicklung des Energieverbrauchs (Zunahme, Abnahme oder Stagnation) von untergeordneter Bedeutung für die erzielten Deckungsgrade und Regionalenergiefaktoren ist. Als wesentliches Ergebnis der Simulationen konnte der dominante Einfluss der Wirkungsgrade der Technologien identifiziert werden. Somit ist für die Zukunft zu erwarten, dass ein kontinuierlicher Anstieg der Deckungsgrade und Regionalenergiefaktoren parallel zur Technologieentwicklung eintreten wird. Daraus lässt sich als direkte Handlungsempfehlung ableiten, dass sofort mit der Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen begonnen werden soll. Es ist dabei nicht mit einem Überausbau zu rechnen, da technologische Fortschritt wahrscheinlicher langsamer von statuten gehen wird als die Umsetzung der Ausbaumaßnahmen.

Die Energiegestehungskosten sind separat in Tabelle 24 dargestellt.

Technologie	Szenario	Stromgestehungskosten	Wärmegestehungskosten
[-]	[-]	[€/MWh _{el}]	[€/MWh _{th}]
Abwärmenutzung von Rauchgas	ORC 1	175.93	25.63
	ORC 2	161.57	22.04
	Wärmetauscher	-	11.83
Abwärmenutzung von Abwasser	Firma C – Sommer & Winter	-	20.29
	Firma C – Winter	-	34.23
	Firma A – Sommer & Winter	-	26.23
	Firma A – Winter	-	46.79
	Firma B – Sommer & Winter	-	22.48
	Firma B – Winter	-	39.10
Nutzung von Sonneneinstrahlung	PV – Gewerbe und Industrie	125.61	-
	PV – Privat und Öffentlich	136.22	-
Nutzung von Biomasse	Biomassekessel-Szenario 1	-	32.11
	Biomassekessel-Szenario 2	-	39.02
	Biomasse-ORC-Konzept 1	485.11	64.04
	Biomasse-ORC-Konzept 2	350.23	42.78

Tabelle 24: Darstellung der Energiegestehungskosten

B.5.9 Handlungsempfehlungen und Umsetzungsplan

Auf Grund der Simulationsergebnisse und der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden folgende Handlungsempfehlungen gegeben:

1. Handlungsempfehlung – Organisation

Eckpunkte:

Gründung einer Gesellschaft zur Umsetzung innovativer integrierter Energieprojekte „Energiezukunft Judenburg“ (Arbeitstitel)

- Gesellschafter: Stadtwerke, öffentliche Hand, Industriebetriebe
- Die Gesellschaft dient zur Umsetzung der identifizierten Projektideen

Vorteile:

- Die Firma „Energiezukunft Judenburg“ kann durch die bewusste Schwerpunktsetzung Projekte mit längeren Amortisationszeiten realisieren als z.B.: die Industrie

- Die in diesem Zusammenhang entstehenden Einsparungen können gegebenenfalls im Sinne des Energieeffizienzgesetzes geltend gemacht werden. Details sind im Einzelfall noch zu prüfen.
 - Direkte Anrechnung, wenn die Auskoppelung vom Unternehmen umgesetzt wird
 - Indirekte Anrechnung über die Firma „Energiezukunft Judenburg“

2. Handlungsempfehlung – Wärmepumpe

Installation von Wärmepumpen bei den drei Industriebetrieben → 1 Wärmepumpe für drei Firmen und eine weitere Wärmepumpe am Standort Ost

2 Möglichkeiten:

- Einspeisepunkt: Murdorferbrücke, nahe am Industriestandort, so kann direkt ins Verteilnetz der KELAG Wärme eingespeist werden, dezentrale Einspeisung in das Fernwärmenetz, zusätzliches Abnehmerpotenzial vorhanden (Versorgungsgebiet Murdorf)
- Einspeisung in die Infrastrukturleitung, Wärmepumpe wird in den Rücklauf gehängt, eine weitere Wärmepumpe wird in Pöls installiert um die Temperatur des Rücklaufs wieder abzusenken (wegen Wärmetauschersituation vor Ort), eine Wiedereinspeisung erfolgt direkt dort, es kommt zu einer Verschiebung von einer dezentralen Einspeisung zu einer zentralen Einspeisung
- Machbarkeitsanalyse für Betrieb C: Wärmepumpen zur Abwärmenutzung aus dem Kühlkreislauf → Beheizung der Bürogebäude, Gaskessel einsparen, interne Nutzung

3. Handlungsempfehlung - PV als Hauptstromerzeugungstechnologie

Umsetzung über z.B.

- Gesellschaft „Energiezukunft Judenburg“ mit Dachflächenmietmodell
- Bürgerbeteiligung mit Dachflächenmietmodell
- Zusätzliche Fördermöglichkeit / Initiative von der Stadtgemeinde möglich

Installation der PV auf:

- öffentlichen Dächern: z.B.: Schulzentrum Lindfeld, Tennishalle Strettweg
- Wohngebäuden der in der stadteigenen Wohnbaugesellschaft und privaten Gebäuden
- Gewerbe- und Industriedachflächen
 - Stahl Judenburg hat ein statisch geprüftes Dach
 - Prüfung weiterer Dachflächen bei den Industriebetrieben Hendrickson, Wuppermann, Industriegebiet Judenburg Nord und West

- Gewerbe- und Geschäftsflächen Judenburg West

4. *Handlungsempfehlung - Wärmetauscher zur Abwärmenutzung*

Teilweise interne Nutzung des Abwärmepotenzials zur Hallenheizung, restliches Potenzial kann mittels Wärmetauscher ins Verteilnetz mit den WP einspeisen (Murdorferbrücke)

5. *Handlungsempfehlung – Biomasse*

Objektversorgung (Einzelanlagen, die nicht von der FW erschlossen werden) bzw. Mikronetze an der Peripherie, Umstellung von fossil auf biogene Heizanlagen, Ortsteile Oberweg und Reifling und weitere Stadtrandbereiche

Fördermöglichkeit / Initiative von der Stadtgemeinde

6. *Handlungsempfehlung Marketing*

Judenburg als moderne, zukunftsgerichtete Energiestadt verkaufen

- Bewusstsein schaffen
- Positionierung und Umsetzung über e5 Team

Basierend auf den Ergebnissen von AP 2 bis 6 wurde, in Abstimmung mit der Stadtgemeinde Judenburg, ein Plan zur Umsetzung der Handlungsempfehlungen entworfen. Dieser umfasst einen Zeithorizont von Juni 2017 bis Juni 2020. Das Projektmarketing ist ein integraler Bestandteil im Umsetzungsplan und findet parallel zu den anderen Aktivitäten statt.

In

Abbildung 24 ist der erarbeitete Umsetzungsplan dargestellt. Dieser ist basierend auf den Handlungsempfehlungen aufgebaut und gliedert sich in die Punkte: Organisation, PV für öffentliche Gebäude, PV für Industrie und Gewerbe, Fernwärmenetz, Abwärme und Abwasser sowie Marketing. Durch das Projekt SISI und das Vorgängerprojekt PESI haben bereits Aktivitäten stattgefunden, die die Umsetzung begünstigen und sind dementsprechend im Umsetzungsplan integriert (Zeitraum vor Juni 2017).

Jeder Handlungsempfehlung (in Abbildung 1 als Reihe dargestellt) werden Ansprechpersonen, die für die Abwicklung der genannten Aktivitäten verantwortlich sind, zugewiesen.

- Organisation: Mag. Eva Volkar (Teamleiterin e5-Team), Mag. Florian Auer (Stadtamtsdirektor)
- PV öffentliche Gebäude: Helfried Kreiter (Umweltreferat Stadtgemeinde Judenburg) in Zusammenarbeit mit dem Bauamt, Liegenschaftsverwaltung, Judenburg Siedlungsgenossenschaft (JUSI) und unter Beiziehung von technischen Büros und Energieagenturen

- PV Industrie und Gewerbe: der jeweilige Vorstand und der / die EnergiemanagerIn von Seiten der Industriebetriebe, Netzbetreiber und gegebenenfalls technische Büros oder Energieagentur
- Fernwärmenetz: Netzbetreiber (Kelag und Stadtwerke Judenburg (STW))
- Abwärme / Abwasser: der jeweilige Vorstand und der / die EnergiemanagerIn von Seiten der Industriebetriebe, Fernwärmenetzbetreiber und gegebenenfalls technische Büros oder Energieagentur
- Marketing: Mag. Eva Volkar (Teamleiterin e5-Team), Energieagentur

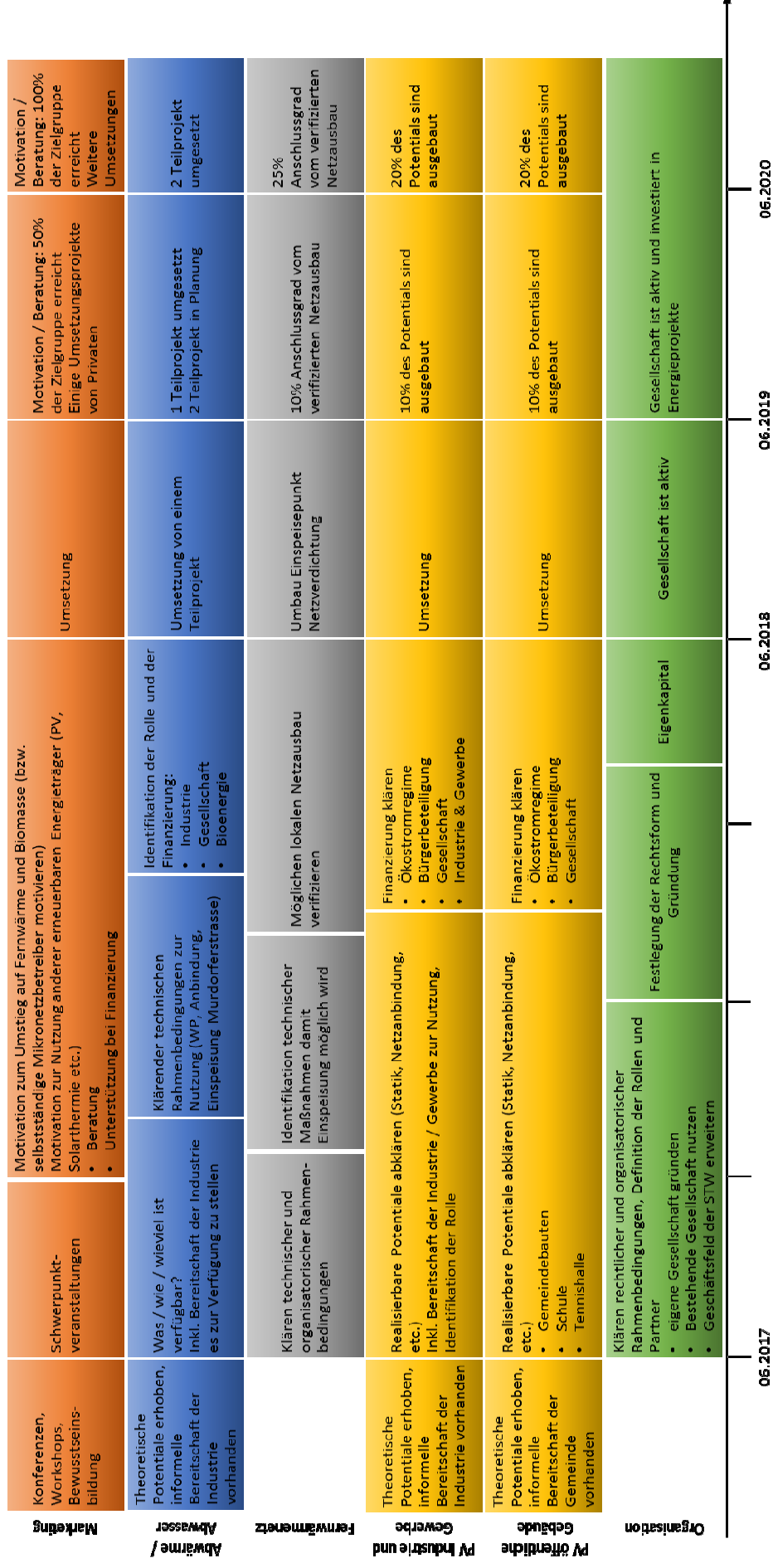


Abbildung 24: Umsetzungsplan für die Stadtgemeinde Judenburg

Im Zuge des Projektes wurden die Wärmebedarfsdichten mit Hilfe eines geografischen Informationssystems im Stadtplan der Stadtgemeinde Judenburg verortet. Durch Einfügen der vorhandenen Fernwärmeleitungen kann somit das Potenzial für einen zusätzlichen Ausbau / Verdichtung veranschaulicht werden.

In der Innenstadt und im nordöstlichen Stadtgebiet sind bereits Teile durch Fernwärmeleitungen erschlossen, zusätzliches Potenzial für eine Verdichtung ist dennoch vorhanden (rote Markierungen).

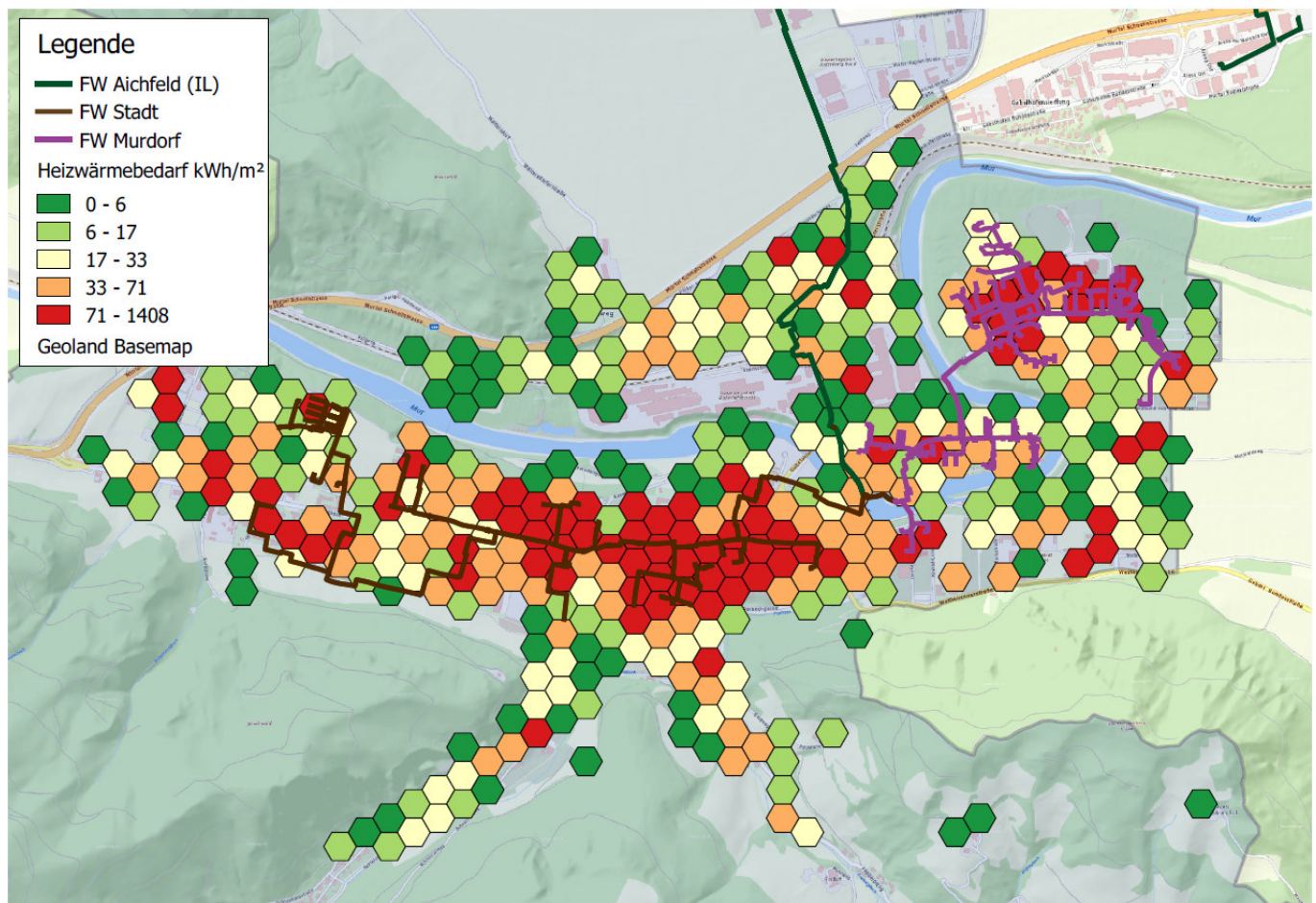


Abbildung 25: Wärmebedarfsdichten und Fernwärmenetze der Stadt Judenburg

Hinsichtlich des Strombedarfes im Bereich der privaten Haushalte und Gewerbebetriebe ergibt sich eine ähnliche Verteilung wie in Abbildung 25. Hierzu wurde allerdings keine quantitative Visualisierung bereitgestellt. Eine erste Orientierung, wo Maßnahmen zur Umsetzung von PV situiert werden können, ist allerdings bereits möglich. Im Zuge des Umsetzungsplans werden die realisierbaren Potenziale direkt vor Ort unter Einbeziehung des Solardachkatasters abgeklärt.

B.6 Erreichung der Programmziele

Einpassung in das Programm

Ausgehend von der im Projekt „SISI“ entwickelten strategischen Zielsetzung für die Smart City Judenburg fokussiert das Projekt auf folgende beiden Themen und Technologiebereiche des Programms:

- Smarte Industriestandorte und Gewerbegebiete
- Energienetze

Entwicklung eines ganzheitlichen, integrativen Gesamtkonzepts im urbanen Kontext:

Im Rahmen des Projektes „SISI“ wurde ein ganzheitliches und integriertes Smart-City-Konzept für die Stadtgemeinde Judenburg entwickelt, welches a) die Energieeffizienz erhöht und die lokale Nutzung regionaler Energien fördert, b) den Einsatz modernster Technologie mit umfassender Einbindung lokaler Stakeholder kombiniert, und c) als „generische Keimzelle“ dient, welche sich auch auf andere urbane Gebiete übertragen lässt. Die zentrale Innovation des Projektes liegt in der einzigartigen und synergetischen Kombination industrieller und regenerativer Energie zur regionalen Versorgung der Stadtgemeinde Judenburg.

Trägerschaft durch breit aufgestelltes, interdisziplinär zusammengesetztes Konsortiums:

Unter Führung der FH JOANNEUM (Institut für Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement) arbeitete im Projekt SISI ein hochgradig interdisziplinäres Projektkonsortium, bestehend aus der Stadtgemeinde Judenburg, Montanuniversität Leoben und der Energieagentur Obersteiermark. In Form von Workshops und bilateralen Treffen wurden auch Industrieunternehmen und Energienetzbetreiber in die Entwicklung eines Gesamtkonzepts miteingebunden.

Umsetzung im urbanen Kontext:

Im Projekt wurden konkrete Handlungsempfehlungen inkl. Umsetzungsplan für die Stadtgemeinde Judenburg erarbeitet. Die Stadtgemeinde Judenburg möchte damit ihre Rolle als Plattform für neue Konzepte verstärken und sich als Testbed für innovative Smart-City-Technologien etablieren.

Plattform schaffen:

Die Plattform des Klima- und Energiefonds stellt eine hervorragende Möglichkeit dar, die Projektergebnisse zu verbreiten. Die Projektergebnisse wurden zielgruppengerecht aufbereitet und stehen der Öffentlichkeit zur Verfügung. Somit haben auch andere Industrie-Stadt-Agglomerationen die Möglichkeit sich zu smarten Industriestandorten zu entwickeln.

Beitrag zum Gesamtziel des Programms

Das Projekt SISI liefert nicht nur einen Beitrag zum Gesamtziel des Programms, sondern auch zum Ziel der Stadtgemeinde Judenburg, bis zum Jahr 2050 des im Stadtgebiet benötigten Energieverbrauches aus erneuerbaren Energien bereitzustellen.

Eine Stadt mit einer großen Durchdringung von industriellen Betrieben vermittelt oftmals kein Bild einer lebenswerten Stadt. Die energetische Kopplung von Industrie und Stadt kann zu einer Besserung dieses Images und der Stärkung der Beziehung beitragen. Durch den Einsatz von regionaler (regenerativer und industrieller) Energie wird die Lebensqualität der Bewohner und künftigen Generationen erhalten und verbessert. Fossile Energie wird teilweise durch regionale Energie ersetzt, wodurch die Emissionssituation positiv beeinflusst wird. Somit wird der Anteil erneuerbarer Energieträger erhöht und die Treibhausgasemissionen werden reduziert. So kann auch das Stadtklima langfristig positiv verändert werden.

Industriestandorte haben durch die Synergieeffekte die Möglichkeit, ihre Attraktivität zu steigern und sich als smarte, lebenswerte und grüne Stadt zu präsentieren. Außerdem, kann diese Kooperation bei der Bevölkerung positiv aufgenommen werden, wodurch die Betriebe als potentielle Arbeitgeber interessanter werden und ein Abwandern in andere Regionen verhindert wird.

In dem vorliegenden Forschungsprojekt wurde primär die Möglichkeit betrachtet, vorhandene industrielle Energie in das städtische Energienetz einzugliedern. Die Stadt Judenburg fungiert in diesem Zusammenhang als Testbed. Eine Ausweitung auf andere Städte in Österreich oder in Europa ist aufgrund der positiven Projektergebnisse vorstellbar.

Durch eine Betrachtung der technischen und sozialen Systeme als Gesamtsystem, sowie durch eine Interaktion und Vernetzung einzelner Komponenten, Lösungen und Technologien konnten im Zuge des Projektes Vorschläge für die Optimierung von Einzelsystemen bzw. Einzellösungen erarbeitet werden. Die Energieversorgung wird dadurch sicherer, da die vor-Ort verfügbaren Energien eingesetzt werden. Eine gewisse Unabhängigkeit gegenüber Energieimporten wird ermöglicht.

Der Im Projekt SISI gewählte Ansatz weist zusammenfassend folgende Vorteile auf:

- Steigerung der Energieeffizienz
- Verbesserung des Stadtklimas
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger
- Reduktion der Treibhausgasemissionen
- Verschränkte Betrachtung der verschiedenen Infrastrukturebenen

Einbeziehung der Zielgruppen

Die umfassende Einbindung der unterschiedlichen Zielgruppen und die Berücksichtigung von deren spezifischen Bedürfnissen ist einer der zentralen Punkte dieses Projektes. Nachfolgend wird dargelegt, wie die unterschiedlichen Erfordernisse und Erwartungen der Gruppen in den unterschiedlichen Fragestellungen berücksichtigt wurden.

Im Projekt wurden relevante Akteure aus unterschiedlichen Ebenen und Bereichen miteingebunden. In Abbildung 26 ist die Einbindung der Stakeholder in das Projekt dargestellt.

1. Stakeholder-Workshop

Nach der Entwicklung der Energieeffizienzkennzahlen (AP 2) und der Analyse der Entwicklungsstrategien (AP 3) wurde der 1. Stakeholder Workshop unter dem Titel „Smart-City Ziele für Judenburg“ abgehalten. Hier wurden Vertreter aus den Industriebetrieben, der Energieversorgungsunternehmen, der Stadtgemeinde Judenburg, des Stadtbauamtes und des e5-Teams geladen.

Nach einer Projektvorstellung und der Präsentation erster Ergebnisse wurden gemeinsam Ziele für die Stadtgemeinde Judenburg definiert und die Kriterien für die Entscheidungs- und Bewertungsmatrix definiert.

2. Stakeholder-Workshop

Nach Ende des zweiten Projektabschnitts (AP 4, AP 5 und AP 6) wurde abermals ein Stakeholder-Workshop unter dem Titel „Handlungsempfehlungen für Judenburg“ durchgeführt. Hier wurden wieder Vertreter aus den Industriebetrieben, der Energieversorgungsunternehmen, der Stadtgemeinde Judenburg, des Stadtbauamtes und des e5-Teams geladen.

Nach der Präsentation der Ergebnisse wurden konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet und die Umlegung in einen Umsetzungsplan diskutiert.

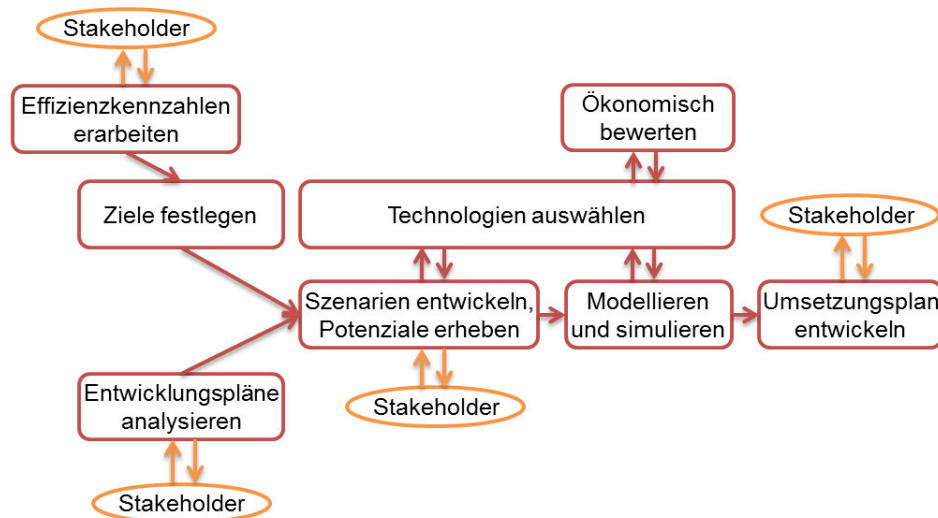


Abbildung 26: Stakeholder-Einbindung in das Projekt

Bilaterale Abstimmungstreffen

Zusätzlich zu den beiden Workshops wurden mit einzelnen Akteuren auch bilaterale Treffen zur Abstimmung und Projekteinbindung durchgeführt. Besonders intensiv wurde hierbei die mögliche Einbindung der Industrie mit den IndustrievertreterInnen diskutiert.

B.7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Erkenntnisse

Der Aufbau des Kapitels orientiert sich am Projektablauf und den Arbeitspaketen.

Energieeffizienzkennzahlen

Die Erarbeitung von Kennzahlen bietet die Möglichkeit eines Benchmarkings von Smart Cities. Zusätzlich können die Kennzahlen aber auch zum Controlling von gesetzten Maßnahmen (innerhalb einer Stadt) verwendet werden und der Fortschritt quantitativ gemessen werden. Die Kennzahlen stellen ein wesentliches Instrument im geplanten Folgedemonstrationsprojekt dar. Sie werden zur Auswahl geeigneter Demonstrationsteilprojekte, zum Monitoring und Controlling umgesetzter Maßnahme, sowie als Vermarktungswerkzeug verwendet.

Abhängig vom Ziel und der Ausrichtung der Smart Cities sind unterschiedliche Kennzahlen und Indikatoren in Verwendung. Eine Standardisierung für Österreich ist bereits im Gange, Ergebnisse gibt es bis jetzt noch nicht. Trotz einer Standardisierung wird es aber nötig sein, gewisse Indikatoren an die jeweilige Aufgabenstellung anzupassen und gegebenenfalls neue Kennzahlen zu entwickeln.

Energiestrategien

Durch die genaue Analyse der Energiestrategien auf europäischer bis regionaler Ebene ist die Abstimmung der Ziele und Rahmenbedingungen für die Bewertungs- / Entscheidungsmatrix möglich.

Auf die von der europäischen Kommission festgesetzten Ziele und Strategien, sind alle weiteren analysierten und präsentierten Dokumente aufgebaut. Die EU gibt also den Spielraum bzw. die Minimumziele für alle untergeordneten Ziele und Strategien vor. Anhand der nationalen und regionalen Ziele, Strategien und Maßnahmen müssen die von der Europäischen Union festgelegten Ziele zeitnah eingehalten werden. Es ist aber sehr wohl möglich, strengere Ziele bzw. mehr Maßnahmen festzulegen bzw. umzusetzen. Hier besteht das Risiko einer möglichen Überschätzung und der dadurch zu hoch gelegten Ziele.

Eine Herausforderung stellt eine mögliche Änderung der europäischen / nationalen bzw. regionalen Ziele dar, wodurch ein zeitnahes Reagieren gefordert, aber vermutlich nicht immer möglich sein wird.

Zieldefinition

Die Entscheidungs- und Bewertungsmatrix bietet die Möglichkeit qualitativ und quantitativ nachvollziehbare Entscheidungen zu treffen. Die Chance und gleichfalls das Risiko der Bewertungsmatrix liegen in der Auswahl geeigneter Kennzahlen und deren Gewichtung. Eine unüberlegte Kennzahlenauswahl bzw. Gewichtung kann die Aussage verfälschen und so eventuell günstige Varianten bereits a priori von der Umsetzung auszuschneiden.

Technologische Aspekte

Es gibt zahlreiche Technologien, um das Potenzial an industrieller und regenerativer Energie zu nutzen. Je nach Rahmenbedingung bietet sich die eine oder andere Möglichkeit an. Es werden praxisnahe Werte angeführt, welche im Rahmen dreier unterschiedlicher Szenarien auftreten können. Der realistische Fall stellt selbstverständlich das wichtigste Resultat dar, während „Best Case“ und „Worst Case“ die mögliche Spannweite der einzelnen Kennzahlen verdeutlichen. Technologien, die bereits etabliert und lange am Markt sind haben eine geringere Spannbreite als „neue“ Technologien. Dieser Aspekt sollte bei der Wahl der Nutzungstechnologie nicht außer Acht gelassen werden.

Potenziale

Die Potenzialerhebung ist die Basis für die Technologieauswahl und die ökonomische Analyse. Gemeinsam dienen sie als Input für die Simulation. Die Aussagekraft und Zuverlässigkeit der Ergebnisse hängt von der Qualität der erhobenen und recherchierten Daten ab. Besonders kritisch ist dieser Punkt, wenn auf bereits recherchierte Daten zurückgegriffen wird.

Ökonomische Bewertung

Dabei führen bestimmte Möglichkeiten und Szenarien zu besseren Ergebnissen als andere. Allen voran Wärmepumpenszenarien liefern hohe Annuitäten und führen zu kurzen dynamischen Amortisationszeiten. Hierbei ist jedoch darauf zu achten, ob die erzeugte höherwertigere Wärme zur Bedarfsdeckung dient bzw. ob eine partielle Einspeisung ins Netz möglich ist. Auch das Biomassekessel-Szenario mit einem Volllaststundenanteil von 2.400 h führt zu einem positiven Ergebnis, welches Potenzial hinsichtlich einer wirtschaftlichen Implementierung aufweist. ORC-Technologien müssen allgemein auf die jeweiligen Prozessbedingungen ausgelegt werden, könnten jedoch vor allem im niederen Leistungsbereich dazu dienen, die aus dem Rauchgas stammende Wärme sinnvoll zu nutzen. Sämtliche Photovoltaik-Szenarien führen unter den gegebenen Bedingungen zu keinen positiven Ergebnissen, da deren Investitionskosten nach wie vor zu hoch sind. Gleiche Überlegungen gelten auch für eine Kombination aus Wärme- und Stromnutzung aus Biomasse.

Zusätzlich zur Ermittlung der Nettobarwerte und der dazugehörigen Annuitäten liefern die Strom- und Wärmegeheimungskosten interessante Details zu den unterschiedlichen Technologien. Während die Einzelausgaben etwas in den Hintergrund rücken, stellt der diskontierte Vergleich zwischen Kosten und erzeugtem Strom bzw. erzeugter Wärme die verschiedenen Szenarien in ein anderes Licht. So liefern die PV-Optionen beispielsweise den im Vergleich billigsten Strom und der Wärmetauscher die günstigste Wärme. Die errechneten Kennzahlen werden in weiterer Folge durch Sensitivitätsanalysen gestützt und ergänzt. Je nach Technologie und Szenario spielen unterschiedliche Einflussfaktoren eine wichtige Rolle, sodass – basierend auf jedem einzelnen Fall – eine Investitionsentscheidungsfindung weiter erleichtert werden soll.

Szenariendefinition

Für die Modellierung, die Technologieauswahl und den Umsetzungsplan ist die Kenntnis über die Entwicklung des Energiebedarfs essentiell, um fundierte Entscheidungen treffen bzw. Flexibilitätsoptionen integrieren zu können. Die Präsentation der beiden Studien zeigt die Bandbreite der möglichen Entwicklung des Energiebedarfs und die damit einhergehende Unsicherheit auf.

Der aktuelle Ölpreis (51,79 USD/bl, Preis vom 05.10.2016) und der aktuelle Preis für CO₂-Zertifikate (4,78€/EUA (Emission Allowances), Preis vom 05.10.2016) liegen unter den vom WIFO und Umweltbundesamt verwendeten Preisannahmen für die Prognosen der Energiebedarfsentwicklung. Deshalb gibt es zusätzliche Unsicherheit, die bei der Verwendung dieser Szenarien mitberücksichtigt werden muss.

Modellierung und Simulation

Die unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten der technologischen Nutzungspfade zur Erschließung der Energiepotenziale ergeben Deckungsgrade und REF für Strom und Wärme in unterschiedlicher Höhe. Die Nutzung der Abwärme mittels Wärmetauscher, die Nutzung des Abwasserwärmepotenzials mittels ganzjährig betriebenen Wärmepumpen und die Verwendung der Biomasse in einem Biomassekessel ergibt einen Wärme(W)-Deckungsgrad von 47% und einen Regionalenergiefaktor für Wärme von 62%. Durch die Begrenzung des Strom(S)-REF auf 100% ergibt sich dementsprechend ein Ausbaugrad für Photovoltaik, nachdem nicht das gesamte zur Verfügung stehende Potenzial genutzt werden muss.

Dünnschichtzellen zur PV-Nutzung sind auf Grund des hohen Platzbedarfs nicht umsetzbar. Deswegen wird die Verwendung von kristallinen Modulen auf Grund des höheren Wirkungsgrades und geringeren Platzbedarfes bevorzugt. Damit ist ein Regionalenergiefaktor für Strom von 100% erreichbar.

Der Einsatz von Wärmetauschern zur Nutzung der Abwärmepotenziale ergibt die höchsten erreichbaren Wärme-Deckungsgrade. Die ORC / DSM- Variante 1 mit einer höheren Leistung und geringeren Volllaststunden (Nutzung aller Angebotsspitzen) führt zu einem geringfügig höheren Deckungsgrad von ca. +1% im Vergleich zu Variante 2.

Der Einsatz von Wärmepumpen erhöht den Strombedarf. Bei ganzjähriger Nutzung kann nicht die gesamte dadurch bereitgestellte Wärme (Endenergie) im System genutzt werden. Die Nutzung der Energie im Abwasser ist jedoch essentiell für die Wärmeversorgung.

Die Nutzung der Biomasse in einem Biomassekessel liefert höhere Wärme-Deckungsgrade als bei Einsatz in ORC oder einem Dampfschraubenmotor (DSM). ORC und DSM steuern nur einen geringen Beitrag zur Stromerzeugung (ca. 2%) bei. Beide Heizkessel-Varianten liefern fast die gleichen Deckungsgrade ($\pm 0,5\%$).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Variante 1 der Ergebnisdarstellung somit den höchsten Beitrag zur Erreichung der gesetzten Ziele liefert.

Handlungsempfehlungen und Umsetzungsplan

Diese Übersicht mit den Wärmebedarfsdichten untermauert die Handlungsempfehlungen und den daraus abgeleiteten Umsetzungsplan. Nichtsdestotrotz ist eine Detailplanung der Fernwärmebetreiber für die Evaluierung der Kosten unablässig.

Es wird empfohlen, im Zuge einer Detailplanung auch Gebiete mit einem geringeren Heizwärmebedarf zu betrachten. Sofern sie sich nicht für einen Anschluss an das Fernwärmenetz eignen, bietet sich hier z.B. die Möglichkeit von Biomasse-Mikronetzen.

Ausblick

Internationaler Austausch und Vergleich

Der im Projekt SISI entwickelte Ansatz wird im internationalen Austausch verglichen und weiter verbessert. Best Practise Modelle und Leuchttürme werden national und auch auf Europa-Ebene weiterverfolgt. Im Zuge des Projektes „Vorzeigeregion Industrieachse Mur-Mürz“ wird dieser Ansatz gezielt weiterverfolgt und eine Umsetzung angestrebt.

Know-How vertiefen und erweitern

Die Technologieebene wird weiterverfolgt und das Know-How dahingehend weitervertieft. Besonders die Integration von Solarstrom, Wärmepumpen bzw. der grundsätzliche domänenübergreifende Einsatz von Energieträgern ist ein zukunftsweisendes Thema zur Erreichung der Klimaziele. Die Koppelung von Industrie und Stadt, wie bereits im Projekt SISI durchgeführt, ist eine weitere Maßnahme zur Erreichung der übergeordneten Ziele.

Erkenntnisse in anderen Projekten einsetzen

Die erarbeiteten und adaptierten Kennzahlen werden vom Konsortium für zukünftige Folgeprojekte verwendet. Die Stadtgemeinde Judenburg wird die Kennzahlen zum Monitoring ihrer gesetzten Maßnahmen verwenden. Das Konsortium wird sich mit seinen Forschungsvorhaben und Demonstrationsprojekten auch weiterhin an den strategischen Vorgaben der Europäischen Union und der Republik Österreich orientieren. Durch etwaige Adaptierungen kann die Entscheidungs- und Bewertungsmatrix an den jeweiligen Bedarf angepasst werden und somit auch für andere Projekte verwendet werden.

Die im Projekt SISI erarbeiteten Ergebnisse können durch Anpassung an die geänderten Rahmenbedingungen von den Zielgruppen verwendet werden. Somit können sowohl zeitliche, als auch finanzielle Ressourcen bei der Planung von zukünftigen Demonstrationsvorhaben betreffend Industrie-Stadt-Agglomerationen geschont werden. Eine erste Abschätzung über das Synergiepotenzial und den Regionalenergiefaktor kann getroffen werden.

Als relevante Zielgruppe für die Projektergebnisse können folgende Interessenten genannt werden:

- Stadtgemeinde Judenburg und weitere Stadt-Industrieagglomerationen
- Städte – Umweltreferate
- Industriebetriebe – Energie- / Umweltbeauftragte
- Energieagenturen / technische Büros

B.8 Empfehlungen

Zukünftige Forschungsanträge und in weiterer Folge Forschungsprojekte sollen so ausgerichtet sein, dass diese zur Erreichung der nationalen und regionalen und somit der europäischen Vorgaben beitragen. Eine Einbindung der Öffentlichkeit soll immer gewährleistet werden. Die erarbeiteten Ergebnisse stellen auch für andere Projekte einen guten Anhaltspunkt dar, ersetzen jedoch keine Detailplanung. Essentiell für ein aussagekräftiges Ergebnis ist die Qualität der Daten. Bei der ökonomischen Bewertung wird darauf hingewiesen, dass das Finanzierungsmodell eine wichtige Rolle spielt und die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflusst. Beim Vergleich unterschiedlicher Investitionsentscheidungen ist jedoch darauf zu achten, welche Option die höchste Annuität vorweist, wobei neben ökonomischen Faktoren auch politische und umwelttechnische die tatsächlich zu treffende Entscheidung beeinflussen können.

Bedarf an Demonstrationsprojekten

Die Kopplung von Industrie und Stadt stellt einen relativ neuen Ansatz dar. Besonders der Einsatz von Wärmepumpen im Zusammenhang mit Niedertemperaturabwärme der Industrie stellt hier eine Innovation dar. Auf Grund dessen braucht es mehr Demonstrationsanlagen und Leuchtturmprojekte, um sich als Vorreiter auf diesem Gebiet zu profilieren und weitere Projekte zu initiieren.

Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen

Wie bereits vorher erwähnt, stellt die Art der Finanzierung bzw. das gewählte Geschäftsmodell einen entscheidenden Faktor über die Wirtschaftlichkeit dar. Besonders Investitionen, die Industriebetriebe betreffen, müssen sich oftmals innerhalb von 2 bis 3 Jahren amortisieren. Zur Reduktion dieser Hindernisse bedarf es Geschäftsmodelle, die wirtschaftlich vorteilhafte Rahmenbedingungen zur Umsetzung von solchen Handlungsempfehlungen ermöglichen.

F&E Aktivitäten zur Weiterentwicklung von Technologien und Initiierung von Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfs

Wie in der Simulation gezeigt wurde, haben sowohl die Entwicklung des Energiebedarfs als auch die Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien einen entscheidenden Einfluss auf die Deckungsgrade und den Regionalenergiefaktor. Es wird empfohlen, sowohl bestehende, als auch marktferne Technologien weiterzuentwickeln. Gleichzeitig soll mit Hilfe von gezielten Maßnahmen wie z.B. Bewusstseinsbildung, Marketing, Informationsveranstaltungen, Förderungen etc. der Energiebedarf reduziert werden, um so einen möglichst hohen Deckungsgrad zu erreichen.

Potenzial für Demonstrationsvorhaben

Erste Schritte hinsichtlich Umsetzungsvorhaben wurden bereits durch Vorprojekte getätigt (IVAN, PESI). Im Zuge des Projektes SISI wurden Potenziale erhoben, Gespräche geführt und gemeinsam Handlungsempfehlungen erarbeitet. Seitens der Stadt gibt es Interessensbekundungen zur Umsetzung von PV-Anlagen auf gemeindeeigenen Gebäuden. In der Region gibt es handelnde Akteure, die innovative Ideen umsetzen. Ein durchaus positiver Trend zur Initiierung eines Demonstrationsvorhabens ist somit erkennbar.

Als Herausforderungen wird jedoch die Höhe der Investitionen und deren Wirtschaftlichkeit im Zusammenhang mit dem engen Amortisationsfenster der Industrie gesehen. Obwohl bereits zahlreiche Projekte zur Nutzung industrieller Abwärme umgesetzt wurden, werden seitens der Industrie noch immer Bedenken gegenüber Lieferverpflichtungen (Wärmeeinspeisung in das Netz) geäußert. Das

Zusammenspiel von neuen Akteuren, die unterschiedlichen Interessen sowie der differenzierte Erfahrungshintergrund stellt eine weitere Herausforderung dar. Die Akteure haben nicht nur eine andere Herangehensweise, sondern sprechen auch eine andere „Sprache“, wodurch die Kommunikation zwischen den einzelnen Parteien eine Schwierigkeit darstellt.

C. Literaturverzeichnis

- [1] Grazer Energieagentur. Wastewater Usage (Abwasserwärmenutzung). Graz: 2007.
- [2] Mauz H. Plants for Wastewater Usage (Abwasserwärmenutzungsanlagen). Graz: 2007.
- [3] Theissing M, Schloffer M, Tragner M, Wanek M, Theißing-Brauhart I. Instationarity of industrial waste heat as a limiting factor in the use and integration in heat distribution and heat recovery systems (Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteil- und. Kapfenberg: 2009.
- [4] Gara S, Schrimpf S. Treatment of waste materials in the iron and steel industry (Behandlung von Reststoffen und Abfällen in der Eisen-und Stahlindustrie). 1998.
- [5] Thielen P, Storch A, Tritthart W, Schrattenecker I. Smart City STANDARDS Normung für die nachhaltige Entwicklung von Städten und Kommunen - Teil 1. Wien: 2015.
- [6] Theissing M, Theissing-Brauhart I. Primärenergie- und CO₂ Emissionsfaktoren von Energieträgern in Fernwärmesystemen. Graz: 2009.
- [7] Konstantin P. Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3rd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg; 2013.
- [8] Ministerium für Umwelt K und E. Vergleich zwischen gekoppelter und getrennter Erzeugung n.d. <http://www.bhkw-fibel.de/einsatzgebiete/vergleich> (accessed March 29, 2017).
- [9] Götze U. Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Berlin, Heidelberg: Springer; 2008.
- [10] Austrian Standards Institute. Smart Cities and Communities 2016. <https://www.austrian-standards.at/infopedia-themencenter/infopedia-artikel/smart-cities-and-communities/#c2569> (accessed April 20, 2016).
- [11] Republik Österreich. Anlage 1 verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen. 2015.
- [12] European Commission. Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Brussels: 2010. doi:COM(2010) 639.
- [13] European Commission. Energy Roadmap 2050. Brussels: 2011.
- [14] European Commission. European Energy Security Strategy. Brussels: 2014.
- [15] European Commission. A European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Brussels: 2007.
- [16] European Commission. Infrastructure 2017. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure> (accessed March 23, 2017).
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft Familie und Jugend, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft. Energie Strategie Österreich. Wien: 2008. doi:10.1007/s00502-011-0027-3.
- [18] Bundesministerium für Wissenschaft Forschung und Wirtschaft. NEEAP 2014: Erster Nationaler Publizierbarer Endbericht Smart Cities Demo - 6. Ausschreibung – SISI

Energieeffizienzaktionsplan der Republik Österreich 2014 gemäß Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU. Wien: 2014.

- [19] Bundesministerium für Wirtschaft Familie und Jugend. Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energien für Österreich (NREAP-AT). Wien: 2010.
- [20] Das Land Steiermark. Energiestrategie Steiermark. Graz: n.d.
- [21] Amon B, Bachner G, Damm A, Gebetsroither B. Klimaschutzplan Steiermark - Perspektive 2020/2030. Graz: 2010.
- [22] Regionalmanagement Obersteiermark West GmbH. Regionales Entwicklungsleitbild für die Region Obersteiermark West. Zeltweg: 2012.
- [23] Bärnthaler J. Energieautarkes Energieautarkes Zirbenland 2020. Zeltweg: 2011.
- [24] Stadtgemeinde Judenburg. Energieaktionsplan Judenburg 2020 der Stadtgemeinde Judenburg. Judenburg: 2012.
- [25] GETEC heat & power AG. ORC-Prozess n.d. <http://www.getec-heat-power.de/de/technologien/orc-prozess/index.html> (accessed March 29, 2017).
- [26] Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner. Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit ORC-Technologie n.d. http://energieberatung.ibs-hlk.de/planbhkw_orc.htm (accessed August 29, 2016).
- [27] Althaus W. ORC-Prozesse zur Abwärmenutzung an BHKW-Motoren: Entwicklungs-/Demonstrationsprojekt mit Feldversuch. 2012.
- [28] Obernberger I, Gaia M. Biomasse - Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis des ORC-Prozesses: Stand der Technik und Möglichkeiten der Prozessoptimierung. 2005.
- [29] RP-Energie-Lexikon. Organic Rankine Cycle n.d. https://www.energie-lexikon.info/organic_rankine_cycle.html (accessed August 29, 2016).
- [30] Obernberger I. Biomasse-KWK auf Basis des ORC-Prozesses: Vorstellung der EU-Demonstrationsprojekte Holzindustrie STIA/Admnt und Fernheizkraftwerk Lienz n.d. <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Presentation-Obernberger-ORC-LienzAdmont-2003-11-26.pdf> (accessed August 29, 2016).
- [31] Obernberger I, Hammerschmid A. Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungen auf Basis des ORC-Prozesses: EU-Thermie-Projekt Admont. 2001.
- [32] Sächsische Energieagentur-SAENA GmbH. Technologien der Abwärmenutzung 2012. www.saena.de (accessed March 29, 2017).
- [33] FeRo-Wasser Wärme GmbH. Die Leistung beim Wärmetauscher n.d. <http://www.wasserundwaerme.de/2010/11/10/leistung-waermetauscher/> (accessed August 29, 2016).
- [34] Stadtwerke Kapfenberg. Technische Anschlussbedingungen (TAB-Wärme): Indirekte Wärmeversorgung über Wärmetauscher. 2010.
- [35] Wien Energie. Technische Richtlinien Fernwärme, Wien. 2009.

- [36] Energie Graz. Technische Anschlussbedingungen Fernwärme, Graz 2011. http://www.energie-graz.at/upload/file/Technische-Anschlussbedingungen_gesamt.pdf (accessed March 29, 2017).
- [37] Zahoransky RA. Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Wiesbaden: Springer Vieweg; 2013.
- [38] RP-Energie-Lexikon. Kompressionswärmepumpe n.d. <https://www.energie-lexikon.info/kompressionswaermepumpe.html> (accessed August 29, 2016).
- [39] ihre-waermepumpe.de. Verschiedene Arten von Wärmepumpen n.d. <http://ihre-waermepumpe.de/grundlagen-und-technik/verschiedene-waermepumpen-arten.html> (accessed August 29, 2016).
- [40] Huber H, Schöfmann P, Zottl A. Wärme! pumpen zur energieeffizienten Wärmeversorgung: Technologieleitfaden Wärmepumpen. Wien: 2014.
- [41] Joos L. Energieeinsparung in Gebäuden: Stand der Technik und Entwicklungstendenzen. 2. Essen: Vulkan-Verlag Essen; n.d.
- [42] RP-Energie-Lexikon. Leistungszahl n.d. <https://www.energie-lexikon.info/leistungszahl.html> (accessed August 29, 2016).
- [43] Huber A, Mösch H. Umweltwärme effizient nutzen: Heizen mit Elektro-Wärmepumpen. Bern: 1996.
- [44] RP-Energie-Lexikon. Absorptionswärmepumpe n.d. <https://www.energie-lexikon.info/absorptionswaermepumpe.html> (accessed August 29, 2016).
- [45] DAW-Regelwerk. Merkblatt DWA-M 114 Energie aus Abwasser - Wärme- und Lageenergie. n.d.
- [46] Zauner F. Hochtemperatur-Wärmepumpen zur energetischen Nutzung industrieller (Niedertemperatur-)Abwärme. n.d.
- [47] Tjards I. Stromerzeugung durch Thermophotovoltaik, 2011.
- [48] energieportal24.de. Thermophotovoltaik: Strom aus Wärmestrahlung n.d. http://www.energieportal24.de/fachberichte_artikel_130.htm (accessed August 29, 2016).
- [49] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2016 Global Status Report. Paris: 2016.
- [50] photovoltaik.org. Photovoltaik Wirkungsgrad n.d. <http://www.photovoltaik.org/wissen/photovoltaik-wirkungsgrad> (accessed August 29, 2016).
- [51] energie-experten.org. Wirkungsgrad von Solarmodulen im Vergleich n.d. <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/solarmodule/wirkungsgrad.html> (accessed August 29, 2016).
- [52] Solaranlagenportal. Monokristallin oder Polykristallin – Solarzellen im Vergleich n.d. <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich> (accessed August 29, 2016).

- [53] Moerschner J, Eltrop L-. Biomasse-Heizkraftwerke: Technikauswahl und aggregierte Ergebnisdarstellung. Stuttgart: n.d.
- [54] Verivox. Biomassekraftwerk n.d. <http://www.verivox.de/themen/biomassekraftwerk/> (accessed August 29, 2016).
- [55] Theissing M, Karner K, Rogetzer M, Bärnthaler J. Paradigmenwechsel im urbanen Energiesystem durch Synergiepotenziale mit der Industrie. Kapfenberg: 2016.
- [56] Farwick S, Sembdner J, Witte S. Verstromung von Abwärme - Praxiserfahrungen. 2014.
- [57] Stadtwerke Judenburg. Preisliste für Ökostrom. Judenburg: 2015.
- [58] Syneco. ORC-Technologie n.d. http://www.provinz.bz.it/landwirtschaft/download/5._ORC-Technologie.pdf (accessed August 29, 2016).
- [59] Bio Tec. Umweltfreundliche, neue, gewinnbringende Techniken zur Optimierung bestehender Energiegewinnungsanlagen: ORC Systeme n.d. <http://www.bio-tec.eu/Prospekt ORC.pdf>.
- [60] Pewo. Wärmeübergabestationen mit wechselseitigem Anschluss n.d. <https://www.pewo.com/produkte/warmeuebergabestation/fernwarmeuebergabestation-finder/nahwarmestation-pewocad-x/> (accessed November 1, 2016).
- [61] Bomat. Bomat Profitherm bis 2200 kW: Wärmetauscher zur Abgas-Wärmerückgewinnung, n.d. http://www.bomat.de/fileadmin/templates/_media/produkte/pdfs/DB_Profitherm-2200kw_de.pdf (accessed November 1, 2016).
- [62] E-Control. Auswertung der Industriepreiserhebung Strom Jänner 2016 n.d. <https://www.e-control.at/documents/20903/26701/industriepreiserhebung-strom-1-2016.pdf/7e565b64-a840-473b-a7d2-49ba2fd23ae6> (accessed November 1, 2016).
- [63] Viessmann. Großwärmepumpen bis 200 kW. n.d.
- [64] Green City Lab. Solarpotenzial Zirbenland: Analyse der potentiell nutzbaren Gebäudedachflächen für die Gewinnung von Solarenergie in der Region Zirbenland. 2012.
- [65] photovoltaik.org. Photovoltaik Preise 2015 n.d. <http://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/photovoltaik-preise> (accessed November 1, 2016).
- [66] Republik Österreich. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 - ÖSET-VO 2016 2016. https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2015_II_459/BGBLA_2015_II_459.html (accessed November 1, 2016).
- [67] Klima- und Energiefonds. Leitfaden Photovoltaik-Anlagen: Eine Förderaktion des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung 2016. https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokument_e_Private/PV_2016/leitfaden_pv_2016.pdf (accessed December 25, 2016).
- [68] Prüggl W. Ein Vergleich der disaggregierten Stromgestehungskosten von Windenergie- und Biomassekraftwerken unter Berücksichtigung der Netzanschlusskosten. TU Wien, 2005.
- [69] Hammerschmid A. Erzeugung von Strom aus Biomasse - Überblick und konkrete Beispiele -

ORC, Stirlingmotor, Dampfschraubenmotor n.d. [ftp://www.noest.or.at/4.intBMStT/Erzeugung von Strom aus Biomasse- A.Hammerschmid.pdf](ftp://www.noest.or.at/4.intBMStT/Erzeugung%20von%20Strom%20aus%20Biomasse-A.Hammerschmid.pdf) (accessed November 1, 2016).

- [70] Kratena K, Sommer M, Eysin U, Rose K. Energieszenarien 2050 - Herausforderungen an die österreichische Energiewirtschaft. Vienna: 2014.
- [71] Krutzler T, Kellner M, Heller C, Gallauner T, Stranner G, Wiesenberger H, et al. Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050 - WAM plus. 1st ed. Vienna: 2015.
- [72] Krutzler T, Kellner M, Heller C, Gallauner T, Stranner G, Wiesenberger H, et al. Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050. 1st ed. Vienna: Umweltbundesamt; 2015.
- [73] Krutzler T, Wiesenberger H, Heller C, Gössl M, Stranner G, Storch A, et al. Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Vienna: 2016.
- [74] Krutzler T, Kellner M, Heller C, Wiesenberger H, Gallauner T, Stranner G, et al. Industrieszenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050. 1st ed. Vienna: Umweltbundesamt; n.d.

D. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung des Projektes SISI in das Entwicklungskonzept der Stadt Judenburg	9
Abbildung 2: Verbildlichung des Regionalenergiefaktors	19
Abbildung 3: Energieflussbild und Berechnung des Regionalenergiefaktors	20
Abbildung 4: Aufbau eines Rippenrohrwärmetauschers [32]	32
Abbildung 5: Funktionsprinzip einer Kompressionswärmepumpe [38]	34
Abbildung 6: Funktionsprinzip der Thermophotovoltaik [47]	38
Abbildung 7: Abwärmelastgang der Firma A	44
Abbildung 8: Zusammenhang zwischen installierter Leistung und Kosten pro kW bei der ORC-Technologie [58,59]	48
Abbildung 9: Verlauf des Nettobarwertes des ORC-Szenarios 1	49
Abbildung 10: Verlauf des Nettobarwertes eines Wärmetauscher-Szenarios	51
Abbildung 11: Verlauf des Nettobarwertes bei Installation einer Wärmepumpe bei der Firma C	52
Abbildung 12: Verlauf des Nettobarwertes des PV-Systems „Gewerbe und Industrie“ ohne Förderung	55
Abbildung 13: Verlauf des Nettobarwertes des PV-Systems „Gewerbe und Industrie“ mit Förderung	56
Abbildung 14: Verlauf des Nettobarwertes des PV-Systems „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung	58
Abbildung 15: Verlauf des Nettobarwertes des Biomassekessel-Szenarios 1 bei 1,500 Volllaststunden	61
Abbildung 16: Verlauf des Nettobarwertes des Biomasse-ORC-Konzept-Szenarios 1 bei 1,500 Volllaststunden	63
Abbildung 17: Energetischer Endverbrauch des Sektors Haushalte in Österreich	67
Abbildung 18: Energetischer Endverbrauch des Sektors Produktion in Österreich	67
Abbildung 19: Gesamter Energetischer Endverbrauch in den einzelnen Szenarien in Österreich	68
Abbildung 20: energetischer Endverbrauch in Österreich	69
Abbildung 21: Energetischer Endverbrauch WEM und WAM	70
Abbildung 22: energetischer Endverbrauch Sektor Haushalte in Österreich	71
Abbildung 23: Gesamtverbrauch nach Branchen	72
Abbildung 24: Umsetzungsplan für die Stadtgemeinde Judenburg	85

Abbildung 25: Wärmebedarfsdichten und Fernwärmenetze der Stadt Judenburg	86
Abbildung 26: Stakeholder-Einbindung in das Projekt	89
Abbildung 27: Teillastverhalten des ORC-Systems am Beispiel „Fernheizkraftwerk Lienz“ [7]	104
Abbildung 28: Technische Daten der Biomasseheizkraftwerk-ORC-Kombination in Admont [8]	104
Abbildung 29: Überblick über vorhandene Wärmetauschertechnologien [9]	105
Abbildung 30: Minimaler COP unterschiedlicher Kompressionswärmepumpensysteme [25]	106
Abbildung 31: Zusammenhang zwischen theoretischer und praktischer Leistungszahl einer Kompressionswärmepumpe [27]	106
Abbildung 32: Kennzahlen von Systemen zur Stromerzeugung aus Biomasse [44]	107
Abbildung 33: Verlauf des Nettobarwertes des ORC-Szenarios 1 mit Neuinvestition nach 15 Jahren	108
Abbildung 34: Entwicklung der PV-Preise [13]	108
Abbildung 35: Verlauf des Nettobarwertes des PV-Systems „Privat und Öffentlich“ bei durchschnittlichen Kapitalkosten von 3 % ohne Förderung	109
Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse für das ORC 1-Szenario	109
Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse für das Wärmetauscher-Szenario	110
Abbildung 38: Sensitivitätsanalyse für das Wärmepumpen-Szenario– Sommer & Winter	110
Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse für das Szenario PV – Gewerbe und Industrie	111
Abbildung 40: Sensitivitätsanalyse für das Biomassekessel-Szenario 1-1500h	111
Abbildung 41: Sensitivitätsanalyse für das Biomasse-ORC-Konzept 1-1500h	112

E. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entscheidungs- und Bewertungsmatrix – Entwurf	29
Tabelle 2: Erreichbare ORC-Wirkungsgrade	31
Tabelle 3: Mögliche COP bzw. Heizzahlen der Kompressions- und Absorptionswärmepumpe für drei Szenarien	36
Tabelle 4: Gegenüberstellung verschiedener PV-Systeme [52]	40
Tabelle 5: Erreichbare PV-Wirkungsgrade für drei Szenarien	40
Tabelle 6: Erreichbare Wirkungsgrade eines Biomasse HKW mit Dampfturbine für drei Szenarien	42
Tabelle 7: Erreichbare thermische Wirkungsgrade eines Biomassekessels	42
Tabelle 8: Erreichbare Wirkungsgrade eines Biomasse HKW mit Dampf-Schraubenmotor für drei Szenarien	42
Tabelle 9: Erreichbare Wirkungsgrade eines ORC-HKW für drei Szenarien	42
Tabelle 10: Berechnung der Kostenstruktur einer großen ORC-Anlage zur Abwärmenutzung	47
Tabelle 11: Schema zur Berechnung des Barwertes eines ORC-Technologieszenarios	48
Tabelle 12: Berechnung der Kostenstruktur eines Wärmetauscher-Systems zur Abwärmenutzung	50
Tabelle 13: Berechnung der Kostenstruktur einer Wärmepumpe	52
Tabelle 14: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Wärmepumpen	53
Tabelle 15: Ermittlung der potenziell implementierbaren PV-Systeme im Bereich „Gewerbe und Industrie“ [64]	54
Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Gewerbe und Industrie“ ohne Förderung	55
Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Gewerbe und Industrie“ mit Förderung	56
Tabelle 18: Ermittlung der potenziell implementierbaren PV-Systeme im Bereich „Privat und Öffentlich“	57
Tabelle 19: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung	58
Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Implementierung von PV-Systemen im Bereich „Privat und Öffentlich“ ohne Förderung	59

Tabelle 21: Wirtschaftlichkeitsüberlegungen zum Biomassekessel-Szenario 1	61
Tabelle 22: Kenndaten verschiedener Biomasse-ORC-Konzepte [68]	62
Tabelle 23: Darstellung der Simulationsergebnisse in der Entscheidungsmatrix	80
Tabelle 24: Darstellung der Energiegestehungskosten.....	81
Tabelle 25: Übersicht zu industriell eingesetzten Kompressionswärmepumpen [33,34]	106
Tabelle 26: Erreichbare Wirkungsgrade verschiedener PV-Technologien [15]	107

F. Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung des Regionalenergiefaktors	19
Formel 2: Berechnung des Energieverbrauchs	21
Formel 3: Berechnung der regionalen Energieintensität	21
Formel 4: Berechnung des Primärenergiefaktors.....	21
Formel 5: Berechnung der CO ₂ Emissionen.....	22
Formel 6: Berechnung der pro-Kopf CO ₂ Emissionen.....	22
Formel 7: Berechnung der regionalen CO ₂ Intensität.....	22
Formel 8: Berechnung der Gestehungskosten für Energie und der Wärme gestehungskosten.....	23
Formel 9: Berechnung der regionalen Wertschöpfung	23
Formel 10: Berechnung der gesamten Endenergieeinsparung für PV.....	24
Formel 11: Energieeinsparung durch Fernwärmeanschluss für Einfamilienhäuser	24
Formel 12: Energieeinsparung durch Fernwärmeanschluss für Mehrfamilienhäuser.....	25
Formel 13: Berechnung der übertragbaren Wärmemenge in Wärmetauschern	31
Formel 14: Wirkungsgradberechnung eines Wärmetauschers	33
Formel 15: Berechnung der Leistungszahl einer Wärmepumpe	33
Formel 16: Berechnung der Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe.....	35
Formel 17: Berechnung der Heizzahl einer Absorptionswärmepumpe	36
Formel 18: Berechnung des Wärmestroms.....	37
Formel 19: Berechnung der elektrischen Antriebsenergie von Wärmepumpen.....	37
Formel 20: Berechnung des „Final Yield“ für PV-Anlagen	39
Formel 21: Berechnung des Performance Ratios von PV-Anlagen	39
Formel 22: Berechnung des Deckungsgrades	78

G. Anhang

Zusatzinformationen

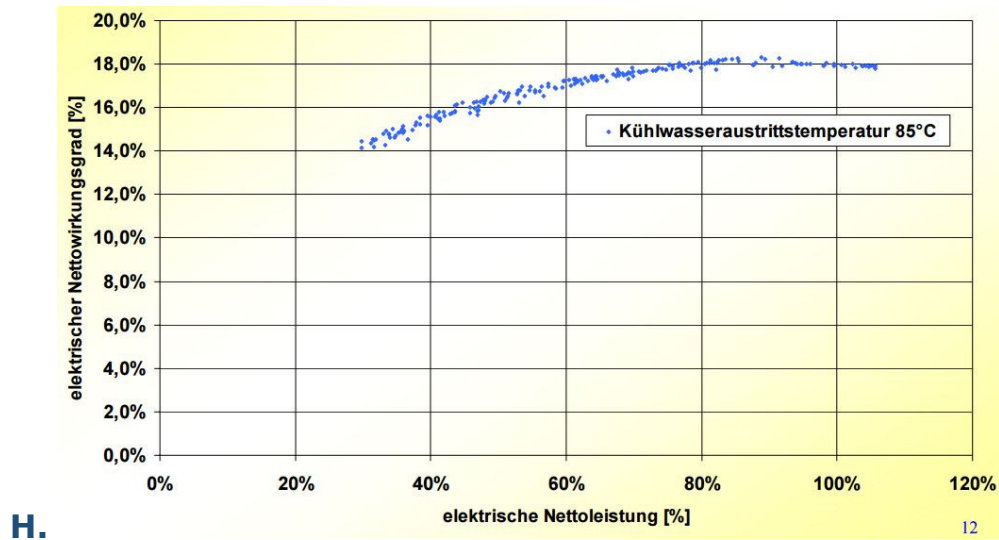


Abbildung 27: Teillastverhalten des ORC-Systems am Beispiel „Fernheizkraftwerk Linz“ [7]

Elektrische Nettoleistung	P_{el}	[kW _{el}]	500
elektrischer Jahresanlagennutzungsgrad	ν_{el}	[%]	14
gesamter Jahresanlagennutzungsgrad	ν_{ges}	[%]	80
thermischer Jahresnutzungsgrad der Referenz-Biomasse-Heißwasseranlage	ν_{th}	[%]	85
Stromkennzahl	σ	-	0,21
erzeugte Nettostrommenge	Q_{el}	[kWh/a]	2.500.000
erzeugte Wärmemenge	Q_{th}	[kWh/a]	11.785.714
Brennstoffwärmebedarf gesamt	Q_{Br}	[kWh/a]	17.857.143
Mehr-Brennstoffwärmebedarf KWK	Q_{Br-KWK}	[kWh/a]	3.991.597

Abbildung 28: Technische Daten der Biomasseheizkraftwerk-ORC-Kombination in Admont [8]

Technologie	Anwendung	Leistungsklasse (thermisch)	Anwendungs-temperatur
Rotations-wärmetauscher	Gas/Gas	bis 1.600 kW	bis 300 °C (650 °C im Hoch-temperaturbereich)
Wärmerohr-Wärme-tauscher	Gas/Gas	3W-3 kW (je Rohr)	bis 700 °C
Winderhitzer (Cowper)	Gas/Gas	< 140 MW	bis 1.300 °C
Rippenrohr-wärmetauscher	Gas/flüssig	5-1.000 kW	bis 400 °C
Spiralwärmetauscher	Flüssig/flüssig Gas/flüssig	20-800 kW	-100-450 °C
Lamellen-wärmetauscher	Gas/flüssig	1-900 kW	bis 900 °C
Plattenwärmetauscher	flüssig/flüssig	2-400.000 kW	bis 150 °C (900°C bei geschweißten Rohrplattenwärmetaus- chern)
Rohrbündel-wärmetauscher	flüssig/flüssig	2-20.000 kW	bis 300 °C
Doppelrohrwärmetau- scher (Mantelrohrwär- metauscher)	Flüssig/Flüssig	1-3.500 kW	bis 200 °C

Abbildung 29: Überblick über vorhandene Wärmetauschertechnologien [9]

Wärmepumpensysteme	im Prüfpunkt	min. COP
Sole/Wasser	B0/W35	4.30
Wasser/Wasser	W10/W35	5.10
Luft/Wasser	A2/W35	3.10
Direktverdampfer/Wasser	E4/W35	4.30

Abbildung 30: Minimaler COP unterschiedlicher Kompressionswärmepumpensysteme [25]

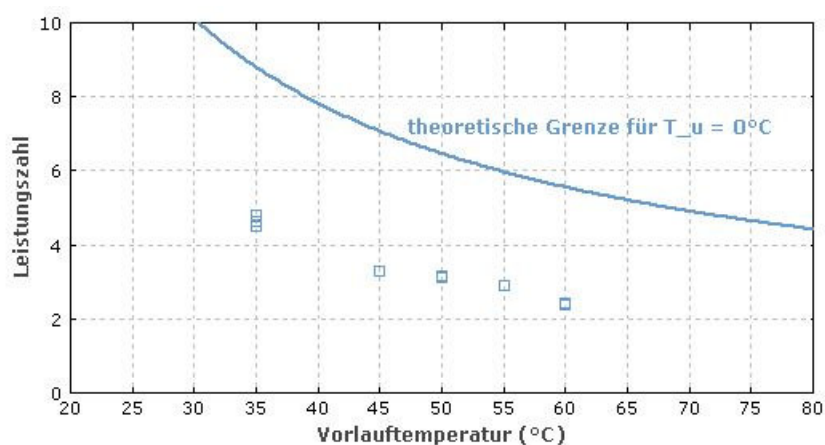


Abbildung 31: Zusammenhang zwischen theoretischer und praktischer Leistungszahl einer Kompressionswärmepumpe [27]

Bezeichnung	Heizleistung [kW]	Quellen-T [°C]	Vorlauf-T [°C]	COP _{Heizen} [-]
IWWS 270 R2	278,2	23	65	3,61
ISWHS 240 ER3	232,1	45	75	5,37
IWWHSS 290 R2 R3	372	25	85	3,22
IWDS 330 ER3	312,2	50	105	2,68
IWHS 400 ER3	380	45	90	4
IWHS 60 ER3	63,4	38	65	4,9
IWWHSS 430 R2 R3	419,5	10-15	<90	2.54

Tabelle 25: Übersicht zu industriell eingesetzten Kompressionswärmepumpen [33,34]

Bezeichnung	Kristallin	Dünnschicht	Maximaler Zell-Wirkungsgrad im Labor (1-4 cm ²)	Maximaler Zell-Wirkungsgrad Serienfertigung (100-150 cm ²)
Monokristallines Silizium	X		25 %	15–17,5 %
Polykristallines Silizium	X		21 %	14–15 %
Amorphes Silizium		X	12 %	5–7 %
Kupfer-Indium-Selenid CIS (CIGS)		X	11–18 %	10–13 % Pilotproduktion
Cadmium-Tellurid (CdTe)		X	8–15 %	8–9 % Pilotproduktion
Galliumarsenid (GaAs)		X	23–30 %	Kleinserienproduktion (Weltraumnutzung)

Tabelle 26: Erreichbare Wirkungsgrade verschiedener PV-Technologien [15]

Parameter	Dampfturbine	ORC-HKW	Holzvergaser+ Gasmotor
Feuerungswärmeleistung	26,7 MW	8,7 MW	9 MW (Vergaser)
Kessel-/Vergaserleistung	23,3 MW	7,61 MW	7 MW (Kaltgas 50°C)
Kessel-/Vergaserwirkungsgrad	87,3 % ¹	87,5 % ¹	78 % (Vergaser) ¹
elektr. Nennleistung (brutto)	6,1 MW	1,0 MW	2 x 1,2 MW
Thermische Leistung	max. 22 MW an WT ⁵ bei 4 MW _{el}	4,65 MW ORC-Modul 1,61 MW HW-Eco ⁶ = 6,26 MW an WT ⁵	1,2 MW Gaskühlung 3,2 MW BHKW = 4,4 MW max. an WT ⁵
Tech. Spezifikationen	Entnahme-Kond.-DT, Rauchgas-Kondensation Luftkondensator	Thermoölkessel, HW-Eco ⁶ , ORC-Modul, Luft-Tischkühler	Atm. zirkul. Wirbelschichtvergaser Gasmotor-BHKW, Notkühler
Betriebsart	holzenergieoptimiert	wärmegeführt	stromgeführt
Volllaststunden Strom	6 560 h/a	4 600 h/a	7 500 h/a
Volllaststunden Wärme	4 660 h/a	4 890 h/a	2 620 h/a
Zeit- / Arbeitsverfügbarkeit	95 %	95 %	90 %
Brennstoffeinsatz	204 737 MWh _{Hu} /a	43 452 MWh _{Hu} /a	62 240 MWh _{Hu} /a
Stromertrag brutto	40 000 MWh _{el} /a	4 600 MWh _{el} /a	18 000 MWh _{el} /a
Eigenverbrauch Strom	10,0 % v. Brutto	12,0 % v. Brutto	11,3 % v. Brutto
Wirkungsgrad Vergaser	-	-	78,0 % ²
Wirkungsgrad el BHKW	-	-	35,0 % ³
Wirkungsgrad th BHKW	-	-	46,0 % ³
Nutzungsgrad el System	19,5 %	10,6 %	28,9 % ⁴
Nutzungsgrad th System	50,1 %	70,4 %	13,3 % ⁴
Jahresnutzungsgrad System	69,7 %	81,0 %	42,2 % ⁴
Wärmeabgabe exergetisch	31 872 MWh _{exerg} /a	6 739 MWh _{exerg} /a	1 823 MWh _{exerg} /a

¹ Bei Feuerungen bezogen auf 45 % Wassergehalt, bei Vergaser bezogen auf 23 % Wassergehalt
² bezogen auf 20 Gew.% Wasser im zugeführten Brennstoff
³ bezogen auf Produktgas
⁴ bezogen auf 45 Gew.% Wasser im Brennstoff
⁵ WT - Wärmetauscher
⁶ HW-Eco: Heißwasser-Economizer

Abbildung 32: Kennzahlen von Systemen zur Stromerzeugung aus Biomasse [44]

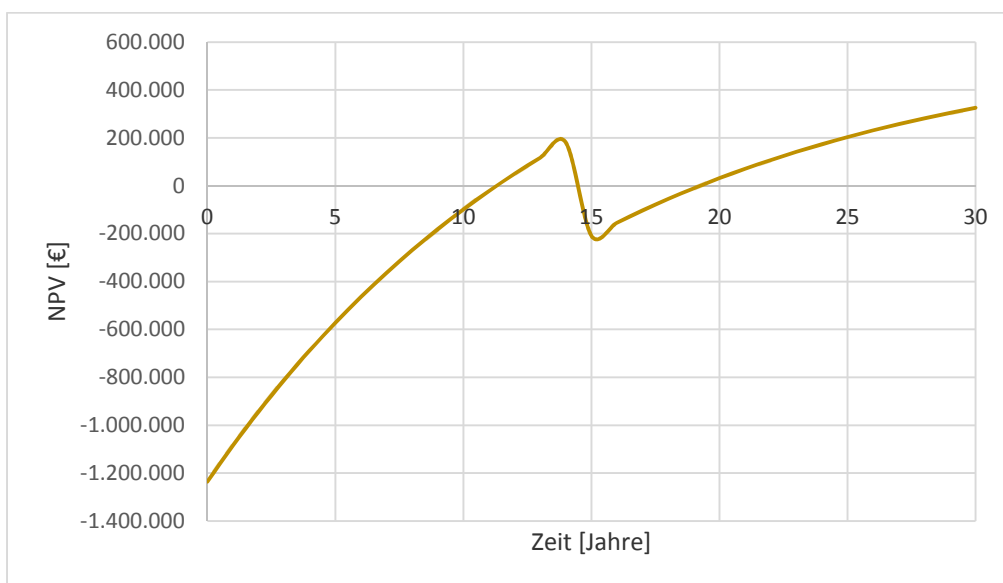


Abbildung 33: Verlauf des Nettobarwertes des ORC-Szenarios 1 mit Neuinvestition nach 15 Jahren

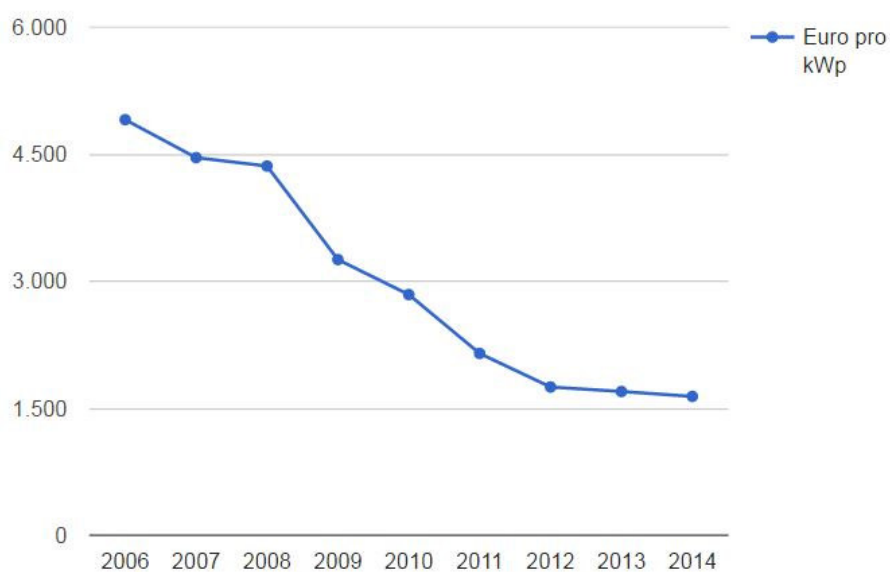


Abbildung 34: Entwicklung der PV-Preise [13]

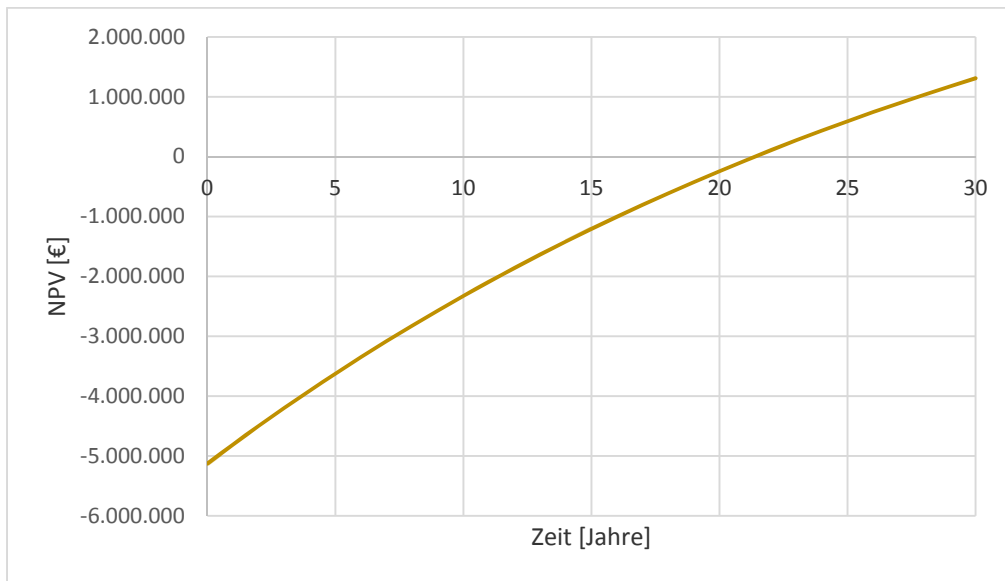


Abbildung 35: Verlauf des Nettobarwerts des PV-Systems „Privat und Öffentlich“ bei durchschnittlichen Kapitalkosten von 3 % ohne Förderung

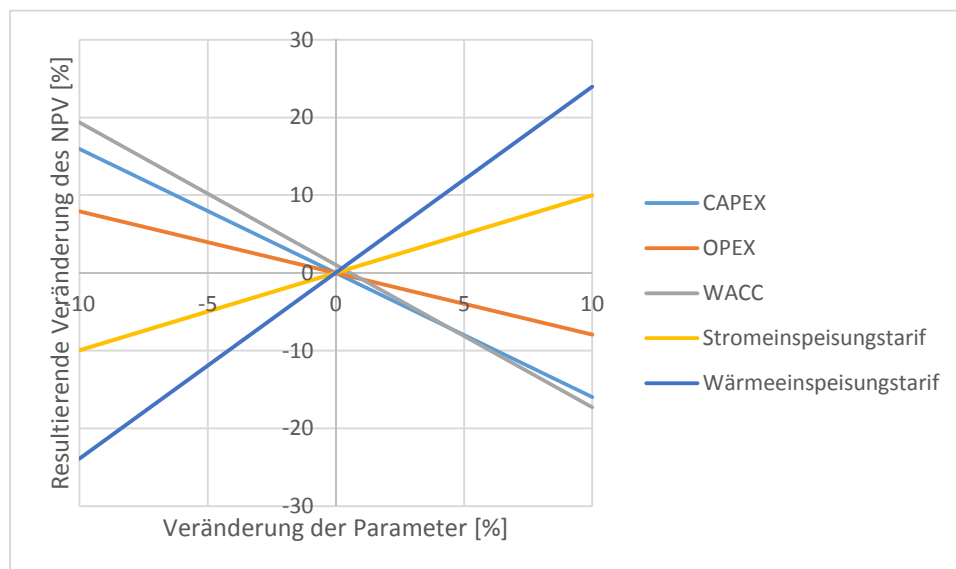


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse für das ORC 1-Szenario

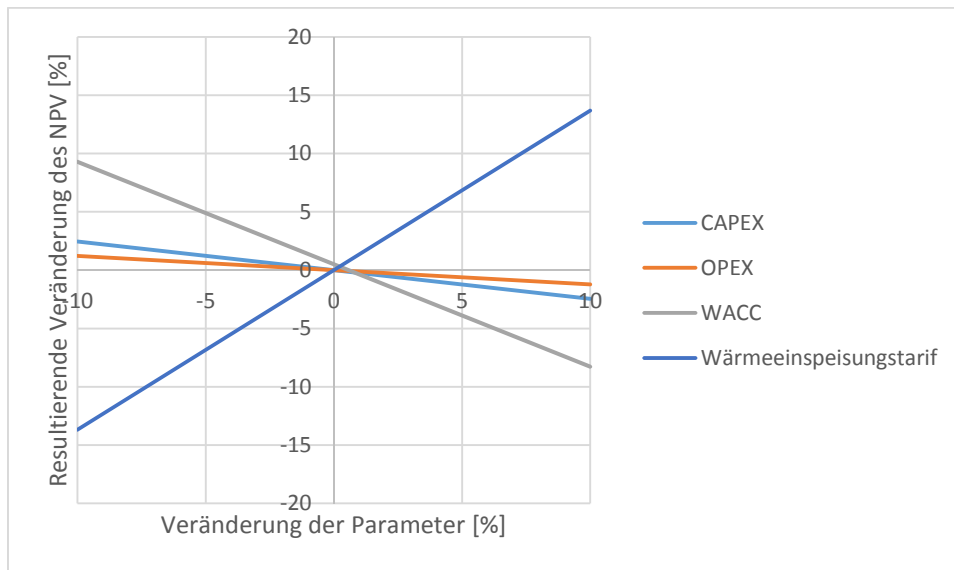


Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse für das Wärmetauscher-Szenario

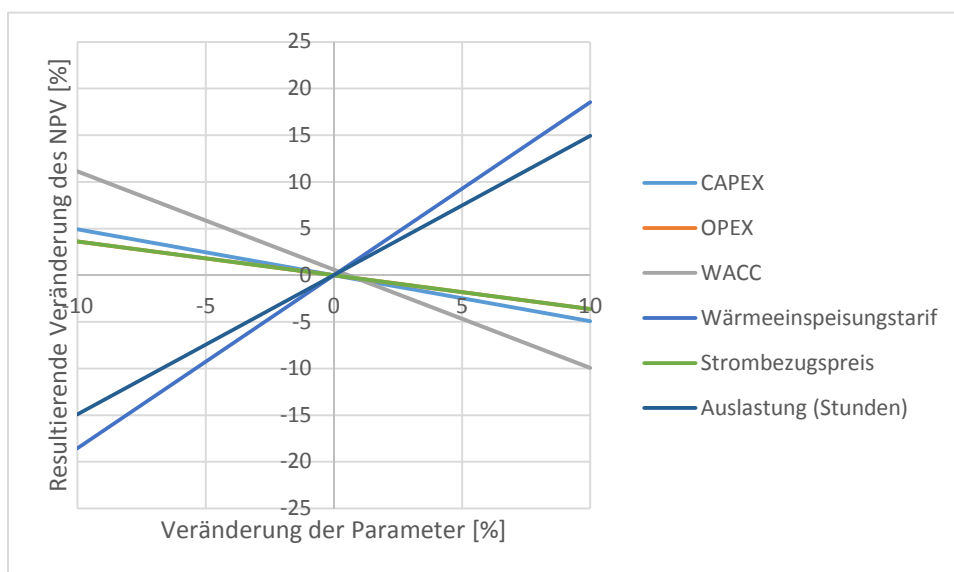


Abbildung 38: Sensitivitätsanalyse für das Wärmepumpen-Szenario– Sommer & Winter

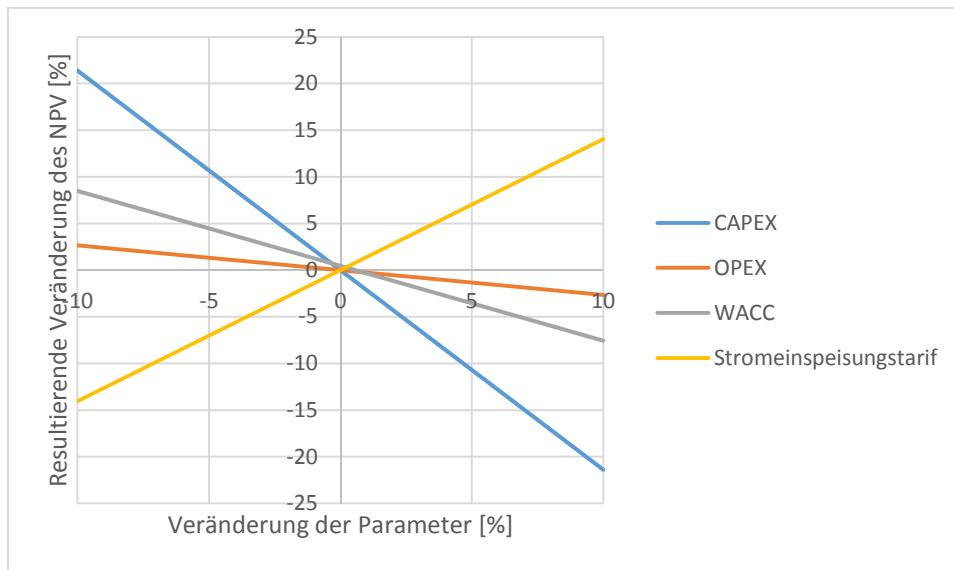


Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse für das Szenario PV – Gewerbe und Industrie

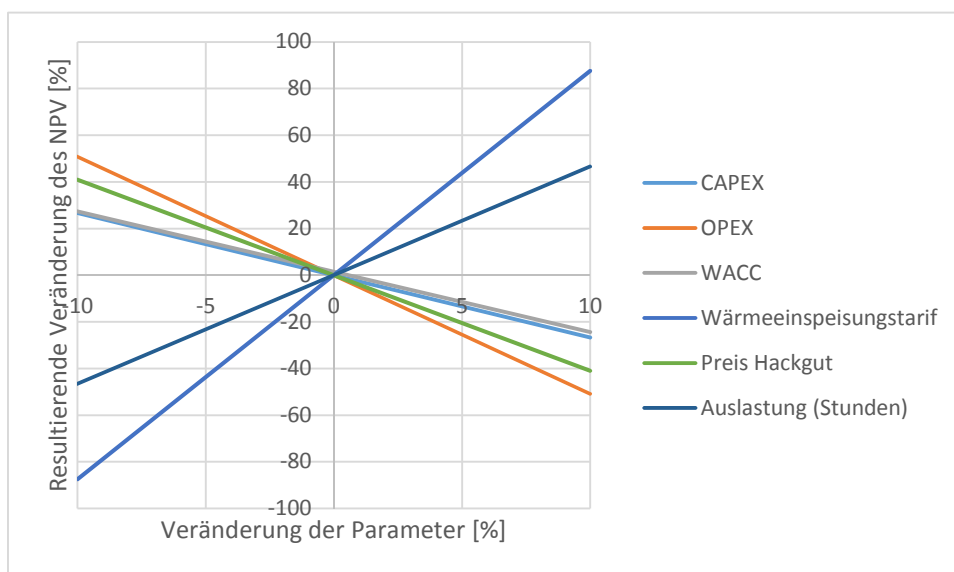


Abbildung 40: Sensitivitätsanalyse für das Biomassekessel-Szenario 1-1500h

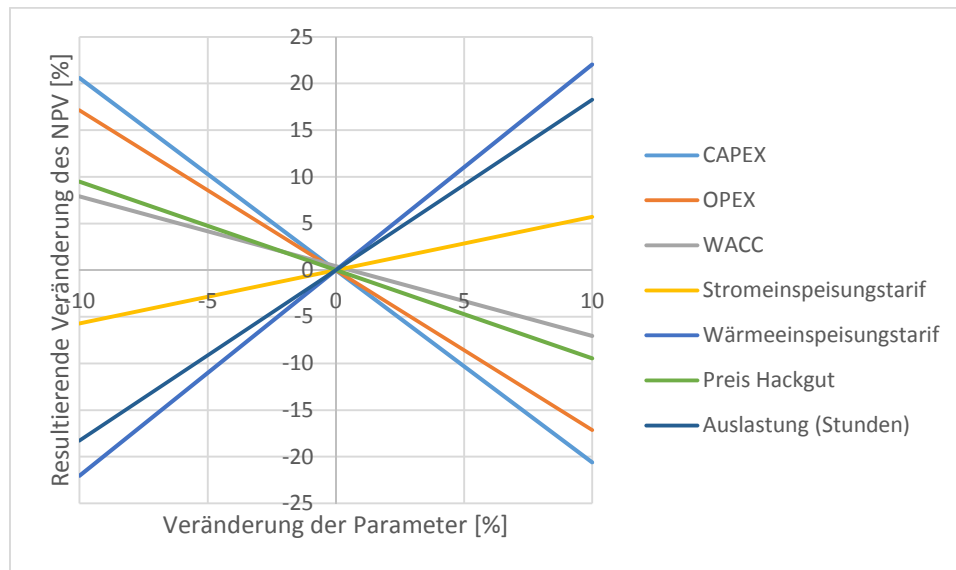


Abbildung 41: Sensitivitätsanalyse für das Biomasse-ORC-Konzept 1-1500h

Nomenklatur Simulationsmodell

Variablen:

DI ... Dateninput

S ... Szenario

SLP ... Standardlastprofil

Indices:

a ... allgemein

AW ... Abwasser

BM ... Biomasse

BORC ... Biomasse-ORC

c ... current situation

cp ... spezifische Wärmekapazität

DF ... Dachflächen

DSM ... Dampfschraubenmotor

E ... Strom

ED ... Strombedarf

ES ... Stromversorgung

H ... Wärme

HD ... Wärmebedarf

HK ... Heizkessel

HS ... Wärmeversorgung

I ... Industrie

LG ... Lastgang

LP ... Lastprofil

m ... Massenstrom

n ... Wirkungsgrad

ORC ... Organic Rankine cycle

p ... polykristallin, d ... Dünnschicht

PV ... Photovoltaic

r ... realistic, w ... worst, b ... best case scenarios

SIM ... Simulation

St ... Stadt

T ... Temperatur

th ... thermisch, el ... elektrisch, ... g ... gesamt

TPV ... thermische PV

W ... Wasserkraft

WH ... Abwärme

w ... Winterbetrieb

WP ... Wärmepumpe

WS ... Wärmestrahlung

IMPRESSUM

Verfasser

FH JOANNEUM GmbH
Institut für Energie-, Verkehrs- und
Umweltmanagement
Katharina Karner, MSc
Werk-VI-Straße 46a, 8605 Kapfenberg
Telefon: +43 3862 33600 8364
E-Mail: katharina.karner@fh-joanneum.at

Projekt- und Kooperationspartner

Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für
Energieverbundtechnik (Steiermark)
Energieagentur Obersteiermark GmbH
(Steiermark)
Stadtgemeinde Judenburg (Steiermark)

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH