

Betriebswirtschaftliche Systemanalyse von Anergienetzen am Beispiel des Smart Anergy Quarter in Baden

Themenbereich Integrierte Netze der Zukunft

Peter BIERMAYR¹⁽¹⁾, Viktoria ILLYES⁽²⁾, David HUBER⁽²⁾, Karl PONWEISER⁽²⁾

(1) Ingenieurbüro ENFOS e. U., (2) TU Wien, Institut für Energietechnik und
Thermodynamik

Kurzfassung

Anergienetze – das sind im Weiteren Wärme- und Kältenetze mit Betriebstemperaturen nahe der Umgebungstemperatur – werden als Möglichkeit zur Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme aus Industrie und Gewerbe gesehen. Obwohl im vergangenen Jahrzehnt in Europa einige entsprechende Pilot- und Demonstrationsanlagen errichtet wurden, wurden methodische Ansätze zur betriebswirtschaftlichen Einschätzung solcher Systeme kaum dokumentiert.

Im Forschungsprojekt SANBA² erfolgt eine interdisziplinäre Planung und Analyse eines Anergienetzes für das konkrete Fallbeispiel der Martinek-Kaserne in Baden bei Wien und der benachbarten Molkerei NÖM AG. Das vom Österreichischen Bundesheer nicht mehr genutzte und unter Denkmalschutz stehende Quartier der Martinek-Kaserne wird in SANBA in drei unterschiedlichen Ausbauszenarien entwickelt, wobei die Forschungsarbeit auf das System zur Wärme- und Kälteversorgung auf Basis eines Anergienetzes fokussiert. Die betriebswirtschaftliche Systemanalyse ist dabei integraler Bestandteil des Planungsprozesses.

Zur betriebswirtschaftlichen Analyse werden ein top-down Ansatz auf Basis von Netz-Belagskennzahlen und ein mikrodatenbasierter bottom-up Ansatz auf Basis der Kapitalwertmethode gegenübergestellt, wobei die Analysen stets für drei definierte Szenarien durchgeführt werden. Technische und wirtschaftliche Lerneffekte, sowie Skaleneffekte werden im Bereich des bottom-up Ansatzes untersucht und die Robustheit des Systems in Hinblick auf kurz- bis langfristige Ausfälle der Anergielieferung durch den Industriebetrieb wird thematisiert.

Die gewonnenen Erkenntnisse zeigen eine gute Konvergenz der unterschiedlichen methodischen Ansätze und eine große Zahl von Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit der Wärme- und Kältebereitstellung mittels Anergienetz. In beiden Fällen erweist sich das MINI Szenario als betriebswirtschaftlich nicht darstellbar, während die Szenarien MIDI und MAXI betriebswirtschaftlich attraktiv erscheinen. Erfolgsfaktoren sind dabei ein ausreichender Arbeitsbelag des Anergienetzes, eine Win-win-Situation zwischen (Ab)Wärmequelle und -senke, die Möglichkeit des saisonalen Ausgleichs über Erdsondenfelder, die Nutzung von Skaleneffekten in Hinblick auf Systemdesign und absolute Netzgröße, strukturelle Rahmenbedingungen bei der Netzerrichtung, zweckmäßige Tarifmodelle für Wärme und Kälte und viele andere mehr.

¹ T: 0680-5076744 E: peter.biermayr@enfos.at W: www.enfos.at

² Forschungsprojekt im Programm "Vorzeigeregion Energie", gefördert durch den Klima- und Energiefonds, Projektnummer 868655, Projektlaufzeit 9/2018 bis 6/2021.

1. Einleitung

Anergienetze, also wasser- oder solebasierte Wärme- bzw. Kältenetze, welche den Energietransport annähernd auf Umgebungstemperatur bewerkstelligen, werden in den letzten Jahren immer öfter als zukunftsfähige Systeme für eine nachhaltige Bereitstellung von Wärme- und Kälteleistungen diskutiert [3, 4, 7, 8] und demonstriert [1, 5]. Die Vorteile von Anergienetzen sind dabei vielfältig und reichen vom äußerst verlustarmen Energie- bzw. Energietransport in entsprechenden Netzen, der Möglichkeit der Nutzung von z. B. industrieller Abwärme auf geringem Temperaturniveau, der Möglichkeit der Wärme- und Kältespeicherung in großvolumigen Erdsondenspeichern bis zum Lastausgleich zwischen Wärme- und Kältebelastungen innerhalb des Netzes und der Bereitstellung von quasi "gratis" Dienstleistungen wie dem "Free Cooling".

Bereits realisierte Pilot- und Demonstrationsanlagen finden sich vermehrt in der Schweiz. Beispiele sind das Anergienetz Naters (Raumheizung mit Wärmequelle Grundwasser), das Genève lac nations Projekt (Bürogebäudekühlung mit Wasser aus dem Genfersee) oder die ETH Zürich, Hönggerberg (Großprojekt mit mehreren Erdsondenfeldern und dynamischen Entwicklungspotenzial), das Suurstoffi Areal in Rich/Rotkreuz (Zero-Emission-Projekt mit Erdsondenfeldern, PV und autofreiem Mobilitätskonzept) [5, 6], oder die Familienheim-Genossenschaft Zürich (Erdsondenfelder). Forschungs- und Erfahrungsberichte beziehen sich dabei zumeist detailliert auf Aspekte der Systemtechnik und der Betriebsführung. Empirisch basierte Angaben zu wirtschaftlichen Kennzahlen wie zu spezifischen Wärme- und Kältegestehungskosten, Amortisationszeiten etc. sind in der Regel nicht öffentlich verfügbar.

Gautschi [1] nennt hierzu als stärkste ökonomische Hemmnisse den Wettbewerb mit fossilen Energieträgern, besonders mit Erdgas, und die hohen Investitionskosten der Anlagen, vor allem die Kosten der Errichtung des Anergienetzes sowie der Erdsondenfelder. Derselbe Autor benennt für ein +3 %/a Energiepreisszenario den Schnittpunkt der Kostenvergleichsrechnung zwischen der Option Heizen mit Heizöl / Kühlen mit Strom und der Option Heizen und Kühlen mittels Anergienetz und Erdsondenfeldern mit 12 Jahren. Für die Option Erdgas bzw. mit steigendem Kalkulationszinssatz verlängert sich dieser Zeitraum deutlich.

Aufbauend auf den Erfahrungen mit den existierenden Pilot- und Demonstrationsanlagen erfolgt im Projekt SANBA die betriebswirtschaftliche Systemanalyse auf Basis zweier unterschiedlicher Ansätze. Ein top-down Ansatz auf Basis von Netz-Belagskennzahlen und ein mikrodatenbasierter bottom-up Ansatz auf Basis der Kapitalwertmethode werden vergleichend und gleichsam ergänzend gegenübergestellt.

2. Projektkonzept

Im Projekt SANBA wird ein konkretes Anergienetz anhand eines Areals in der Stadt Baden bei Wien untersucht. Bei dem Untersuchungsgebiet handelt es sich um die vom Österreichischen Bundesheer seit dem Jahr 2014 nicht mehr genutzte Martinek-Kaserne am südlichen Stadtrand von Baden bei Wien mit der Molkerei NÖM AG in unmittelbarer Nachbarschaft (**Abbildung 1**). Das Kasernenareal weist eine Gesamtfläche von ca. 40 ha auf und wird als attraktives Stadterweiterungsgebiet gesehen. Am Kasernenareal befindet sich unter anderem ein denkmalgeschützter Gebäudebestand, der in den 1930er Jahren errichtet wurde (**Abbildung 2**). Hierbei liegt ein Ensembleschutz vor, der einen großen Einfluss auf die Sanierungsoptionen bei den Bestandsgebäuden, auf die Möglichkeiten der Installation von

Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie wie Photovoltaik oder Solarthermie und auf die Möglichkeiten der Nachverdichtung durch Neubau auf den vorhandenen Freiflächen hat.

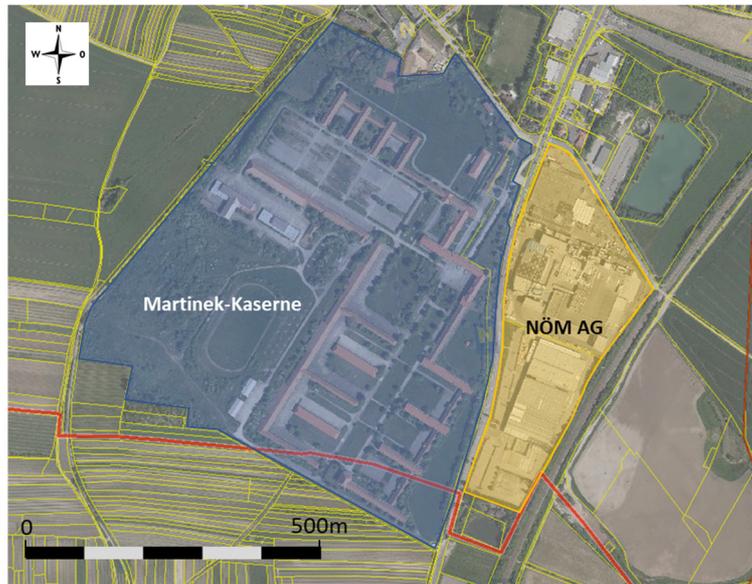


Abbildung 1: Das Untersuchungsgebiet bestehend aus dem Areal der Martinek-Kaserne in Baden bei Wien sowie dem Betriebsgelände der NÖM AG. Quelle Orthofoto: NÖ Webgisatlas, atlas.noe.gv.at.

Als Basis für die Planungen und Berechnungen im Projekt SANBA wurden drei konkrete Entwicklungsszenarien definiert, nämlich i) ein "MINI" Szenario (alleinige Sanierung und Nutzung der denkmalgeschützten Bestandsgebäude ohne Errichtung neuer Gebäude), ii) ein "MIDI" Szenario (zusätzliche Integration von gering verdichtetem Neubau) und iii) ein "MAXI" Szenario (verdichtete Bebauung des Areals mit Mischnutzung in Form von Wohnen, Gewerbe und Bildung). Die Niedertemperatur-Wärmequelle ist in allen drei Szenarien die benachbarte Molkerei NÖM AG, wobei prinzipiell unterschiedliche Produktionsprozesse vorhanden sind, bei denen betriebsintern nicht weiter nutzbare oder ungenutzte Abwärme verfügbar ist, deren Beseitigung z. B. durch den Betrieb von Rückkühleinrichtungen betriebsintern Kosten verursacht.



Abbildung 2: Ansichten der denkmalgeschützten Bestandsgebäude am Areal der Martinek-Kaserne in Baden bei Wien. Fotos: Peter Biermayr.

Die wesentlichen Systemkomponenten des Untersuchungsgegenstandes sind in **Abbildung 3** jeweils für einen Betriebsfall im Winter und im Sommer schematisch dargestellt. Die wesentlichen Komponenten sind Wohngebäude, Servicegebäude, Erdsondenspeicher,

wasserbasierte technische Speicher, die zentrale Abwärmequelle, dezentrale Wärmepumpen, sowie ein 2-Leiter Anergienetz. Typische Temperaturen des Warmleiters bewegen sich im Winter in einem Bereich von 7 bis 12°C und im Sommer von 12 bis 22°C. Die jeweilige Temperaturdifferenz zum Kaltleiter beträgt dabei ca. 4 bis 5°K.

Die Basisdaten für die Modellierung und Systemanalyse wurden im Projekt SANBA in Hinblick auf die Bestandsgebäude, die Qualitäten der zentralen Wärmequelle und in Hinblick auf die hydrogeologischen und wärmetechnischen Qualitäten des Untergrundes empirisch erhoben. Im Jänner 2020 wurde hierfür am Gelände der NÖM AG eine Probebohrung auf -150 Meter abgeteuft und als Versuchssonde ausgebaut. Die Ergebnisse dieser Bohrung bestätigen die Eignung des Untergrundes für die geplante Wärme- und Kältespeicherung.

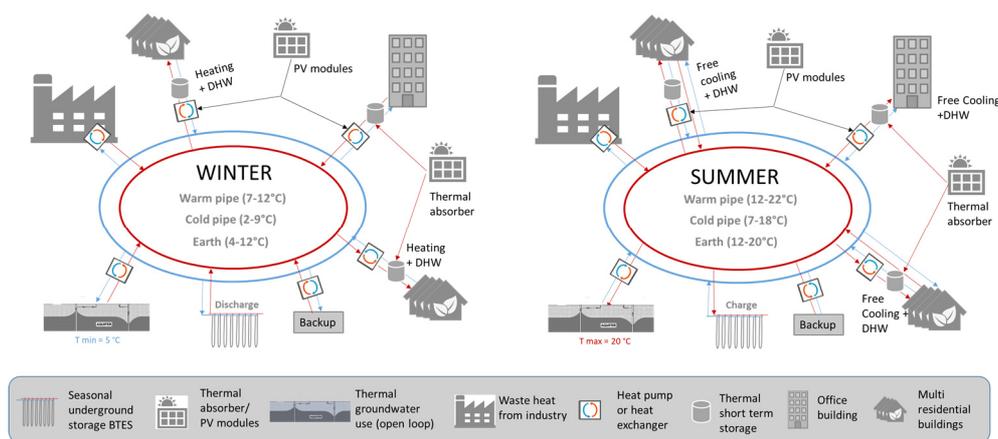


Abbildung 3: Schemata des SANBA-Modellsystems für den Sommer- und Winterbetrieb

3. Top-down Bewertungsansatz mittels Netz-Belagskennzahlen

Die Ermittlung der Netz-Belagskennzahlen kann bereits in einer frühen Projektphase nach der Festlegung der Netztopografie und der Ermittlung der Heiz- und Kühllasten bzw. des jährlichen Nutzenergiebedarfs der Gebäude für Heizen und Kühlen erfolgen. Obwohl dieser top-down Ansatz aufgrund der relativ geringen Informationstiefe zurecht als „unscharf“ kritisiert werden kann, ist er dennoch geeignet und empirisch hinreichend verifiziert, um als Methode zur raschen Bewertung von groben Systementwürfen herangezogen zu werden.

Als griffige Rahmenbedingung für den wirtschaftlichen Betrieb von Anergienetzen wird von Gautschi [1] ein minimaler Arbeitsbelag von $3 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$ für überwiegende Wärmenutzung bzw. ein um 30 % bis 50 % geringerer Wert bei kombinierter Wärme- und Kältenutzung angegeben. Diese Kennzahlen wurden bei den oben zitierten Projekten ETH Zürich mit $6 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$ Wärmebezug plus $5 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$ Direktkühlung und der Familienheim-Genossenschaft Zürich mit $5 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$ Wärmebezug plus $2,5 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$ Direktkühlung deutlich übertroffen, womit diese Projekte bezüglich dieser Kennzahlen im Zuge einer top-down Betrachtung als potenziell wirtschaftlich eingestuft werden können.

Weitere Ausgangspunkte für die betriebswirtschaftliche Systemanalyse im Projekt SANBA liefern die bereits abgeschlossenen Forschungsprojekte GEOSOL [2] und DEAGENT-NET [3], wobei in [3] bereits Erkenntnisse im Rahmen von konkreten Fallstudien in Wien und Salzburg gewonnen werden konnten.

In Bezug auf klassische Hochtemperatur-Wärmenetze, wie im Fall von städtischer Fernwärme oder Biomasse-Nahwärme, werden zur raschen Einstufung der wirtschaftlichen Machbarkeit üblicher Weise Kennzahlen für den spezifischen Leistungsbelag und den spezifischen Arbeitsbelag des Netzes herangezogen. Die Mindestbeläge bewegen sich dabei typischerweise in Größenordnungen von $1 \text{ kW/m}_{\text{Trasse}}$ bzw. $1,5 \text{ MWh}/(a \cdot m_{\text{Trasse}})$, wobei die tatsächlichen Erfordernisse stets projektspezifisch auf Basis konkreter Planungsunterlagen zu definieren sind.

Die dargestellten Zahlen zeigen ein strategisches Problem von Anergienetz-Projekten auf: Einerseits werden PlanerInnen im Rahmen von Sanierungs- oder Neubauprojekten hoch energieeffiziente Gebäudestrukturen anstreben, um eine möglichst hohe Energieeffizienz im Gesamtsystem zu ermöglichen (niedrige Energiekennzahlen der Gebäude plus Niedertemperatur-Wärmeverteilsysteme). Andererseits besteht für einen wirtschaftlichen Betrieb des Anergienetzes die Notwendigkeit eines gewissen Energieumsatzes. Große betriebswirtschaftliche Chancen liegen diesbezüglich aber in der zusätzlichen Bereitstellung von Kälte für die Gebäudekühlung, in verdichteten Strukturen des Neubaus, in der Integration nur partiell energetisch sanierbarer Gebäude mit hohem Wärmebedarf (z. B. Denkmalschutz), sowie in der Anwendung passender Geschäftsmodelle.

Die Netz-Belagskennzahlen für die drei untersuchten SANBA-Szenarien sind in **Tabelle 1** zusammengefasst. Unter Berücksichtigung der oben dokumentierten Rahmenbedingungen für einen betriebswirtschaftlich erfolgreichen Betrieb des Systems erscheint das Szenario MINI wenig hoffnungsvoll, während die Szenarien MIDI und MAXI vielversprechende Kennzahlen aufweisen.

Tabelle 1: Netz-Belagskennzahlen für die drei SANBA-Szenarien

Kennzahlen in den SANBA-Szenarien	MINI	MIDI	MAXI
Arbeitsbelag [$\text{MWh}_{\text{th}} / (a \cdot m_{\text{Trasse}})$]	1,6	4,9	5,4
Leistungsbelag [$\text{kW}_{\text{th}} / m_{\text{Trasse}}$]	0,8	1,7	2,1

4. Bottom-up Bewertungsansatz auf Basis der Kapitalwertmethode

Eine detaillierte betriebswirtschaftliche Systemanalyse wurde in SANBA auf Basis der klassischen Kapitalwertmethode durchgeführt. Die Definition und Erhebung sämtlicher Kostendaten inklusive der Berücksichtigung von Lern- und Skaleneffekten verursachte hierbei einen erheblichen Aufwand, welcher sich in der Praxis durch Aggregation von Baugruppen und entsprechenden Ausschreibungs-Systemgrenzen reduzieren lässt. Im Projekt SANBA wurden die Systemgrenzen für die Kalkulation mit den technischen Grenzen des thermischen Energiesystems definiert. Berücksichtigt werden dabei alle Komponenten, welche direkt mit dem Anergienetz gekoppelt sind, inklusive der Gebäude-Energiezentralen.

Die rein formal gegebene Exaktheit der Methode wird jedoch durch eine große Zahl an Annahmen relativiert, welche für die Berechnung getroffen werden müssen. Die Unsicherheit liegt hierbei bei langfristigen Projekten mit geringer Diskontierung vor allem im Bereich divergierender Entwicklungen von Ein- und Auszahlungen (vgl. Strompreisprognose vs. Entwicklung von Wärme- und Kältepreisen) bzw. auch im Bereich von Re-Investitionen. Zwar kann im Zuge der Systemanalyse die wirtschaftliche Robustheit des Systems durch Variation

wesentlicher und kritischer Parameter getestet werden, die Unsicherheiten durch lange Kalkulationszeiträume können damit aber nicht eliminiert werden. Dieser Umstand ist jedoch nicht dem innovativen Energiesystem in SANBA geschuldet, sondern ist vielmehr eine generelle Eigenschaft investitionsintensiver Projekte mit langer Nutzungsdauer.

Um hier konkrete und über die Szenarien hinweg vergleichbare Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellen zu können, wurden für die weiteren Darstellungen die in **Tabelle 2** dokumentierten Annahmen getroffen.

Tabelle 2: Annahmen und Basis-Parameterwerte für die nachfolgende Ergebnisdarstellungen

Kalkulationszinsfuß: 3,0 % (variabel)
Teuerung (Inflation): 1,5 % (generell, unspezifisch)
Strompreis: 100 €/MWh (reiner Arbeitspreis, keine Fix- u. Leistungskomponenten; variabel)
Bezugszeitpunkt t_0 : Jahr nach Fertigstellung = Vollnutzung
Bauphase (Planung, Errichtung): max. 4 a (Szenario MAXI)
Nutzungsphase: 40 a (passive Komponenten), 20 a (aktive Komponenten)
Wärmepreis (Heizung): 60 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Wärmepreis (Brauchwasser): 80 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Kältepreis (Raumkühlung): 100 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Anergiepreis (Abwärme): 1 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
In der Kalkulation werden keine Förderungen berücksichtigt!

Unter der Berücksichtigung der szenarienspezifischen Mikrokostendaten für Planung, Investitionen, Betrieb, Instandhaltung, Re-Investitionen und den entsprechenden Einzahlungen ergeben sich die nachfolgend dargestellten Ergebnisse.

Abbildung 4 zeigt den absoluten und den relativen Vergleich der Kosten in den drei untersuchten Szenarien, aufgegliedert in die wesentlichen Systemkomponenten. Die Kostenstruktur zeigt einen mit wachsender Projektgröße ebenfalls wachsenden Kostenanteil des Erdsonden-speichers und einen schrumpfenden Kostenanteil für "Sonstiges" (Planungsdienstleistungen, obligatorische Betriebsführung, Wartungsvertrag für Energiezentralen, Betriebsaufwand für Anergie).

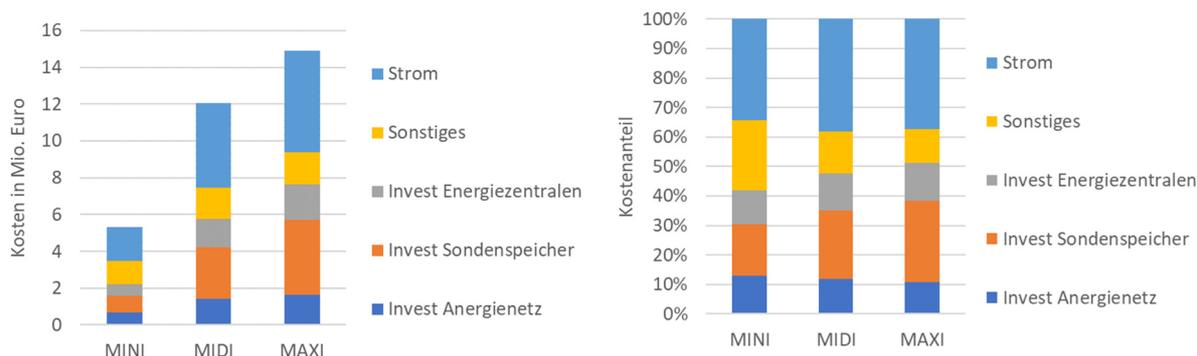


Abbildung 4: Vergleich der absoluten und der relativen Kosten in den untersuchten SANBA Szenarien.

In **Abbildung 5** sind die diskontierten Flüsse der Ein- und Auszahlungen für die Szenarien MINI und MAXI dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die hohen Investitionen bei der Errichtung der Systeme und der relativ langsame Kapitalrückfluss. Die Bedeutung der langen

möglichen Nutzungsdauer des Systems verliert bei stärkerer Diskontierung zunehmend an Bedeutung, weshalb dem Kalkulationszinsfuß eine zentrale Rolle zukommt.

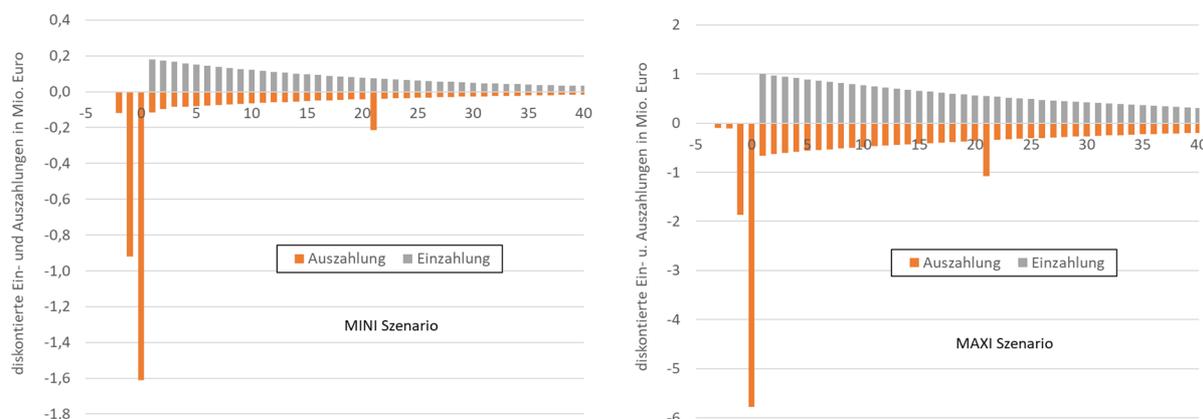


Abbildung 5: Dynamische Entwicklung der Ein- und Auszahlungen in den Szenarien MINI und MAXI über die gesamte Errichtungs- und Nutzungsperiode.

Abbildung 6 zeigt die Kapitalwerte der jeweiligen Szenarien in Abhängigkeit von Kalkulationszinsfuß (Abszisse) und Strompreis (Parameter der Kurvenschar). Dabei steht ein positiver Kapitalwert unter den jeweiligen Rahmenbedingungen für eine betriebswirtschaftlich erfolgreiche Konstellation und ein negativer Kapitalwert für einen entsprechenden betriebswirtschaftlichen Verlust.

Im MINI Szenario existiert damit bloß ein sehr kleiner Lösungsraum für Parameterkonstellationen, die ein wirtschaftlich erfolgreiches Projekt ermöglichen würden. Entsprechende Lösungen würden einen Kalkulationszinsfuß bis maximal 2,3 % (entspricht dem maximalen Internen Zinsfuß) und einen maximalen Strompreis von ca. 80 €/MWh (reiner Arbeitspreis!) erfordern. Diskutierbar ist dabei möglicher Weise die Höhe des Kalkulationszinsfußes (z. B. gemeinnütziger Wohnbau), nicht jedoch der erforderliche Strompreis. Soll das MINI Szenario trotz der schlechten betriebswirtschaftlichen Ausgangslage umgesetzt werden, müssen folglich hohe Förderungen – möglichst als nicht rückzahlbarer Investitionszuschuss – gewährt werden.

Im MIDI und MAXI Szenario stellt sich die betriebswirtschaftliche Situation des Energiesystems gänzlich anders dar. In diesen Szenarien können unter der Annahme realistischer Parameter positive Kapitalwerte erreicht werden. Der Lösungsraum für betriebswirtschaftlich erfolgreiche Konstellationen ist in diesen beiden Szenarien groß, was gleichsam auch einen Freiraum für attraktive Geschäftsmodelle für allfällige Netzbetreiber, Anergielieferanten oder Contracting-Anbieter schafft.

Diese Verhältnisse kommen auch in **Abbildung 7** zur Geltung, wo der interne Zinsfuß in Abhängigkeit vom Strompreis für die drei Szenarien dargestellt ist. Hier kann jeweils die Fläche unter der szenarienspezifischen Kurve als Lösungsraum für betriebswirtschaftlich erfolgreiche Parameterkonstellationen betrachtet werden. Das MINI Szenario weist – wie schon oben erläutert – einen kleinen und nicht realistisch machbaren Bereich auf. Das MAXI Szenario hingegen bietet den größten Spielraum. Damit ist das MAXI Szenario auch der betriebswirtschaftlich robusteste Systementwurf, wobei hier betont werden muss, dass sich die getätigten Aussagen ausschließlich auf das untersuchte thermische Energiesystem des Quartiers beziehen.

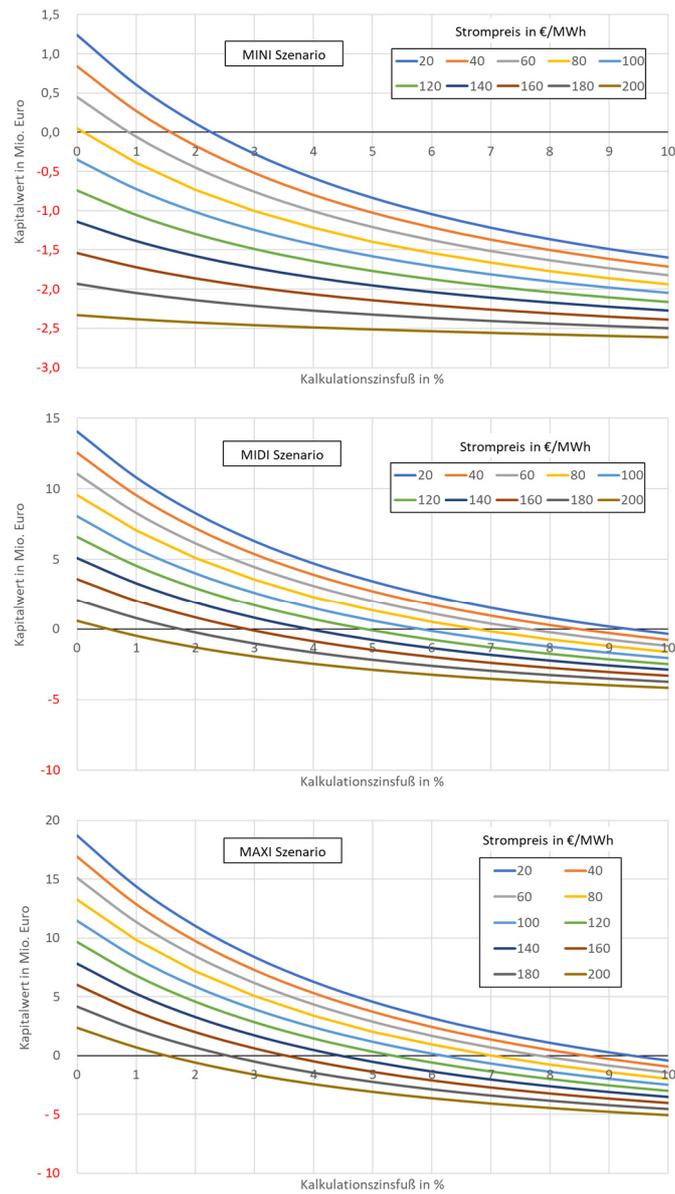


Abbildung 6: Kapitalwerte in Abhängigkeit des Strompreises und des Kalkulationszinsfußes für die untersuchten Szenarien.

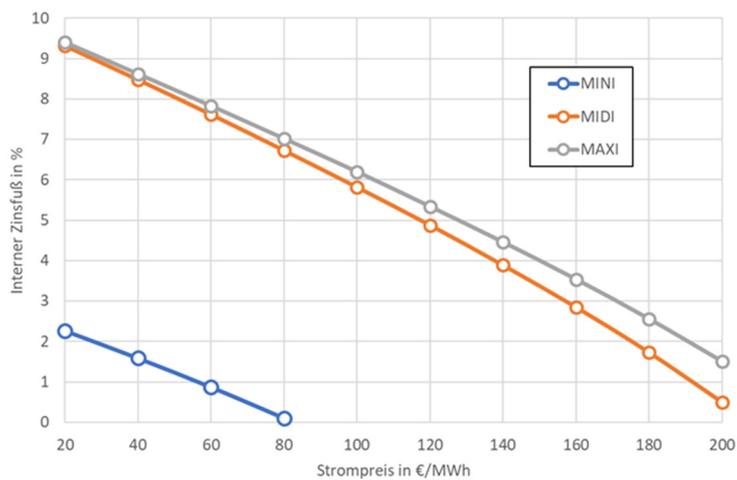


Abbildung 7: Interner Zinsfuß in Abhängigkeit vom Strompreis.

5. Weiterführende qualitative Aspekte

5.1 Benefit des Netzeinspeisers

Die Wärmeabgabe eines Netzeinspeisers (z. B. eines Gewerbe- oder Industriebetriebs) in das Anergienetz muss für den Einspeiser einen kalkulierbaren Nutzen ohne prozesstechnisches Risiko erbringen. Der erzielbare Nutzen hängt dabei auch davon ab, zu welchem Zeitpunkt ein solches Projekt umgesetzt wird. Handelt es sich beim potenziellen Einspeiser um einen bereits etablierten Betrieb, so ist der kurzfristig mobilisierbare Nutzen oftmals auf die Einsparung z.B. der Antriebsenergie für Rückkühler beschränkt. Längerfristig, bzw. bei gleichzeitiger Errichtung des Anergienetzes und der Anlagen des Einspeisers, können ggf. auch Anlagenteile des Einspeisers eingespart werden. Der Anergienetzbetreiber wird in einem solchen Fall jedoch eine Abnahmegarantie abgeben müssen, in der verbindliche Vereinbarungen bezüglich des Lastganges, der Temperaturbandbreiten von Warm- und Kaltleiter etc. getroffen werden. Darüber hinaus wäre in den untersuchten Szenarien MIDI und MAXI auch noch ein moderater Einspeisetarif für den Netzeinspeiser darstellbar, wobei diese Einnahmen im Vergleich zu anderen Benefits eine untergeordnete Bedeutung haben werden.

5.2 Technischer Rahmen der Netzeinspeisung

Im Rahmen der empirischen Erhebungen im Projekt SANBA hat sich gezeigt, dass die Nutzung von Abwärme aus Kühlanlagen (z. B. Rückkühler von Kältemaschinen) prozesstechnisch deutlich einfacher ist, als die Nutzung von Abwärme aus Abwässern, auch wenn diese ein attraktives Temperaturniveau aufweisen. Hintergrund ist die Temperaturabhängigkeit des Lösungsvermögens der Abwässer und die Neigung zur Fällung gelöster Inhaltsstoffe bei der Abkühlung. Hierbei ist ein Eingriff in Bestandsanlagen wiederum deutlich schwieriger und kostenintensiver als eine gleichzeitige Planung und Errichtung von Anergienetz und betrieblichen Anlagen. Entsprechende Abwasserwärmetauscher sind in der Regel auch mit Reinigungsvorrichtungen auszustatten, um eine gleichbleibende Übertragungsleistung zu gewährleisten. Die spezifischen Kosten solcher Wärmetauscheranlagen sind deutlich höher, als bei Wärmetauschern, welche z. B. in wasser- oder solebasierte Rückkühlsysteme implementiert werden können.

5.3 Investitionskosten für das Anergienetz

Berechnungen des SANBA-Projektpartners TU Wien haben gezeigt, dass die Wärmeverluste der Anergie-Rohrleitungen an die Umgebung im Vergleich zur konvektiv transportierten Wärmemenge äußerst gering sind. Hierfür wurde eine, nach Werknorm des Rohrherstellers durchgeführte Erdverlegung von nicht isolierten PE 100 PN 10 Kunststoffrohren für das geplante 2-Leiter Anergienetz (DN 160, Wandstärke 9,5 mm) betrachtet. Die Kurzschlusswärmeverluste zwischen Warm- und Kaltleiter einerseits und die Wärmeverluste zur Erdoberfläche hin andererseits betragen dabei unter 1 %. Eine wie auch immer geartete, über die Standardwandstärke des Werkstoffs der Rohre und der in der Werknorm vorgesehenen Bettung der Rohre in Sand hinausgehende Wärmeisolierung der Anergienetzleitungen ist damit weder thermodynamisch sinnvoll, noch wirtschaftlich darstellbar.

Abgesehen von den Materialkosten der Rohrleitungen hat der Verlegeaufwand einen hohen Einfluss auf die Errichtungskosten des Anergienetzes. Wesentliche Aspekte sind hierbei die Freiheitsgrade bei der Trassenwahl für eine minimale Trassenlänge (Einschränkungen durch Bestandsgebäude, bereits genutzte Infrastrukturtrassen, Verkehrswege etc.) sowie die

Arbeitsumstände bei der Errichtung ("grüne Wiese" vs. Innenstadt). Im Fall des Projektes SANBA liegen diesbezüglich gemischte Verhältnisse vor, wobei innerhalb des Kasernenareals sehr günstige Bedingungen herrschen, die Anbindung der Molkerei NÖM AG jedoch einen größeren Aufwand verursacht (Verlegung unter versiegelten Flächen, Querung einer Hauptstraße).

Die Anforderungen an die Druckfestigkeit der verwendeten Kunststoffrohre stellen einen weiteren Kostenfaktor dar. Die Anforderungen an die Druckfestigkeit der Rohre resultieren dabei im Wesentlichen aus der Topografie des Anergienetzes, wobei von den Rohrerstellern üblicher Weise die Standardklassen PN 6, PN 10, PN 16 und PN 25 angeboten werden. Im Fall des Projektes SANBA wird mit der Druckklasse PN 10 geplant, da in diesem Projekt trotz der großen Trassenlänge kein signifikanter Höhenunterschied auftritt. Eine Druckaufladung des Netzes, wie sie bei konventionellen Fernwärmenetzen zur Unterdrückung der Dampfbildung erforderlich sein kann, entfällt bei Anergienetzen gänzlich.

Die Skaleneffekte bezüglich der verwendeten Rohrdurchmesser sind sehr schwach ausgeprägt und ab DN 110 vernachlässigbar. Hintergrund ist, dass sich bei konstanter Druckfestigkeit mit steigendem nominalem Rohrdurchmesser auch die Wandstärke der Rohre linear erhöht, was in der Folge zu einem fast konstanten leistungsspezifischen Materialaufwand und folglich Preis der unterschiedlichen Rohrdurchmesser führt. Der leistungsspezifische Preis ist in der Folge nur noch von der Temperaturspreizung zwischen Warm- und Kaltleiter abhängig, siehe **Abbildung 8**.

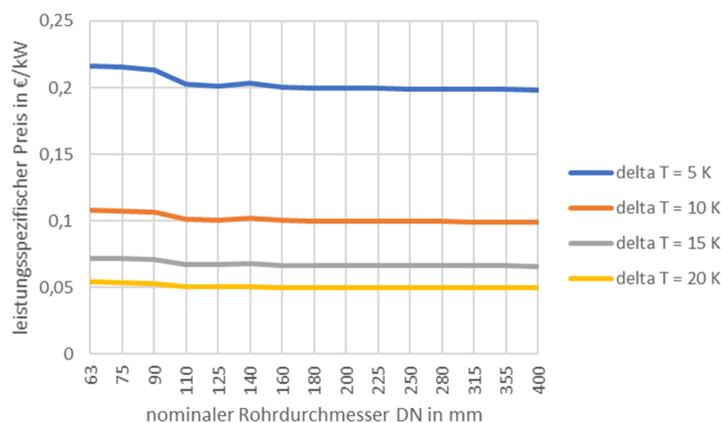


Abbildung 8: Leistungsspezifische Preise (exkl. Ust) für unterschiedliche Rohrdurchmesser in Abhängigkeit von der Temperaturspreizung. Jeweils für PE 100 PN10 SDR 17, 12 m Stangenware, exkl. Muffen etc.

Die spezifischen Preise von Rollenware, welche in Stücklängen von 100 m bis max. DN 160 verfügbar sind, sind um ca. 25 % höher, als jene der Stangenware. Durch die Reduktion von Formstücken und des Fertigungsaufwandes für Verschweißungen etc. ist der Einsatz von Rollenware in wenig strukturierten Netzabschnitten wirtschaftlich sinnvoll.

5.4 Skaleneffekte in den Energiezentralen

Die absolute Größe des im Projekt SANBA geplanten Anergienetzes erfordert zahlreiche Energiezentralen, welche die Schnittstellen zu den dezentralen Energiesystemen der Gebäude oder der Gebäudeabschnitte darstellen. Die wesentlichste Komponente ist hierbei jeweils eine oder mehrere Wärmepumpen. Die spezifischen Nettopreise für Sole/Wasser

Wärmepumpenaggregate in Abhängigkeit von der thermischen Nennleistung je Aggregat sind in **Abbildung 9** dargestellt. Aufgrund der erhobenen Daten kann davon ausgegangen werden, dass eine Stückelung der erforderlichen Leistung größer 40 kW pro Aggregat einen wirtschaftlichen Ansatz darstellt. Ähnliche Verhältnisse können bei dezentralen, wasserbasierten Wärmespeichern beobachtet werden, wobei die Grenze sinkender Preise pro Speichervolumen zwischen 1000 bis 2000 Liter Speichervolumen erreicht ist.

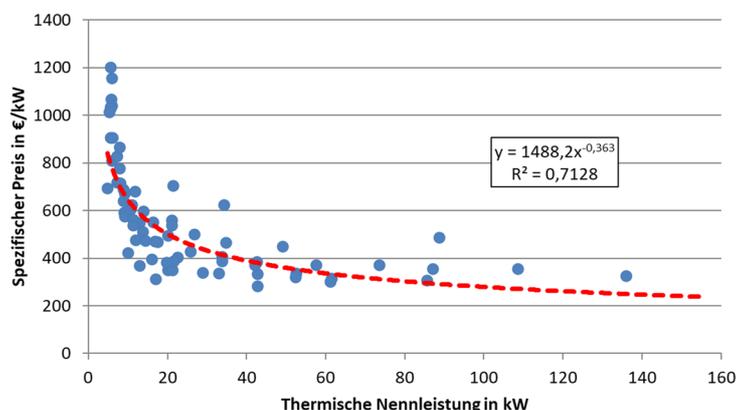


Abbildung 9: Leistungsspezifischer Nettopreis von Sole/Wasser Wärmepumpenaggregaten in Abhängigkeit von der thermischen Nennleistung. Quelle: Recherche ENFOS.

Als Kosten für Wartung und Instandhaltung von technischen Komponenten werden im Zuge der Wirtschaftlichkeitsberechnungen die Kosten entsprechender Wartungsverträge bzw. vertraglicher Gewährleistungsverlängerungen kalkuliert, was das Kostenrisiko potenzieller Investoren oder Betreiber reduziert.

5.5 Der Einfluss von Lerneffekten

Die technische Ausführung des im Projekt SANBA geplanten Energiesystems ist mit etablierten, am Markt verfügbaren technischen Komponenten machbar. Die wesentlichsten Komponenten sind hierbei Erdsonden, Wärmepumpen, Rohrleitungen, Wärmetauscher, wasserbasierte Wärmespeicher sowie Pumpen, Steuerungen und Regelungen. Bei all diesen Komponenten werden vom aktuellen Zeitpunkt der Planung bis zum potenziellen Zeitpunkt der Realisierung keine nennenswerten ökonomischen Lerneffekte erwartet, welche die Aussagen zur Wirtschaftlichkeit des Systems beeinflussen könnten. Ähnlich verhält es sich mit dem Zeitpunkt von Re-Investitionen während des 40-jährigen Betrachtungszeitraumes der dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Da in den genannten Schlüsselbereichen bis zum Zeitpunkt einer potenziellen Realisierung auch keine nennenswerten technischen Lerneffekte wie Wirkungsgradsteigerungen oder reduzierter Raumbedarf von Komponenten erwartet werden, wird auch von dieser Seite her kein Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes erwartet.

5.6 Ausfallsreserve und Redundanz

Im Projekt SANBA wurden auch Strategien zum Umgang mit Störungen des Systems diskutiert. Hierbei sind vor allem Szenarien von Interesse, welche einen kurzfristigen bis dauerhaften Ausfall der industriellen Abwärmequelle bei unterschiedlichen Lastzuständen des Anergienetzes beleuchten. Die Zeiträume des Ausfalls werden hierbei mit Stunden, Tage, Wochen und Monate bis Jahre klassifiziert. Ausfälle in der Größenordnung von Stunden bis

Tagen können dabei mit Hilfe der Systemträgheit und der Leistungsfähigkeit des Erdsondenspeichers auch in Starklastzeiten beherrscht werden. Für längere Ausfälle in der Größenordnung mehrerer Wochen wird zunächst eine Netzschnittstelle zur Wärmeeinspeisung mittels mobilem Container-Heizwerk vorgesehen und alle erforderlichen baulichen Vorkehrungen zur raschen Anlieferung und Aufstellung eines solchen Heizwerks werden getroffen. Die Investitionskosten hierfür sind sehr gering (Abstellfläche, Zufahrt, Netzschnittstelle). Für den sehr unwahrscheinlichen Fall eines langfristigen oder dauerhaften Ausfalls der Wärmequelle werden zusätzlich Vorkehrungen für die dauerhafte Errichtung einer Luft/Wasser Großwärmepumpenanlage getroffen. Für den in SANBA gegebenen Leistungsbedarf ist hierfür eine Stellfläche in der Größe eines 40 Fuß Containers samt Zufahrtsmöglichkeit erforderlich. Darüber hinaus müssen der elektrische Leistungsbedarf, allfällige Schallemissionen etc. in der Planung berücksichtigt werden. Die Errichtung und Inbetriebnahme einer passenden Großwärmepumpenanlage nimmt laut Hersteller bei entsprechend vorbereiteter Infrastruktur 4 bis 8 Wochen in Anspruch.

Alternative Konzepte für die Schaffung einer Ausfallsreserve bzw. einer Redundanz bezüglich der Abwärmequelle wie z. B. die prophylaktische Herstellung eines Fernwärme- oder Erdgasanschlusses wurden im bereits zitierten Projekt DEGENT-NET [3] untersucht. Hierbei stellte sich heraus, dass die Kosten entsprechender Anschlüsse bzw. die Leistungsvorhaltung durch den Energieversorger hohe Kosten verursacht, welche in die Wärmegestehungskosten des Systems eingepreist werden müssen. Dies erhöht die spezifischen Wärmekosten signifikant. Die oben dargestellte Lösung deckt hingegen ebenfalls alle Ausfallsszenarien ab und verursacht im Zuge der Projektrealisierung nur marginale Kosten.

5.7 Gebäudekühlung

Eine Stärke des im Projekt SANBA untersuchten Anergienetzes ist die Bereitstellung von Kälte für die Gebäudekühlung. Prinzipiell kann diese Kälte durch den vorhandenen Erdsondenspeicher als "Free Cooling" bereitgestellt werden, da sich die im Sommer im Kaltleiter des Anergienetzes verfügbaren Temperaturen für die Gebäudekühlung eignen. Werden in den Gebäuden entsprechende Möglichkeiten zur Kälteverteilung geschaffen bzw. eignen sich die vorhandenen Wärmeverteilungssysteme auch zur Kälteverteilung, so verursacht die Gebäudekühlung abgesehen von der elektrischen Antriebsenergie allfälliger Pumpen oberflächlich betrachtet keine weiteren Kosten. Im Zuge einer systemischen Betrachtung müssen allerdings Kostenpositionen wie der Erdsondenspeicher auch der Kältebereitstellung zugerechnet werden und ein zweckdienlicher Wärme- und Kältetarif ist zu definieren. Weiters ist zu beachten, dass der Umstand der Kältelieferung auch eine kleinere Dimensionierung des Erdsondenfeldes ermöglicht. Im Projekt DEGENT-NET [3] wurde diesbezüglich bereits gezeigt, dass in Anergienetzen bei einem fehlenden Absatz oder einer fehlenden Tarifierung von Kälte nicht wettbewerbsfähige Wärmepreise resultieren, was auch in den bereits oben zitierten Belagskennzahlen für das Anergienetz von Gautschi [1] zum Ausdruck kommt.

5.8 Kostenstruktur von Anergienetzen

Systeme mit Anergienetzen sind stark investitionslastig. Das heißt, der überwiegende Teil der relevanten Lebenszykluskosten fällt im Zuge der Errichtung des Systems an. Bei einem Vergleich solcher Systeme mit betriebskostenlastigen Systemen, wie z.B. mit einer erdgasbasierten Wärmeversorgung inklusive Kältebereitstellung via Kompressionskältemaschinen hat die Höhe des gewählten Kalkulationszinsfußes einen großen Einfluss auf das Ergebnis des Vergleichs (z. B. nach der hier verwendeten Kapitalwertmethode). Für einen

gleichsam fairen wie seriösen Systemvergleich ist somit eine Sensitivitätsanalyse – zumindest den Kalkulationszinsfuß betreffend – unerlässlich. Weitere Variationen sollten auch in Hinblick auf die zugrunde gelegten Energiepreisszenarien durchgeführt werden.

Angesichts der nationalen und internationalen Klima- und Energieziele muss im Zuge eines Systemvergleichs auch eine Bewertung der vermiedenen Treibhausgasemissionen erfolgen. Dies kann entweder in einer separaten Emissionsbilanz geschehen oder über Kosten von CO₂-Emissionen auch in die betriebswirtschaftliche Bewertung implementiert werden. Für den zweiten Fall muss jedoch kritisch angemerkt werden, dass Prognosen bezüglich der CO₂-Preise über die lange Nutzungsdauer von z. B. 40 Jahren nicht seriös machbar sind und eine Diskontierung von monetarisierten CO₂ Einsparungen im Zuge einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung wenig sinnvoll erscheint.

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die im Projekt SANBA identifizierten betriebswirtschaftlichen Erfolgsfaktoren für Wärme- und Kältebereitstellungssysteme auf Basis von Anergienetzen sind:

- Die Ermittlung von Kennzahlen für den Leistungs- und Arbeitsbelag schafft bei Anergienetzen – wie auch bei konventionellen Wärmenetzen – die Möglichkeit einer Einschätzung der Wirtschaftlichkeit in einem frühen Planungsstadium.
- Die betriebswirtschaftliche Analyse mittels Belagskennzahlen und mittels Kapitalwertmethode zeigt eine gute Konvergenz der Ergebnisse.
- Die Wärmeabgabe eines Einspeisers (z. B. Industriebetrieb) an das Anergienetz muss für den Einspeiser einen kalkulierbaren Nutzen ohne prozesstechnisches Risiko für das Kerngeschäft ergeben.
- Aus der Sicht des Einspeisers muss die Wärmeabnahme durch das Anergienetz verlässlich und kontinuierlich erfolgen.
- Prozesstechnisch ist die Nutzung von Abwärme aus Kühlanlagen deutlich einfacher als die Nutzung von Abwärme aus Abwässern (Lösungsvermögen, Fällung).
- Die Investitionskosten für das Anergienetz müssen minimiert werden. In der Regel ist die Verwendung von nicht isolierten, erdverlegten Kunststoffrohren sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus thermodynamischer Sicht sinnvoll.
- Bei der Dimensionierung der Energiezentralen und deren Komponenten ist auf die bestmögliche Nutzung von Skaleneffekten zu achten.
- Ökonomische Lerneffekte bei den Systemkomponenten werden die Wirtschaftlichkeit von Anergienetzen in den nächsten Dekaden kaum beeinflussen.
- Investitions- oder Leistungsvorhaltekosten für eine redundante Wärmequelle müssen minimiert werden. Strukturelle Vorkehrungen für den kurz-, mittel- und langfristigen Ausfall der zentralen Wärmequelle sind jedoch zu treffen.
- Free Cooling ist nicht gratis. Kältelieferungen müssen den NutzerInnen im Sinne der Gesamtwirtschaftlichkeit verrechnet werden und haben weiters eine zentrale Bedeutung für die Dimensionierung des Erdsondenspeichers.
- Anergienetze sind investitionslastig. Beim Vergleich dieser Systeme mit betriebskostenlastigen Wärme- und Kältebereitstellungssystemen hat der Kalkulationszinsfuß sehr großen Einfluss auf das Ergebnis.

- Ein Vergleich von Anergienetzen mit Energiesystemen zur Nutzung fossiler Energie ist aufgrund der nationalen, internationalen und globalen Zielvorgaben für die kommenden Dekaden nicht zielführend, zumal selbige keine Option mehr sind.

Im gegenständlichen Projekt SANBA wurden betriebswirtschaftlich attraktive und robuste Szenarien identifiziert. Diese Lösungsansätze ermöglichen die Integration der denkmalgeschützten Bestandsgebäude in ein nachhaltiges Energiesystem auf Basis der Nutzung von industrieller Niedertemperatur-Abwärme in einem Anergienetz mit geothermischer Wärmespeicherung. Der untersuchte Standort eignet sich in besonderer Weise zur Realisierung einer auch international bemerkenswerten Pilot- und Demonstrationsanlage.

Referenzen

- [1] Gautschi Thomas (2016), Anergienetze in Betrieb, Vortrag vom 29.01.2016 in Zürich, Amstein + Walthert.
- [2] Biermayr et al. (2013), Erfolgsfaktoren für solare Mikrowärmenetze mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung (GEOSOL), Endbericht zum Forschungsprojekt im Forschungs-programm Sparkling Science, gefördert vom BM für Wissenschaft und Forschung.
- [3] Götzl et al. (2017), Dezentrale geothermale Niedertemperatur-Wärmenetze in urbanen Gebieten (DEGENT-NET), publizierbarer Endbericht zum Klima- und Energiefonds/FFG Forschungsprojekt Nr. 853649.
- [4] Schrammel et al. (2019), DeStoSimKaFe Konzeptentwicklung & gekoppelte deterministisch/stochastische Simulation und Bewertung Kalter Fernwärme zur Wärme- & Kälteversorgung, AEE INTEC, Gleisdorf.
- [5] Vetterli Nadège (2014), Monitoring Suurstoffi-Areal Rich/Rotkreuz – Dynamik und Optimierung einer thermischen Vernetzung (Anergienetz), Hochschule Luzern, Poster im Auftrag der Zug Estates AG.
- [6] Hans Abicht AG (2016), Energiekonzept Suurstoffi Rotkreuz, Präsentation vom 11.04.2016, Hans Abicht AG, Zug.
- [7] Ruesch Florian, Haller Michael (2017), Potential and limitations of using low-temperature district heating and cooling networks for direct cooling of buildings, Elsevier, Energy Procedia 122 (2017) 1099-1104.
- [8] Schmidt Dietrich et al. (2017), Low Temperature District Heating for Future Energy Systems, Elsevier, Energy Procedia 116 (2017) 26-38.