

Bericht

Projekt heat_portfolio (FFG-Nr. 848849)

**Wirtschaftliche Nachhaltigkeit – volks- und betriebswirtschaftliche Analyse
Rechtliche Aspekte der dezentralen Wärmeeinspeisung**

D3.1 Kostenfunktionen für die Wärmeeinspeisung

Jänner 2018

AutorInnen:

Dr.ⁱⁿ Karin Fazeni-Fraisl

wissenschaftliche Mitarbeiterin

Energieinstitut an der JKU Linz
Abteilung Energiewirtschaft
Altenbergerstr. 69,
A-4040 Linz

+43 732 2468 5667

fazeni@energieinstitut-linz.at

Dr. Sebastian Goers

wissenschaftlicher Mitarbeiter

Energieinstitut an der JKU Linz
Abteilung Energiewirtschaft
Altenbergerstr. 69,
A-4040 Linz

+43 732 2468 5654

goers@energieinstitut-linz.at

Dr. Simon Moser

Projektleiter

Energieinstitut an der JKU Linz
Abteilung Energiewirtschaft
Altenbergerstr. 69,
A-4040 Linz

+43 732 2468 5658

moser@energieinstitut-linz.at

Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt.

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht stellt die Methodik, durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse der betriebs- und volkswirtschaftlichen Bewertung im Projekt heat_portfolio dar. Die betriebs- und volkswirtschaftliche Analysen durch das Energieinstitut an der JKU Linz sind integraler Bestandteil der im Projekt durchgeführten Nachhaltigkeitsanalyse und fließen neben ökologischen Ergebnissen (aus dem Life Cycle Assessment, erstellt vom FH Technikum Wien) und sozialen Kriterien in der Bewertung der Nachhaltigkeitsperformance der in AP 4 und AP 7 entwickelten und simulierten Szenarien in den jeweiligen Fallbeispielen ein. Der vorliegende Bericht fasst demnach die relevanten Ergebnisse der Arbeitspakete 3 und 4 – Task 3.3 „Datenerhebung für die Bewertung der Nachhaltigkeitsperformance unter Verwendung des Kriterienkatalogs aus Task 2.1“ und Task 4.2 „Statische Berechnungen und Vorevaluierung“ – zusammen. Kapitel 3 stellt zudem das Deliverable 3.1 „Kostenfunktionen für die Wärmeeinspeisung“ dar. Die Ergebnisse der Nachhaltigkeitsanalyse dargestellt als Nachhaltigkeitsperformance für die untersuchten Szenarien werden in einem eigenen Bericht dargestellt.

Nachfolgend findet sich zunächst eine Zusammenstellung möglicher Energiepreisszenarien für die Energieträger Erdgas, Strom und Hackschnitzel basierend auf Literaturdaten. Die Szenarien sind unter anderem als Ausgangsbasis für die betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse zu verstehen. Kapitel 3 widmet sich einer umfassenden literaturbasierten Erhebung relevanter spezifischer Investitionskosten für technische Komponenten, die in die untersuchten Szenarien Eingang finden. In diesem Kapitel finden sich die wesentlichen betriebswirtschaftlichen Eingangsparameter für die ökonomische Nachhaltigkeitsanalyse. Anschließend, in Kapitel 4, werden die Ergebnisse der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analysen für den jeweiligen Status-quo und die Szenarien erläutert und dienen als Input-Informationen für die Bewertung der Nachhaltigkeitsperformance.

Kapitel 5 enthält die Arbeiten des Energieinstituts an der JKU Linz betreffend rechtliche Aspekte in Nahwärmenetzen. Die behandelten Fragestellungen wurden vom Konsortium als relevant festgelegt und durch das Energieinstitut ausgearbeitet.

2 Energiepreisszenarien

Im Folgenden werden Energiepreisszenarien bis zum Jahr 2030 dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf den Energieträgern Biomasse (Hackschnitzel), Strom und Erdgas. Die Ableitung von Energiepreisszenarien setzt sich einerseits aus einer deskriptiven ex-post-Betrachtung für den Zeitraum 2002 bis 2015 und andererseits einer ex-ante-Darstellung für den Zeitraum 2016 bis 2030 zusammen. Die ex-post-Darstellung der Energieträgerpreise basiert auf Daten der European Energy Exchange (EEX), der Energy Exchange Austria (EXAA) sowie des Österreichischen Biomasseverbandes¹. Die zukünftigen Energieträgerpreise, welche für die Analysen in den Arbeitspaketen 3 bis 7 relevant sind, werden aus Prognosen von CEDIGAZ (2015), Knopf et al. (2012), EU Kommission (2013) und Interpolation von Daten des Österreichischen Biomasseverbandes abgeleitet.

2.1 Strom

In energiewirtschaftlichen Studien werden sehr unterschiedliche Strompreisentwicklungen prognostiziert. Diese Differenzen basieren vor allem auf divergierenden Grundannahmen innerhalb der Prognosen. Diese ergeben sich beispielsweise durch politische Handlungsoptionen in Hinsicht auf Erneuerbare Energie und Energieeffizienz und Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Zertifikate. Um die Robustheit der im Projekt verwendeten Energiepreisszenarien zu gewähren, werden im Folgenden verschiedene Pfade der Energie- bzw. Strompreise abgeleitet.

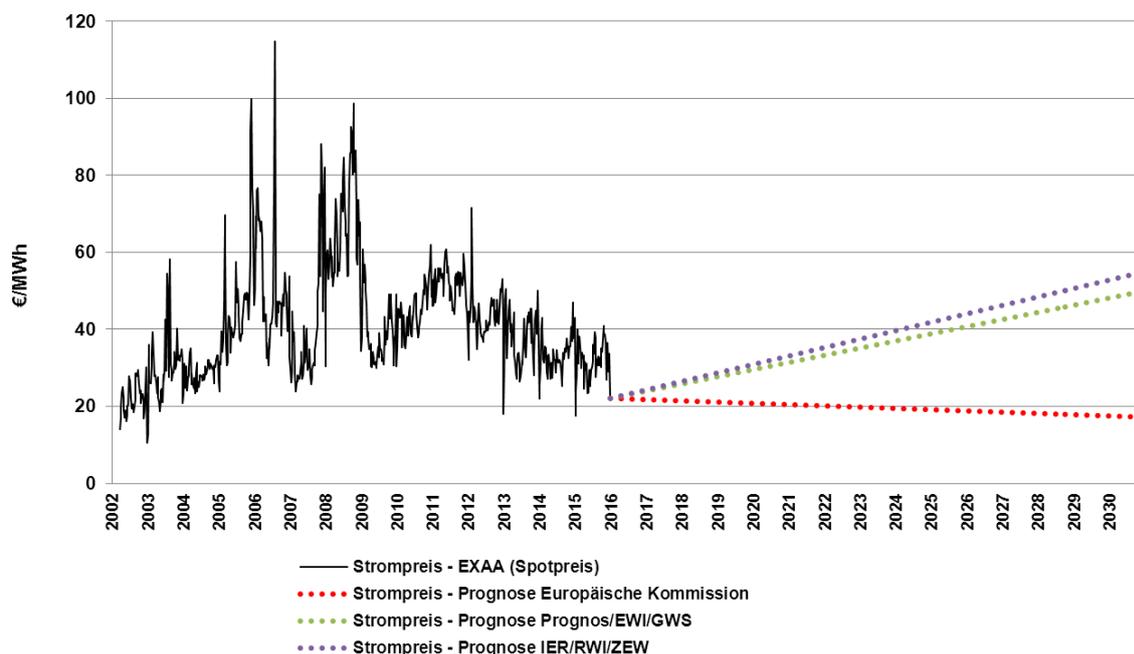
Prognosen der Europäischen Kommission gehen von einem durchschnittlichen Strompreis von ca. 17 €/MWh im Jahre 2030 aus. Der Preis setzt sich aus jährlichen Kapitalkosten, Fixkosten, variablen Kosten, Energiekosten, Steuern und Kosten infolge des EU-Emissionshandels, sonstigen Kosten und Verbrauchs- und Mehrwertsteuern zusammen. Langfristig ist ein Rückgang des Preisniveaus zu beobachten, da sich Kraftstoffkosteneinsparungen infolge von enormen Umstrukturierungsinvestitionen in der Stromversorgung, einer erfolgreiche Politik der Energieeffizienz und des technologischen Fortschritt über die Zeit ergeben.² Prognosen basierend auf EU Kommission (2013) sowie Knopf et al. (2012) bzw. Prognos/EWI/GWS (2011) und IER/RWI/ZEW (2010) sehen dagegen einen Strompreis von ca. 50 bzw. 55 €/MWh im Jahr 2030 voraus. Die Differenz zwischen diesen beiden Prognosen ergibt sich beispielsweise aus verschiedenen Annahmen bzgl. des Atomausstiegs in Deutschland und unterschiedlichen Gas- und CO₂-Preisniveaus.³

In Abbildung 1 sind die historischen Daten (2002-2015) sowie die Verläufe der Prognosen des Strompreises (2016-2030) dargestellt.

¹ Österreichischer Biomasseverband (2015) Basisdaten 2015 Bioenergie Österreich.

² EU Kommission (2013) EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050. Reference Scenario 2013.

³ Knopf, B., Pahle, M., Edenhofer, O. (2012) Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(6), 37-40.

Abbildung 1: Strompreise – historische Daten und Prognosen, 2002-2030

Anmerkungen: Großhandelsdaten; gerundete und interpolierte Werte.

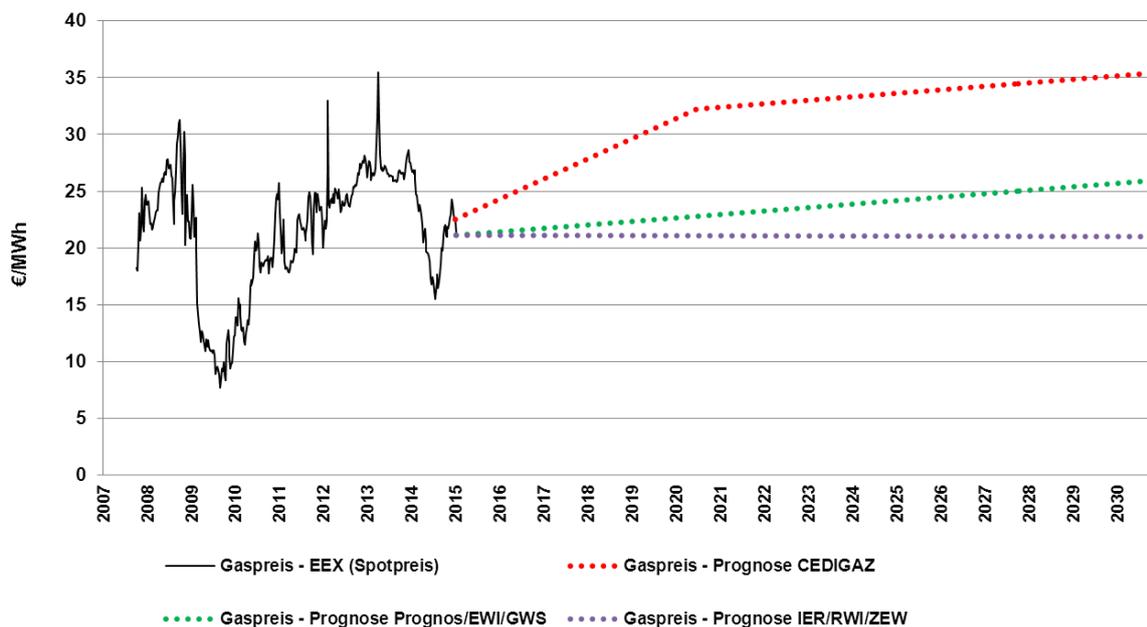
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen basierend auf EU Kommission (2013), Daten der EXAA sowie Knopf et al. (2012) bzw. Prognos/EWI/GWS (2011) und IER/RWI/ZEW (2010).

2.2 Erdgas

Die hier angenommenen Gaspreisentwicklungen für die Zukunft (2016-2030) orientieren sich an Prognosen von CEDIGAZ (2015) sowie Knopf et al. (2012) bzw. Prognos/EWI/GWS (2011) und IER/RWI/ZEW (2010). Dabei ist allgemein ein Anstieg bzw. eine Stagnation des Preisniveaus bis 2030 zu verzeichnen. Gründe dafür sind einerseits eine Steigerung der Energieeffizienz und andererseits ein Anstieg des Erdgasverbrauches durch die Substitution von Kohle, die Nutzung im Energiesektor und eine (in den verschiedenen Prognoseszenarien unterschiedlich stark ausgeprägte) steigende Stromnachfrage.⁴

In Abbildung 2 sind die historischen Daten (2002-2015) sowie die Verläufe der Prognosen des Gaspreises (2016-2030) dargestellt.

⁴ CEDIGAZ (2015) Medium and long term natural gas outlook. February 2015 und Knopf et al. (2012)

Abbildung 2: Gaspreise – historische Daten und Prognosen, 2007-2030

Anmerkungen: Großhandelsdaten; gerundete und interpolierte Werte; für den Zeitraum von 2016 bis 2030 wird ein Wechselkurs von 1 US\$ = 0,9 € angenommen.

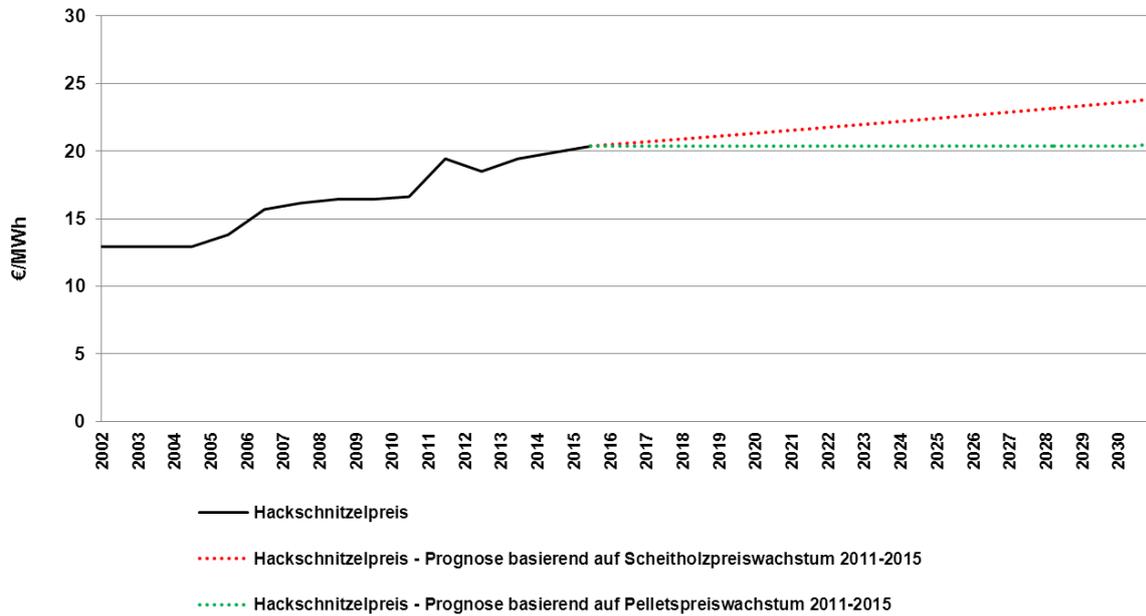
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen basierend auf CEDIGAZ (2015), Daten der EEX sowie Knopf et al. (2012) bzw. Prognos/EWI/GWS (2011) und IER/RWI/ZEW (2010).

2.3 Hackschnitzel

Die historischen Daten der Hackschnitzelpreise basieren auf Daten des Österreichischen Biomasseverbandes⁵ bzgl. der Preisentwicklung von Energieträgern für Haushalte bis 2015. Analog zum Verbraucherpreisindex steigt der Energiepreisindex, mit einigen Schwankungen, kontinuierlich an. Der ab 2007 einsetzende Anstieg der Preise auf dem Rohstoff-Markt führte zu einem Preisanstieg bei Energie, der sich bis zur Wirtschaftskrise fortsetzte. Auch Hackgut, Scheitholz und Pellets sind diesem Preisanstieg ausgesetzt, jedoch bewegen sich diese Preise gegenüber dem unbeständigen Heizölpreis auf relativ konstantem Niveau. Bei den Prognosen wurde angenommen, dass sich der zukünftige Hackschnitzelpreis an den Entwicklungen der Energieträger Pellets und Scheitholz orientiert. Diese Entwicklungen wurden durch Berücksichtigung der Wachstumsraten der Energieträger Pellets und Scheitholz innerhalb der Jahre 2011-2015 hergeleitet.

In Abbildung 3 sind die historischen Daten (2002-2015) sowie die Verläufe der Prognosen des Hackschnitzelpreises (2016-2030) dargestellt.

⁵ Österreichischer Biomasseverband (2015).

Abbildung 3: Hackschnitzelpreise – historische Daten und Prognosen, 2002-2030

Anmerkungen: Gerundete und interpolierte Werte. Transportkosten werden nicht erfasst. Der Preis von gehacktem Energieholz wird in 2016 auf 87,5 €/AMM bzw. 7,0 €/FM gesetzt. Zudem wird bei Hackschnitzeln ein durchschnittlicher Heizwert von 2.844 kWh/FM angenommen.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen basierend auf Österreichischer Biomasseverband (2015).

2.4 Überblick

Tabelle 1: Energiepreise – historische Daten und Prognosen, 2002-2030

	Strompreis [€ pro MWh]			Gaspreis [€ pro MWh]			Hackschnitzelpreis [€ pro MWh]											
	Ø	Frühling/Sommer (F/S)	Herbst/Winter (H/W)	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø									
	2002	22,1	22,5	21,4	-	-	-	-	-	12,9								
2003	30,6	30,6	30,7	-	-	-	-	-	12,9									
2004	28,7	27,8	29,6	-	-	-	-	-	13,1									
2005	46,6	43,1	50,2	-	-	-	-	-	14,0									
2006	51,0	46,6	55,4	-	-	-	-	-	15,5									
2007	39,0	32,1	45,9	22,2	-	-	-	-	16,1									
2008	66,4	69,6	63,2	25,1	-	-	-	-	16,4									
2009	39,0	34,3	43,7	12,4	-	-	-	-	16,5									
2010	48,4	43,3	46,5	17,6	-	-	-	-	17,0									
2011	51,8	52,1	51,5	21,5	-	-	-	-	19,0									
2012	43,3	42,1	44,6	25,1	-	-	-	-	18,7									
2013	37,5	35,3	39,7	27,2	-	-	-	-	19,4									
2014	33,6	31,3	35,8	21,1	-	-	-	-	19,9									
2015	31,6	30,6	32,7	22,5	-	-	-	-	20,3									
Prognosen																		
	EU-Kommission			Prognos/EWI/GWS			IER/RWI/ZEW			CEDIGAZ	Prognos/EWI/GWS		IER/RWI/ZEW		Ø-Wachstum Scheitholzpreis		Ø-Wachstum Pelletspreis	
	[€ pro MWh]																	
	Ø	F/S	H/W	Ø	F/S	H/W	Ø	F/S	H/W	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø	Ø		
2016	21,9	21,0	22,9	23,1	22,1	24,0	23,2	22,3	24,2	25,2	21,6	21,1	20,6	20,37				
2017	21,6	20,7	22,5	24,9	23,9	26,0	25,4	24,4	26,5	27,0	21,9	21,1	20,8	20,37				
2018	21,3	20,4	22,2	26,8	25,7	27,9	27,6	26,5	28,8	28,7	22,2	21,1	21,0	20,37				
2019	21,0	20,1	21,8	28,6	27,4	29,8	29,8	28,6	31,0	30,5	22,5	21,1	21,2	20,37				
2020	20,6	19,8	21,5	30,5	29,2	31,8	32,0	30,7	33,3	32,1	22,8	21,1	21,4	20,37				
2021	20,3	19,5	21,2	32,3	31,0	33,7	34,2	32,7	35,6	32,6	23,1	21,1	21,6	20,37				
2022	20,0	19,1	20,8	34,2	32,8	35,6	36,4	34,9	37,9	32,9	23,4	21,1	21,9	20,37				
2023	19,7	18,8	20,5	36,1	34,6	37,6	38,6	37,0	40,2	33,2	23,7	21,1	22,1	20,37				
2024	19,3	18,5	20,1	37,9	36,4	39,5	40,8	39,1	42,5	33,5	24,0	21,0	22,3	20,37				
2025	19,0	18,2	19,8	39,8	38,1	41,4	43,0	41,2	44,8	33,8	24,3	21,0	22,5	20,37				
2026	18,7	17,9	19,4	41,7	39,9	43,4	45,2	43,3	47,0	34,1	24,6	21,0	22,8	20,37				
2027	18,3	17,6	19,1	43,5	41,7	45,3	47,3	45,4	49,3	34,4	24,9	21,0	23,0	20,37				
2028	18,0	17,3	18,8	45,4	43,5	47,3	49,5	47,5	51,6	34,7	25,2	21,0	23,2	20,37				
2029	17,7	17,0	18,4	47,2	45,3	49,2	51,7	49,6	53,9	35,0	25,5	21,0	23,5	20,38				
2030	17,4	16,6	18,1	49,1	47,0	51,1	53,9	51,7	56,2	35,3	25,9	21,0	23,7	20,38				

Anmerkungen: Gerundete und interpolierte Werte. Großhandelsdaten für Strom und Erdgas. Bei den Strompreisen wurde eine saisonale Einteilung (Frühling/Sommer (F/S) = Kalenderwochen 14-39, Herbst/Winter (H/W) = Kalenderwochen 1-13 und 40-53/53) vorgenommen. Bei den Hackschnitzelpreisen werden Transportkosten nicht erfasst. Der Preis von gehacktem Energieholz wird in 2016 auf 87,5 €/AMM bzw. 7,0 €/FM gesetzt. Zudem wird bei Hackschnitzeln ein durchschnittlicher Heizwert von 2.844 kWh/FM angenommen.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen basierend auf CEDIGAZ (2015), EU Kommission (2013), Daten der EEX, der EXAA, Knopf et al. (2012) bzw. Prognos/EWI/GWS (2011) Energieszenarien 2011. und IER/RWI/ZEW (2010) Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009) und Österreichischer Biomasseverband (2015).

3 Ökonomische Basisparameter zur wirtschaftlichen Bewertung von Fernwärmesystemen und Kostenfunktionen

Bei den nachfolgenden Darstellungen handelt es sich um eine Zusammenstellung der in der Literatur angegebenen ökonomischen Basisparametern sowie Kostenfunktionen von technischen Komponenten eines Nah- bzw. Fernwärmesystems. Dieser Teil des Berichts stellt **Deliverable 3.1 „Kostenfunktion der Wärmeeinspeisung“** gemäß Projektantrag dar. Der Fokus liegt dabei vor allem auf Komponenten, die im Projekt heat_portfolio in den Szenarien für die untersuchten Fallbeispiele potentiell Einsatz finden. Einerseits werden die in der Literatur angeführten spezifischen Investitionskosten angegeben und andererseits die Kostenfunktionen der relevanten Technologien dargestellt. Im Vordergrund steht dabei die Abhängigkeit der Kosten von der installierten Leistung bzw. im Falle von Rohrleitungen die Kosten in Abhängigkeit der Länge.

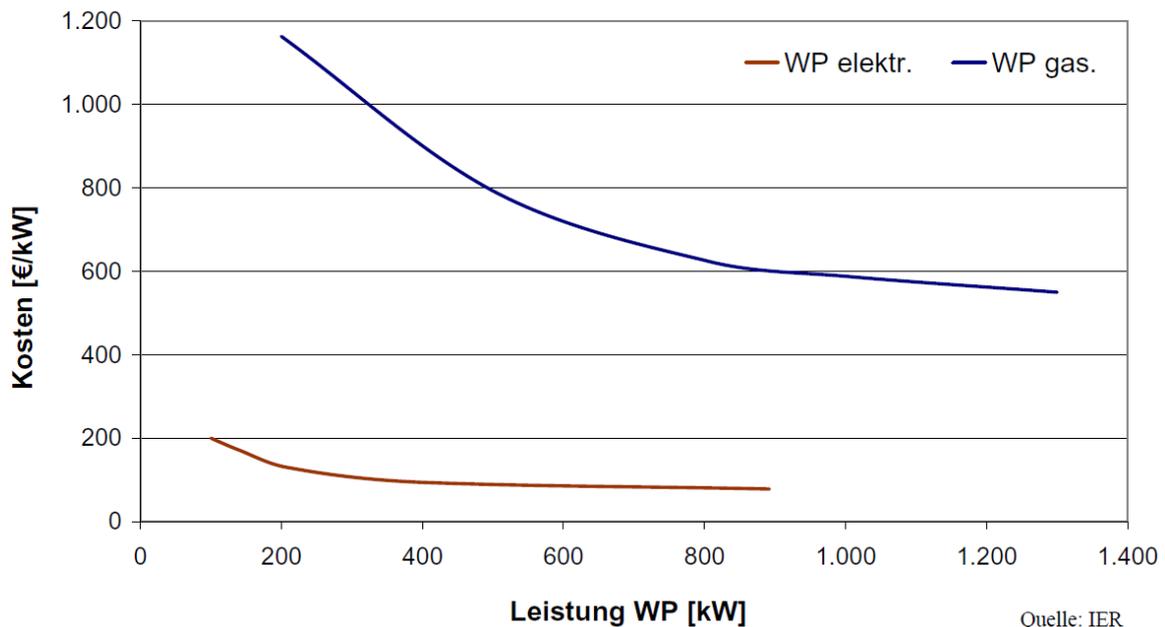
3.1 Wärmepumpen

Am Markt befindliche (Groß-)Wärmepumpen weisen einen Leistungsbereich von 100 kW_{th} bis ca. 1.500 kW_{th} auf. Das mit derartigen industriellen Wärmepumpen erreichbare Temperaturniveau liegt bei 65 °C bis 75 °C. Mittels Reihenschaltung von beispielweise zwei Wärmepumpen können auch Temperaturniveaus von 80 °C erzielt werden. Sonderanfertigen können auch 90 °C bei einer thermischen Leistung von 300 kW erreichen. Dabei handelt es sich jedoch um Spezialanfertigungen mit sehr hohen Investitionskosten.⁶ Für das Projekt heat_portfolio spielen derartige Sonderanfertigungen keine Rolle.

Abbildung 4 zeigt die spezifischen Investitionskosten für Wärmepumpen in Abhängigkeit der installierten Leistung. Sowohl für Gas-Wärmepumpen als auch für elektrische Wärmepumpen lässt sich eine Abnahme der spezifischen Investitionskosten mit steigender Leistung feststellen, wobei sich für elektrische Wärmepumpen ab einer Leistung von rund 200 kW kaum mehr eine Kostendegression feststellen lässt. Aus Abbildung 4 lässt sich ableiten, dass eine elektrische Wärmepumpe mit einer Leistung von rund 100 kW mit spezifischen Investitionskosten von ca. 200 €/kW verbunden ist. Ab einer Leistung von 200 kW kann von Investitionskosten von ca. 100 bis 150 €/kW ausgegangen werden. Es handelt sich dabei um reine spezifische Investitionskosten, ohne Berücksichtigung der Installation.

⁶ Vgl. Stadt Wien (2008). Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Magistratsabteilung 27.

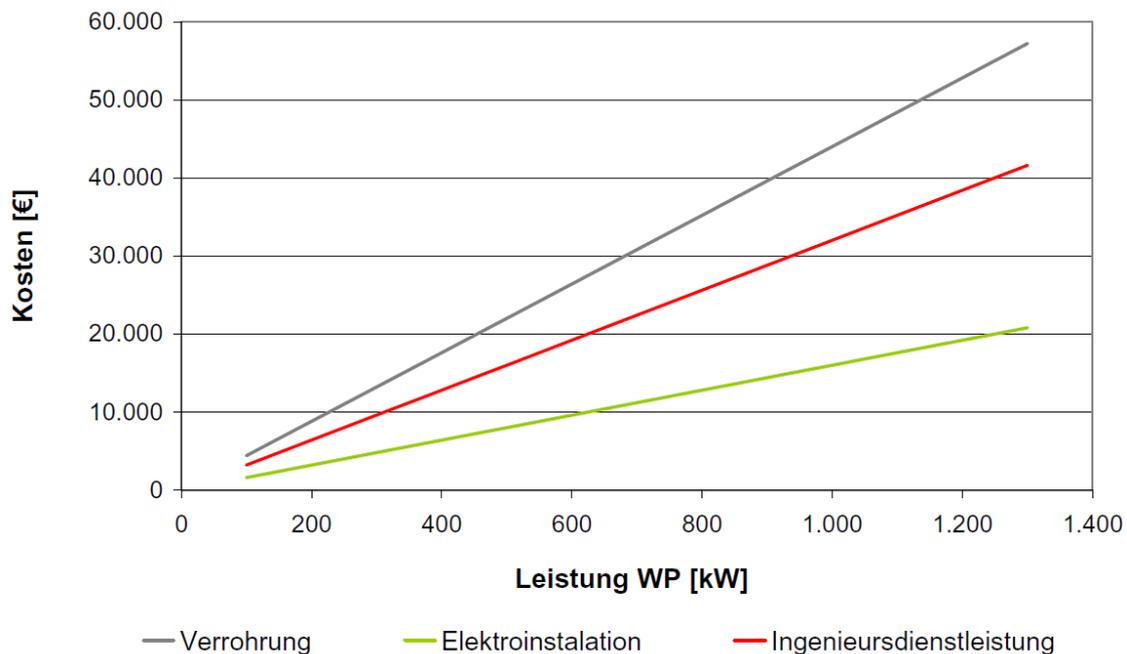
Abbildung 4: Investitionskosten für elektrisch und mit Gas betriebener Wärmepumpen, ohne Berücksichtigung der Installation.



Quelle: Lambauer, J. et al (2008). Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung.

Abbildung 5 zeigt eine linear verlaufende Zunahme der Kosten für Verrohrung, Elektroinstallation und Ingenieursdienstleistung mit steigender Leistung der Wärmepumpe.

Abbildung 5: Installationskosten für Wärmepumpen



Quelle: Lambauer, J. et al (2008). Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung.

Inklusive Installationskosten kann von spezifischen Investitionskosten von ca. 300 bis 800 €/kW für Wärmepumpen ausgegangen werden. Im Durchschnitt ergeben sich somit spezifische Investitionskosten i.H.v. ca. 550 €/kW. Die relativ große Bandbreite der angegebenen Kosten ergibt sich durch die teilweise starke Variation der Installationskosten.⁷

Investitionskosten in den Fallbeispielen: Grundsätzlich stellt die Erhebung von Investitionskosten für Wärmepumpen im größeren Leistungsbereich eine Herausforderung dar, da es sich dabei meist um Sonderanfertigungen handelt, die vom Hersteller fallspezifisch kalkuliert werden. Die Einholung konkreter Angebote wird im Projekt heat_portfolio nicht durchgeführt. Aus diesem Grund werden die Investitionskosten für Wärmepumpenlösungen in den Fallbeispielen abgeschätzt.

Für die Wärmepumpe mit einer Leistung von 1.000 kW in Fallbeispiel C werden durchschnittliche spezifische Investitionskosten i.H.v. 300 €/kW⁸ angesetzt. Insgesamt ergeben sich dadurch **Investitionskosten i.H.v. 300.000 € für die Wärmepumpe in Fallbeispiel C.** Die Investitionskosten der im Fallbeispiel eingesetzten Wärmespeicherlösungen sind in Kapitel 3.4 nachzulesen.

In Fallbeispiel B wird eine Wärmepumpenlösung mit einer Leistung von 120 kW im Szenario „Rauchgaskondensation“ vorgeschlagen. Zur Abschätzung der Investitionskosten wird gemäß der technischen Simulation eine Kaskadenlösung mit 3 Stück Wasser/Wasser Wärmepumpen à 40 kW angenommen. Der Listenpreis für eine derartige Wärmepumpe liegt bei 22.700 €. Insgesamt ergeben sich daher für Fallbeispiel B Investitionskosten für die Wärmepumpe i.H.v. 68.100 €. Der benötigte Wärmetauscher mit einer Leistung von 100 kW wird mit Investitionskosten i.H.v. 9.600 € angesetzt und die zwei benötigten Umwälzpumpen (1 kW) mit insgesamt 4.600 €. **Gesamt ergeben sich damit im Fallbeispiel B für das Szenario „Rauchgaskondensation“ Investitionskosten i.H.v. 82.300 €.** Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 2 % der Investitionskosten in diesem Szenario abgeschätzt.

3.2 Solarthermie

Abbildung 6 zeigt die Kostenentwicklung für thermische Solarkollektoren sowie die Systempreisentwicklung für Österreich. Die Preise beziehen sich auf Anlagen zur Warmwasserbereitung und stellen Listenpreise inflationsbereinigt für das Jahr 2014 dar und

⁷ Vgl. Fleckl, Th. et al (2015). Effiziente Abwärmenutzung durch Hochtemperaturwärmepumpen in der Industrie. URL: http://www.ak-energie.at/pdf/ET2015/ET2015_Fleckl.pdf (dl: 25.02.2016)

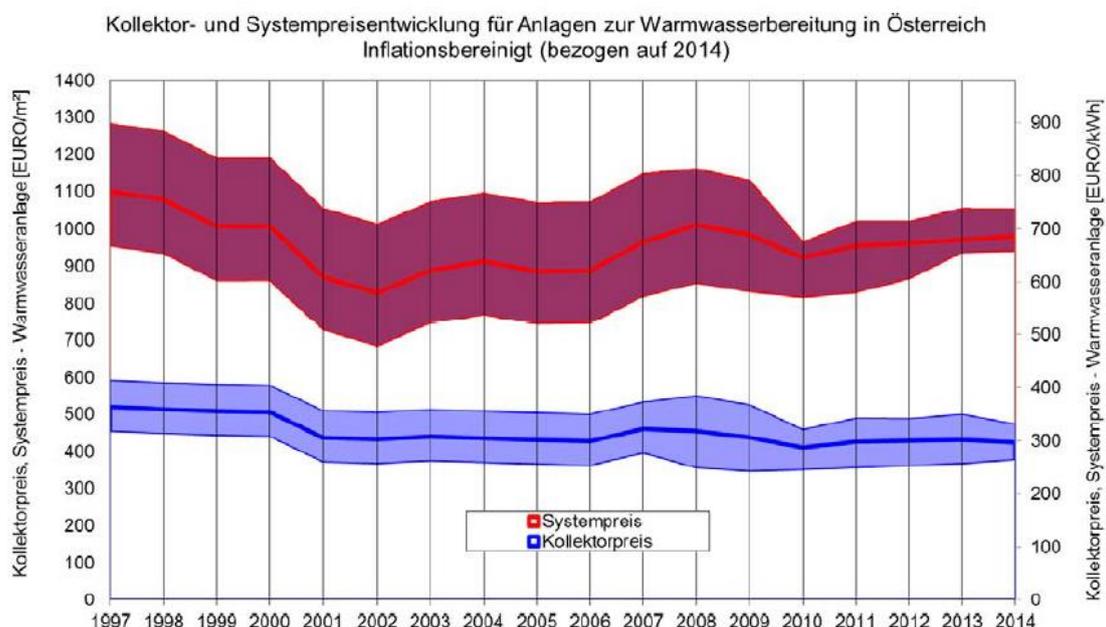
⁸ Vgl. Wilk, V. et al (2015). Techno - ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwärmepumpen in FW-Netzen. Präsentation AIT.

⁹ Vgl. http://www.alpha-innotec.fi/uploads/Preisliste_2014_CH_DE.pdf

¹⁰ Vgl. <https://www.pumpenscout.de/Heizung-Solar/Heizungspumpe/Wilo-Nasslaeuffer-Hocheffizienzpumpe-Stratos-100-1-6-PN10-DN100-1300W.html>

sind exkl. MwSt. und Montage.¹¹ Es zeigt sich, dass die Preise für thermische Solarkollektoren über den Zeitverlauf relativ stabil sind. Im Gegensatz dazu unterliegt der Systempreis größeren Schwankungen im Zeitverlauf, wobei seit 2011 eine relativ konstante Kostenentwicklung ausgewiesen wird. Für die in heat_portfolio zur Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzten Kosten bedeutet dies, dass, sofern keine neueren Preisdaten vorliegen, auch mit älterem Datenmaterial kalkuliert werden kann, ohne dass ein allzu großer Einfluss auf das Endergebnis zu erwarten ist.

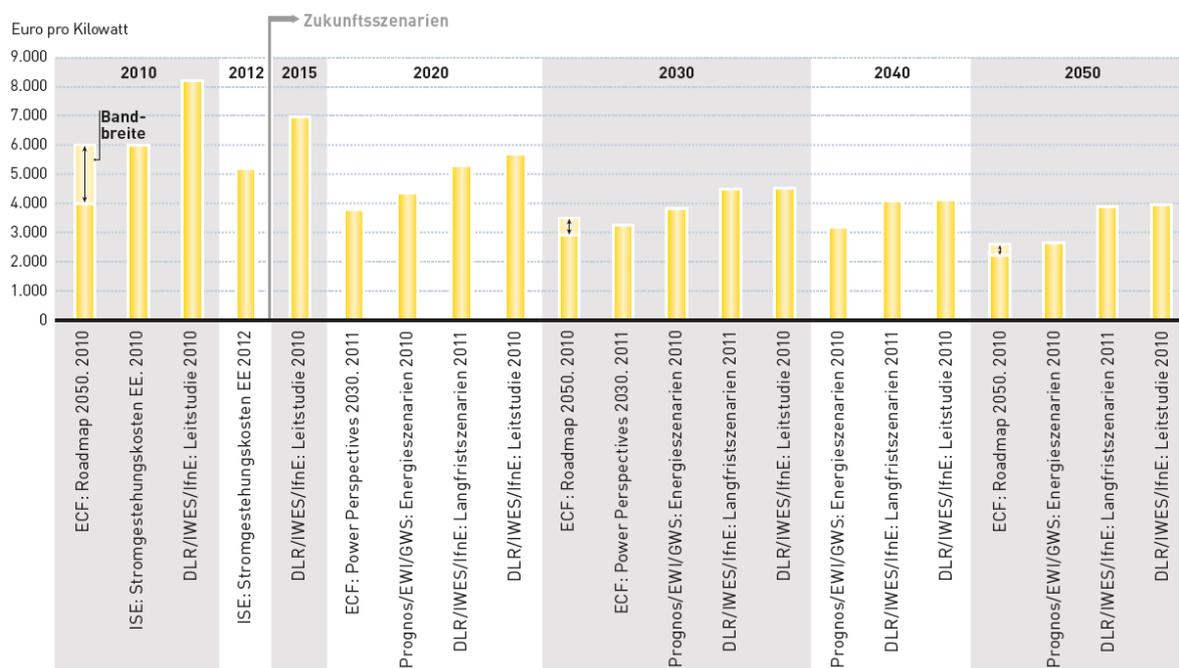
Abbildung 6: Kollektor- und Systempreisentwicklung von Solarthermie in Österreich (exkl. MwSt. und Montage)



Quelle: Biermayr, P. et al (2015). Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2014. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 11/2015.

Für das Projekt heat_portfolio sind vor allem auch die spezifischen Investitionskosten für solarthermische Anlagen interessant, wenn in Erwägung gezogen wird, vermehrt zentral oder dezentral mittels Solarkollektoren erzeugte Wärme in das Wärmenetz einzuspeisen. Je nach betrachteter Studie werden die spezifischen Investitionskosten für solarthermische Anlagen mit 4.000 bis ca. 8.000 €/kW_{th} angegeben (siehe Abbildung 7). Zukunftsszenarien zeigen, dass mittel- bis langfristig mit einer Kostendegression zu rechnen ist.

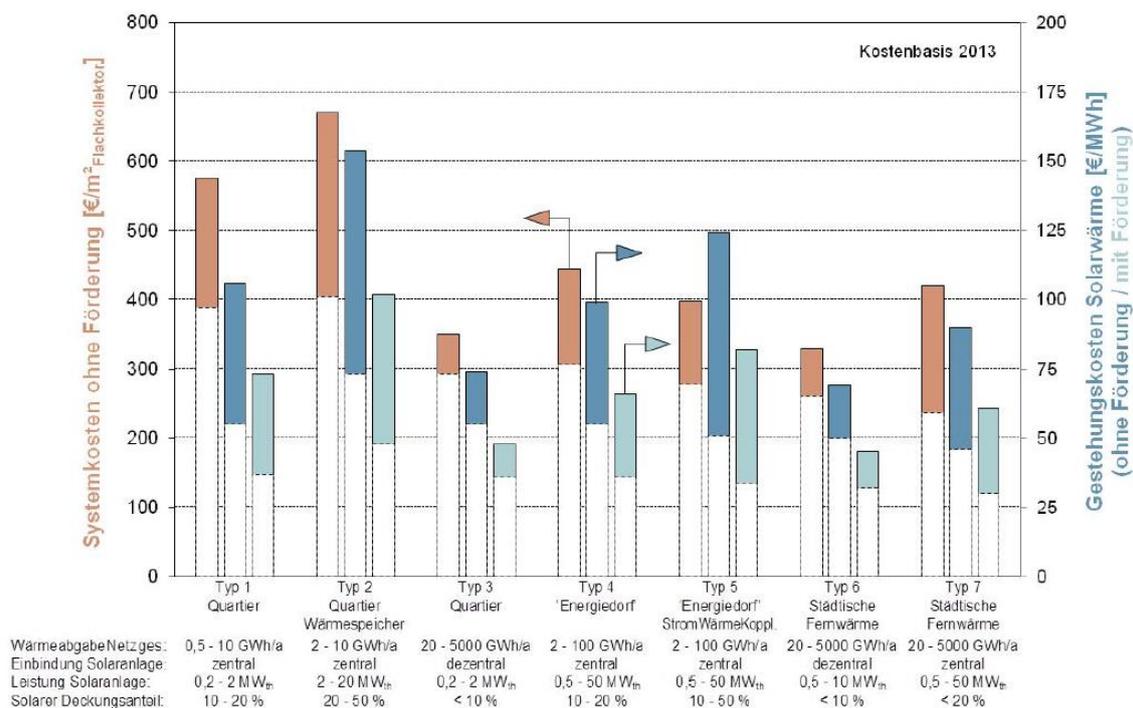
¹¹ Vgl. Biermayr, P. et al (2015). Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2014. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 11/2015.

Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten für solarthermische Kraftwerke

Quelle: URL:

http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Vergleichsgrafik_Investitionskosten_CSP_okt12.pdf (dl: 23.02.2016)

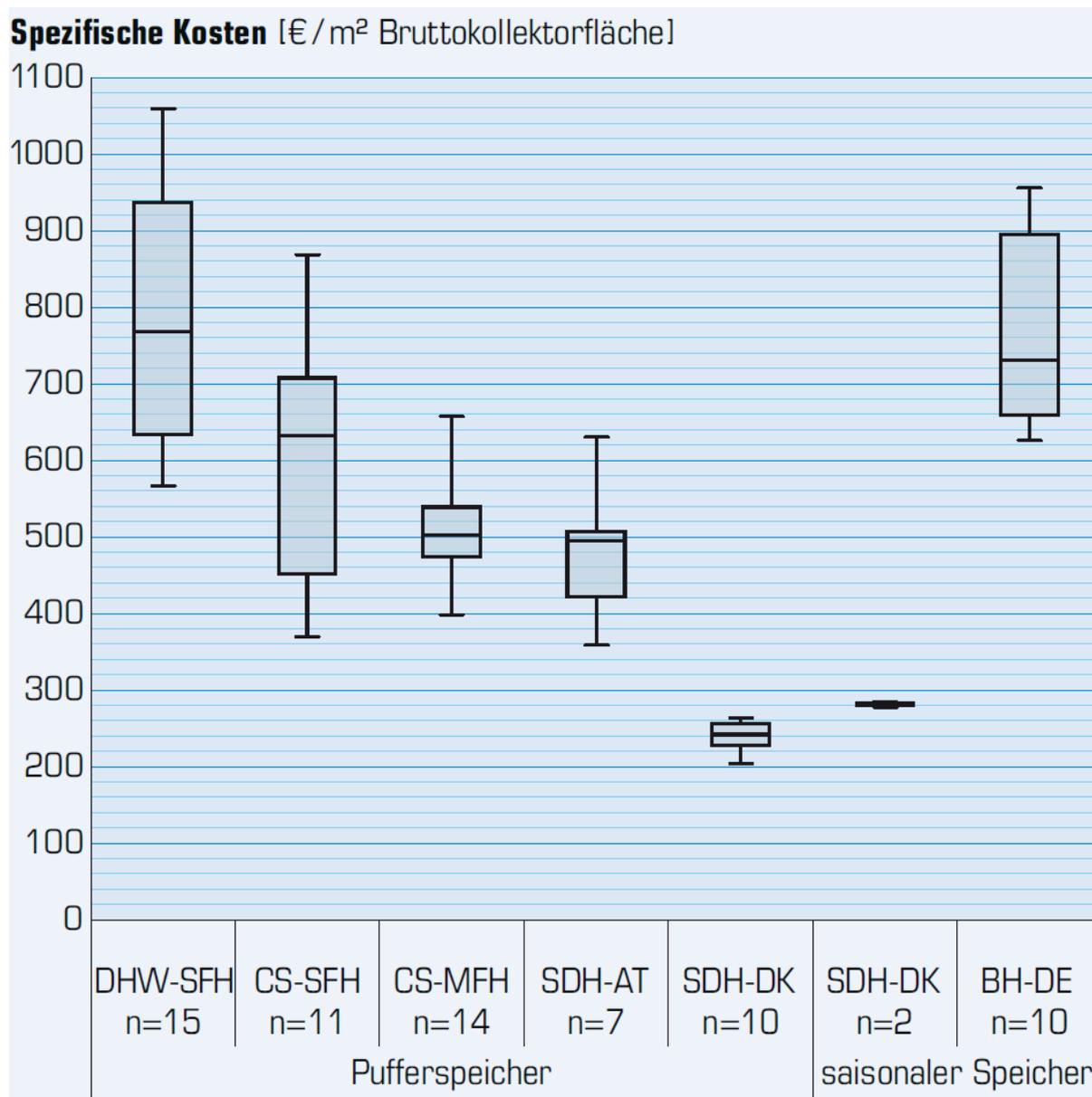
zeigt die Wirtschaftlichkeit von thermischen Solaranlagen in Wärmenetzen für unterschiedliche Standorte und unterschiedliche Größenordnungen. Die niedrigsten Systemkosten ohne Förderung werden für ein Fallbeispiel mit einer dezentralen Anlage mit einer Leistung von 0,2 bis 2 MW_{th} sowie für eine dezentrale Anlage mit einer Leistung von 0,5 bis 10 MW_{th} ausgewiesen. Für diese Anlagen werden die Systemkosten mit ca. 350 €/m² Kollektorfläche beziffert. Die höchsten Kosten werden für eine zentrale Anlage mit einer thermischen Leistung von 2 bis 20 MW ausgewiesen – ca. 780 €/m² Kollektorfläche. Die Gestehungskosten für die Solarwärme belaufen sich auf ca. 280-600 €/MWh ohne Förderung. Die gezeigten Gestehungskosten inklusive Förderung sind nicht für Österreich repräsentativ, da es sich um in Deutschland realisierte Fallbeispiele handelt.

Abbildung 8: Wirtschaftlichkeit von thermischen Solaranlagen in Wärmenetzen

Quelle: Solites (2015). URL: http://www.keaw.de/fileadmin/user_upload/pdf/veranstaltungen/Solarthermische_Grossanlagen/Pauschinger_Solites_SolareNahundFernwaerme_20150203.pdf (dl: 23.02.2016)

Auch Abbildung 9 zeigt die spezifischen Kosten für unterschiedliche Einsatzgebiete von Solarthermie. Für das Projekt heat_portfolio erscheinen vor allem jene Einsatzgebiete interessant, wo die solarthermische Anlage an das Wärmenetz gekoppelt ist (SDH.AT, SDH-DK und BH-DE). Die anderen Beispiele beziehen sich auf Brauwasseranlagen bei Einfamilienhäusern bzw. Solarkombianlagen auf kleinen und großen Wohngebäuden. Für das in Österreich lokalisierte Fallbeispiel ohne saisonalen Speicher werden spezifische Kosten zwischen ca. 420 €/m² Kollektorfläche und 500 €/m² Kollektorfläche ausgewiesen. Deutlich niedriger liegen Kosten in Dänemark (ca. 220 bis 260 €/m² Kollektorfläche). Inklusive saisonalen Wärmespeicher liegen die Kosten in Dänemark bei ca. 280 €/m² Kollektorfläche. Für Deutschland werden spezifische Kosten inklusive saisonalen Speicher von ca. 660 €/m² bis 900 €/m² Kollektorfläche angegeben.

Abbildung 9: Spezifische Kosten für thermische Solarkollektoren in unterschiedlichen Anwendungsfeldern



Quelle: Herkel, S. (2015). *Energiewirtschaftliche Fragestellungen der Solarthermie*. URL: http://www.nachhaltigwirtschaften.at/iea_pdf/iea_shc_task_52_ee_3-15_artikel_herkel.pdf (dl: 26.02.2016)

Eicker gibt für Standard-Flachkollektoren Kosten von 120 bis 450 €/m² an. Für Vakuum-Röhrenkollektoren muss zwischen Groß- und Kleinanlagen differenziert werden. Im Bereich von Kleinanlagen kann von einem Preis von 500 bis 900 €/m² ausgegangen werden. Großanlagen können zu einem geringeren Preis zwischen 300 bis 500 €/m² realisiert werden. Laut Eicker kann bei großen thermischen Solaranlagen mit einer Bruttokollektorfläche > 100 m² mit Systemkosten in Höhe von 450 bis 600 €/m² gerechnet werden.

Tabelle 2 zeigt neben der Nutzungsdauer für Komponenten einer solarthermischen Anlage auch die anteiligen Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie Betrieb und Personal an den Investitionskosten.

Tabelle 2: Jährliche Kosten für Kollektorfeld und Speicher als Anteil an den Investitionskosten

Komponente	Wartung & Instandhaltung	Betrieb & Personal	Nutzungsdauer
Kollektorfeld	0,75%	0,25%	20
Pufferspeicher	0,75%	0,25%	20
Heißwasser Wärmespeicher	0,75%	0,25%	40

Quelle: eigene Tabelle basierend auf Hofstädter, Ch. (2015). Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie. Diplomarbeit, TU Wien.

Für das Kollektorfeld sowie einen Pufferspeicher kann von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen werden. Ein Heißwasser-Wärmespeicher weist eine Lebensdauer von rund 40 Jahren auf. Für Wartung und Instandhaltung müssen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung 0,75 % der Investitionskosten veranschlagt werden, für Betrieb und Personal 0,25 % der Investitionskosten.

3.3 Wärmetauscher zur Abwärmenutzung

Eine weitere Komponente im Wärmenetz der im Projekt heat_portfolio untersuchten Fallbeispiele sind unter Umständen Wärmetauscher, z.B. um eine Abwärmenutzung aus Industriebetrieben zu ermöglichen. Je nach Leistung bzw. technischer Ausführung des Wärmetauschers variieren die spezifischen Investitionskosten. Für Leistungsbereiche > 500 kW_{th} werden spezifische Investitionskosten in Höhe von 10 bis 50 €/kW_{th} ausgewiesen. Deutlich höher liegen die Kosten für einen Luft/Wasser Rippenrohr Wärmetauscher in einem Leistungsbereich von 30 bis 200 kW_{th} – hier kann von spezifischen Investitionskosten in Höhe von 100 bis 200 €/kW_{th} ausgegangen werden (siehe auch Tabelle 3).

Tabelle 3: Spezifische Investitionskosten für Wärmetauscher zur Abwärmenutzung

	Leistungsbereich [kW _{th}]	spezifische Investitionskosten [€/kW _{th}]
Luft/Wasser Rippenrohr	30-200	100-200
	> 500	30
Wasser/Wasser Rohrbündel	> 500	10
Abgas/Wasser	500-600	30-50

Quelle: eigene Tabelle basierend auf: Stadt Wien (2008). Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Magistratsabteilung 27.

In Abhängigkeit des Volumenstroms ergeben sich für einen Luft/Luft Wärmetauscher zur Abwärmenutzung die in Tabelle 4 gezeigten spezifischen Investitionskosten. Je nach technischer Ausführung des Wärmetauschers variieren die Investitionskosten zwischen 0,35 €/m³ für einen Plattenwärmetauscher und 0,9 €/m³ Volumenstrom für einen Rotationswärmetauscher mit Sorptionsbeschichtung.

Tabelle 4: Spezifische Investitionskosten für Wärmetauscher zur Abwärmenutzung

Luft/Luft Wärmetauscher bezogen auf den Volumenstrom [m ³ /h]			
	Plattenwärmetauscher	Rotationswärmetauscher ohne Beschichtung	Rotationswärmetauscher mit Sorptionsbeschichtung
€/m³ inkl. Installationskosten	0,35-0,65	0,5-0,8	0,6-0,9

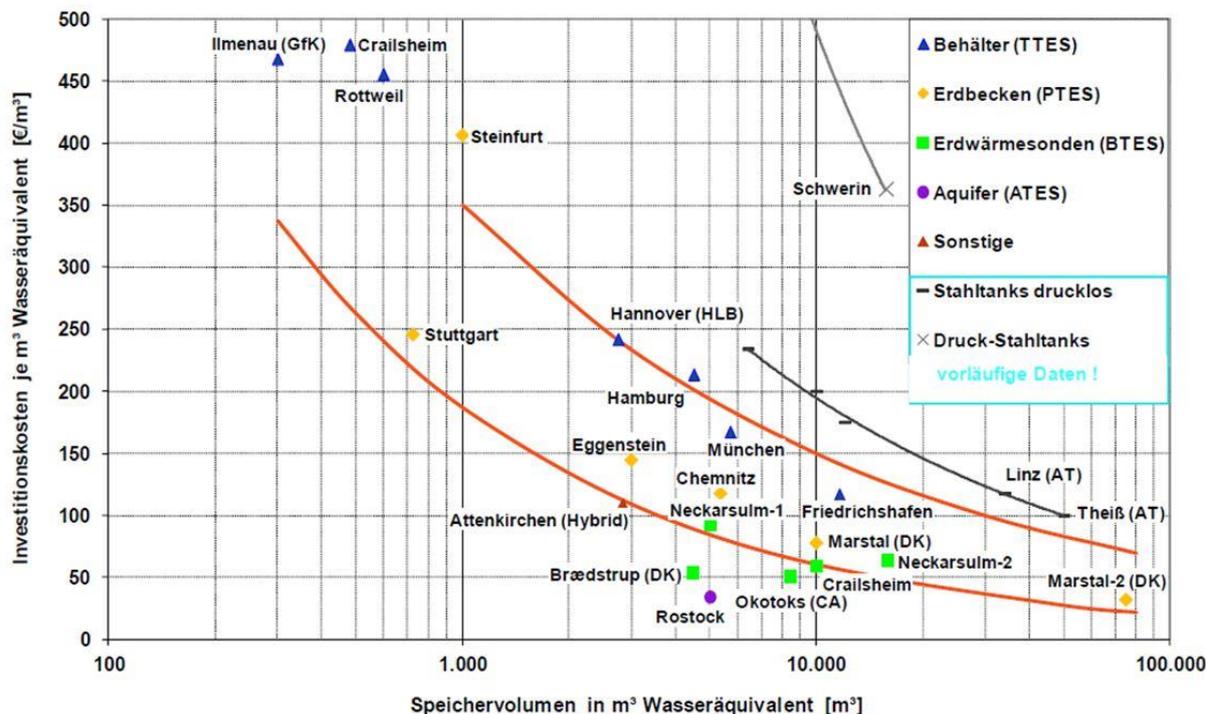
Quelle: eigene Tabelle basierend auf: Stadt Wien (2008). Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Magistratsabteilung 27.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es aufgrund der Schwankungen in den spezifischen Investitionskosten unerlässlich ist, die technischen Auslegungsparameter für die in den Fallbeispielen eingesetzten Wärmetauscher zu kennen. Nur damit kann eine valide Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgen. Das Heranziehen von Durchschnittswerten kann hier unter Umständen zu größeren Unsicherheiten führen.

3.4 Wärmespeicher

Die spezifischen Investitionskosten für Wärmespeicher sind in der Literatur mehrfach dokumentiert. Grundsätzlich lässt sich eine Kostendegression feststellen. Mit steigendem Speichervolumen sinken die spezifischen Investitionskosten (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10: Spezifische Speicherkosten für Wärmespeicher



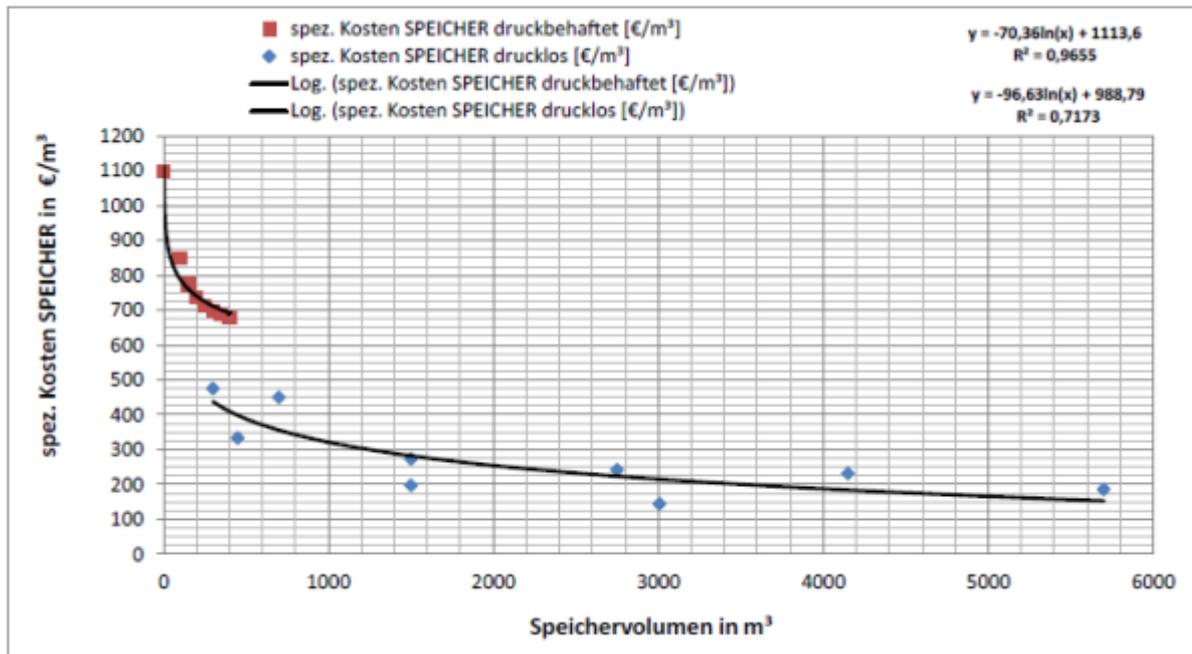
Quelle: Mangold, M. et al (2007). Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht zum BMU Vorhaben 0329607L.

Die Speicherkosten stellen sich nicht nur abhängig vom Speichervolumen dar, sondern auch von der Art des realisierten Speichers, wie die in Abbildung 10 angeführten Fallbeispiele deutlich zeigen. Behälterspeicher (mit kleineren Speichervolumina) stellen dabei eine eher kostenintensive Variante dar. Im Vergleich dazu sind großvolumige Erdbeckenwärmespeicher günstiger zu realisieren. Für realisierte Beispiele in Dänemark werden Kosten für Erdbeckenwärmespeicher bis zu 75.000 m³ mit 35-40 €/m³ angegeben. Grundsätzlich bedarf es der Entwicklung von Bauprinzipien für Wasserspeicher in einem Voluminabereich von 20 bis 500 m³ Wasseräquivalent, um hier eine Kostensenkung am Markt zu bewirken. Fakt ist, dass vor allem die (bau-)technische Ausführung der Speicher, durch Unterschiede in der Materialintensität, Auswirkungen auf die Investitionskosten für Wärmespeicher hat.¹²

Abbildung 11 zeigt anhand von Kostenfunktionen, dass die spezifischen Kosten von drucklosen Speichern unabhängig von den Speichervolumina unter jenen von druckbehafteten Speichern liegen. Gemäß Abbildung 11 betragen die spezifischen Investitionskosten für einen drucklosen Wärmespeicher mit rund 250 m³ Volumen ca. 420 €/m³. Ein Speicher mit einem Volumen von rund 1.000 m³ weist spezifische Investitionskosten von rund 300 €/m³ auf.

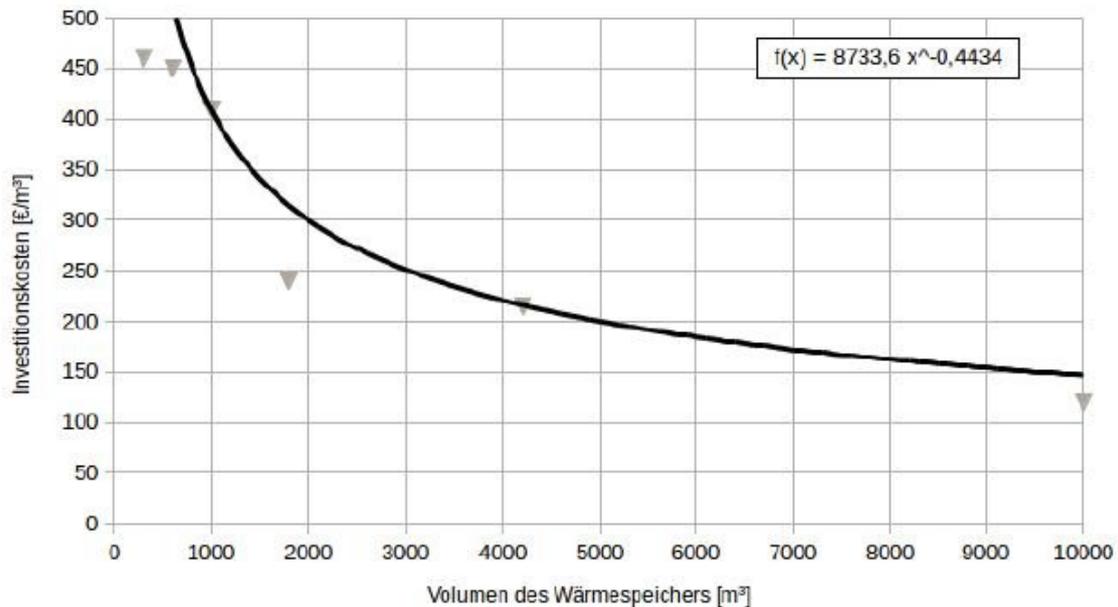
¹² Vgl. Mangold, M. et al (2007). Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht zum BMU Vorhaben 0329607L.

Abbildung 11: Spezifische Kosten druckbehaftete Speicher und drucklose Speicher



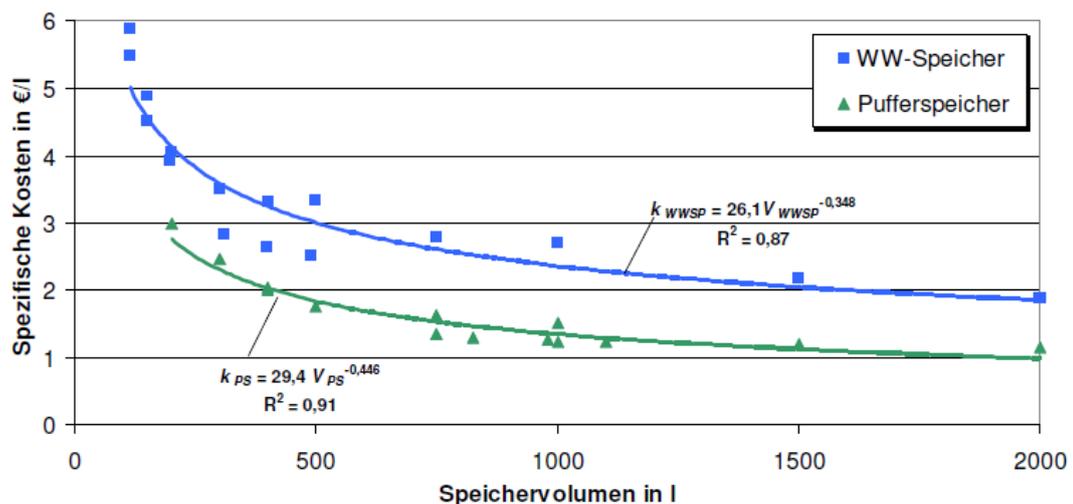
Quelle: Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts Solargrid (FFG 834552)

Im Gegensatz zu Abbildung 11 zeigt Abbildung 12 höhere spezifische Investitionskosten für Wärmespeicher in Abhängigkeit des Volumens. Ein 1.000 m³ Wärmespeicher weist demnach Investitionskosten von ca. 400 €/m³ auf und ein Speicher mit 2.000 m³ rund 300 €/m³.

Abbildung 12: Spezifische Kosten für Wärmespeicher in Abhängigkeit des Volumens

Quelle: Hofstädter, Ch. (2015). *Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie*. Diplomarbeit, TU Wien.

Die in Abbildung 13 gezeigte Kostenfunktion für Wärmespeicher spielt für das Projekt heat_portfolio eine eher untergeordnete Rolle, da es sich dabei um kleinvolumige Speicher handelt, die vor allem zur Hausenergieversorgung eingesetzt werden. Die Kostendegression in Abhängigkeit des Speichervolumens zeigt sich aber auch im Bereich der kleinvolumigen Wärmespeicher.

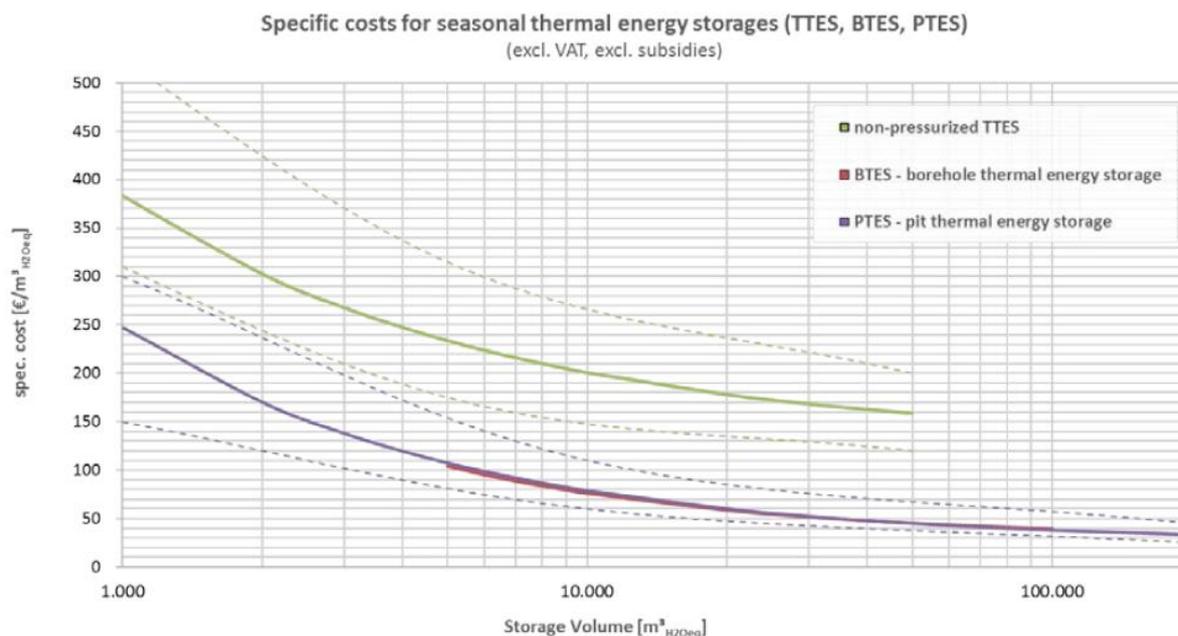
Abbildung 13: Spezifische Investitionskosten von Warmwasserspeicher und Pufferspeicher in Abhängigkeit des Volumens

Quelle: Arndt, U. (2008). *Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation*. Dissertation, TU München.

Investitionskosten in den Fallbeispielen: In **Fallbeispiel A** wird in einem Szenario die Installation eines 14.000 l Pufferspeichers angenommen. Der Listenpreis für den Speicher inkl. 20 cm Isolierung wurde vom Projektpartner AIT übermittelt und wird demzufolge mit 9.600 € angesetzt. Die notwendige Verrohrung wurde ebenfalls mit Listenpreisen angenommen, welche vom Betreiber des Heizwerks am Standort von Fallbeispiel A übermittelt wurden. Gemäß diesen Angaben werden die spezifischen Investitionskosten für die 20 m DN 50 Verrohrung mit rund 75 €/m angenommen. Die **Gesamtinvestition inkl. Montage** beträgt damit rund **17.160 €**.

Für die betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung von **Fallbeispiel C** im Rahmen des Projekts heatportfolio werden die spezifischen Investitionskosten gemäß den in Mauthner, F. et al (2016) angegebenen Kostenfunktion ermittelt. Abbildung 14 gibt einen Überblick über die Degression der spezifischen Investitionskosten mit zunehmendem Speichervolumen.

Abbildung 14: Spezifische Investitionskosten für Wärmespeicher > 1.000 m³



Quelle: Mauthner, F. et al (2016). *Technology and Demonstrators. Technical Report Subtask C – Part C1. IEA Task 52 Solar Heat and Energy Economics in Urban Environments*. URL: http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2016-05-28/iea-shc_task_52_stc1-classification_and_benchmarking_2016-03-31_report.pdf

Wärmespeicher in der Größenordnung von 5.000 m³ bis 70.000 m³ werden in Fallbeispiel C betrachtet. Es wird angenommen, dass es sich um Erdbeckenwärmespeicher handelt. Demzufolge kommt folgende Kostenfunktion bei der Berechnung zum Einsatz:¹³

¹³ Vgl. Mauthner, F. et al (2016). *TECHNOLOGY AND DEMONSTRATORS Technical Report Subtask C – Part C1. IEA Task 52*. URL: http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2016-05-28/iea-shc_task_52_stc1-classification_and_benchmarking_2016-03-31_report.pdf (dl: 03.11.2017)

$$c_{PTES}(V_{storage}) = 15,630 \cdot V_{storage}^{-0.6156} + 25$$

Diese Kostenfunktion ist für Speichervolumina von 1.000 m³ bis 200.000 m³ valide.¹⁴ Tabelle 5 zeigt die mittels der angegebenen Kostenfunktion errechneten Investitionskosten für die Speichervarianten in Fallbeispiel C.

Tabelle 5: Investitionskosten für die Wärmespeicher in Fallbeispiel C

Investitionskosten Wärmespeicher		
m ³	€/m ³	€
5.000	108	537.898
10.000	79	788.963
30.000	52	1.572.175
50.000	45	2.250.560
70.000	41	2.888.714

Quelle: eigene Berechnung

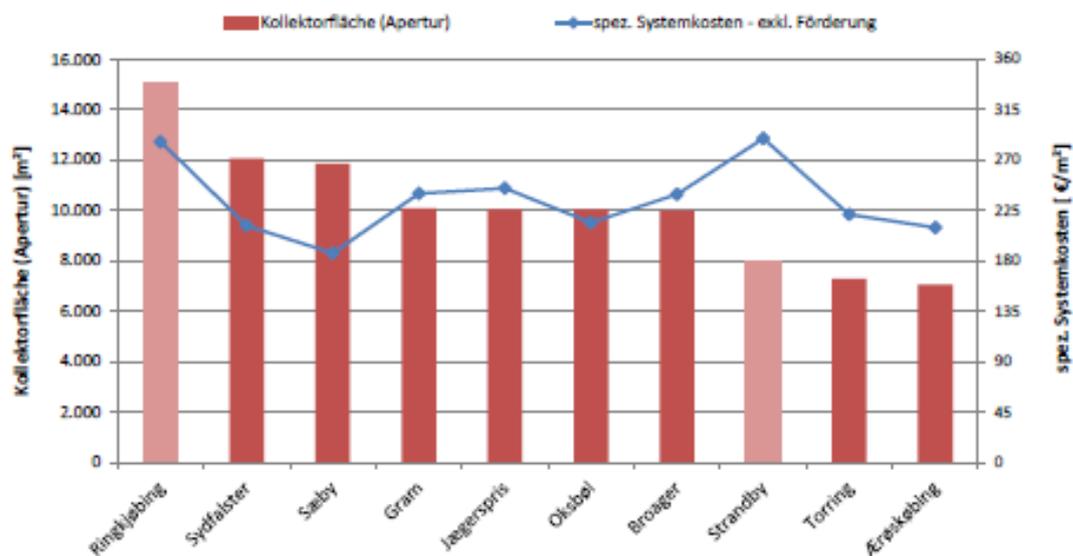
Die Betriebskosten des Wärmespeichers werden mit 1 % der Investitionskosten pro Jahr angesetzt.

3.5 Systemkosten für Solar- und Speicherintegration in ein bestehendes Wärmenetz

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die spezifischen Kosten für die Integration von Solarthermie in Wärmenetze sowie die spezifischen Systemkosten für Solar- und Speicherintegration. Die Darstellungen sind als spezifisch für die jeweils betrachteten Umsetzungsbeispiele anzusehen.

Abbildung 15 zeigt die spezifischen Systemkosten für Umsetzungsprojekte in Dänemark. Die spezifischen Systemkosten schwanken zwischen höchstens 270 bis 315 €/m² Kollektorfläche und wenigstens 180 €/m² Kollektorfläche.

¹⁴ Vgl. Mauthner, F. et al (2016). TECHNOLOGY AND DEMONSTRATORS Technical Report Subtask C – Part C1. IEA Task 52. URL: http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2016-05-28/iea-shc_task_52_stc1-classification_and_benchmarking_2016-03-31_report.pdf (dl: 03.11.2017)

Abbildung 15: Spezifische Systemkosten dänischer Großsolaranlagen

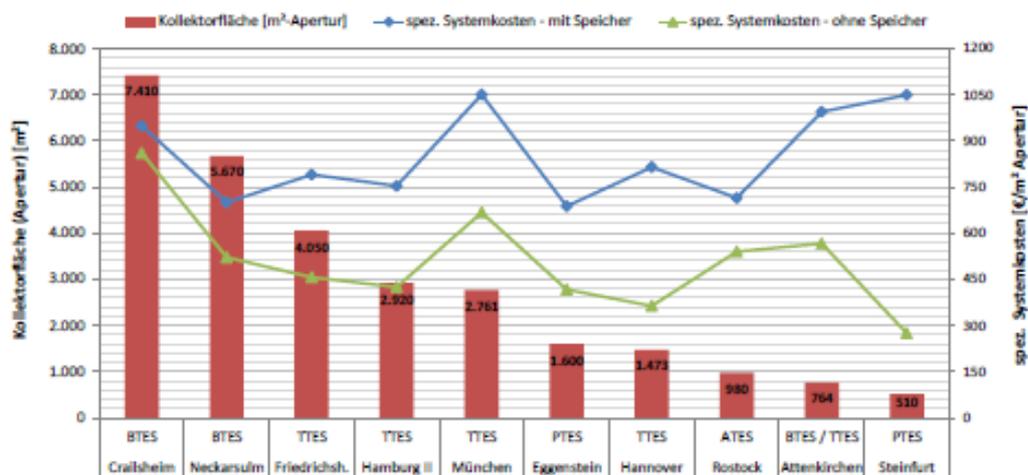
Quelle: Müller, A. et al (2014). *Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SOLargrid (FFG 834552)*

Die spezifischen Systemkosten schwanken je nach Ausgangslage. In Systemen, wo ein Kurzzeitspeicher nachgerüstet wurde, betragen die spezifischen Systemkosten 290 €/m². Konnte ein bestehender Fernwärmespeicher für die Solarwärme genutzt werden, reduzieren sich die Systemkosten auf 190 bis 250 €/m². Die Kosten für Smart District Heating Systeme, die die Installation eines saisonalen Speichers sowie der thermischen Solaranlage sowie Grundstücks- und Planungskosten beinhalten, belaufen sich auf 270 €/m² in Dronninglund und 310 €/m² in Vojens.¹⁵

Abbildung 16 zeigt die spezifischen Systemkosten solargestützter Nahwärmenetze in Deutschland mit und ohne saisonalen Wärmespeicher. Dadurch wird der Zusammenhang zwischen der Höhe der spezifischen Systemkosten und der Speicherintegration in ein solargestütztes Nahwärmenetz unterstrichen. Auffällig ist die Abhängigkeit der Mehrkosten durch die Speicherintegration vom betrachteten Umsetzungsbeispiel. Während die Systemkosten für die Anlage in Crailsheim durch die Integration eines Wärmespeichers nicht wesentlich ansteigen, so ist beispielsweise für die Projekte in München oder Steinfurt ein eklatanter Anstieg der Systemkosten durch die Integration eines Wärmespeichers gegeben.

¹⁵ Vgl. Eicker, U. (2012). Solarthermische Anlagen für Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung. In: Taschenbuch für Heizung+Klimatechnik, ISBN 3835632027, 75th edition 2011/2012, Oldenbourg Industrieverlag GmbH

Abbildung 16: Spezifische Systemkosten solargestützter Nahwärmenetze in Deutschland mit und ohne saisonalen Wärmespeicher



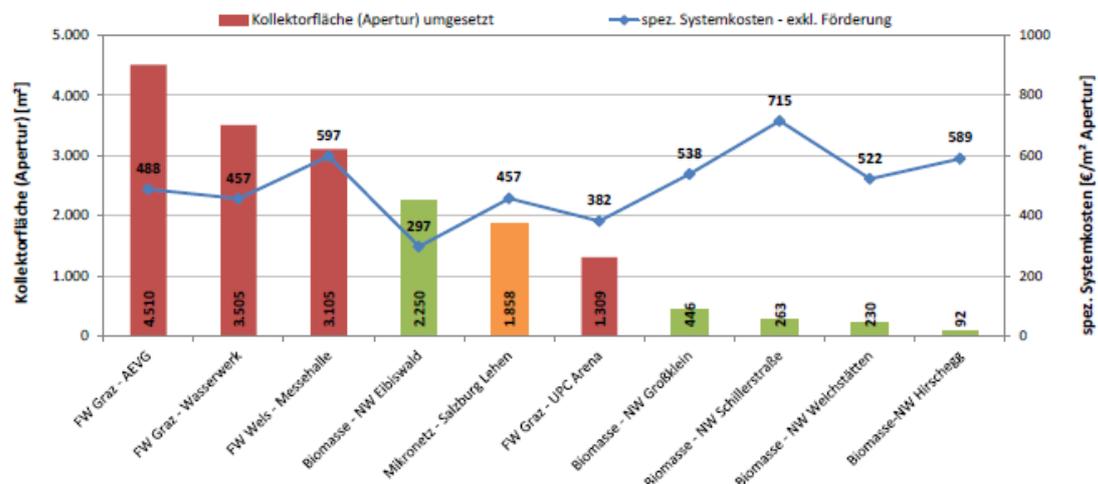
Quelle: Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SolarGrids (FFG 834552)

Ohne Wärmespeicher liegen die spezifischen Systemkosten bei 280 und 870 €/m² Aperturfläche. Inklusive saisonalen Wärmespeichern liegen die spezifischen Systemkosten bei 690 und 1.050 €/m² Aperturfläche.¹⁶

Abbildung 17 visualisiert die spezifischen Systemkosten für solargestützte Nahwärmenetze in Österreich inklusive einer Wärmespeicherung. In Abstimmung mit den im Projekt heat_portfolio zu untersuchenden Szenarien und eingebundenen Partnern, können diese Werte am ehesten als Basis für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in den Fallbeispielen herangezogen werden.

¹⁶ Vgl. Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SolarGrids (FFG 834552)

Abbildung 17: Spezifische Systemkosten (Solarsystem inkl. Speicher) solargestützter Nahwärmenetze in Österreich inkl. Wärmespeicher



Quelle: Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SolarGrids (FFG 834552)

Die durchschnittlichen spezifischen Systemkosten für österreichische Anlagen liegen bei rund 500 €/m². Kleinere solargestützte Biomasse-Nahwärmenetze (< 500 m²) weisen in Österreich spezifische Systemkosten von 520-720 €/m² auf.

Investitionskosten in den Fallbeispielen: Die betriebswirtschaftliche Analyse im Projekt heat_portfolio basiert auf der Annahme von spezifischen Investitionskosten i.H.v. 500 €/m² für die Integration einer solarthermischen Anlage in ein Nahwärmenetz.

In **Fallbeispiel A** wird eine zentrale solarthermische Anlage für die Wärmeerzeugung angenommen. Die **Gesamtinvestition wird mit Kosten i.H.v. 492.000 €** abgeschätzt.

Auch in **Fallbeispiel B** wird in einem Szenario eine zentrale solarthermische Anlage mit einer Aperturfläche von 3.700 m² betrachtet. Unter der Annahme von 500 €/m² als spezifische Investitionskosten, ergibt sich eine **Gesamtinvestition i.H.v. rund 2,2 Mio. €**.

Gemäß Hofstädter (2015) werden die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung mit 0,75 % der Gesamtinvestition in den Szenarien angenommen. Die jährlichen Betriebskosten werden mit 0,25% der Investitionskosten angesetzt.

3.6 Fernwärmeleitungen

In Bezug auf die spezifischen Kosten von Rohrleitungen zur Wärmeverteilung lassen sich drei wesentliche Einflussfaktoren feststellen:

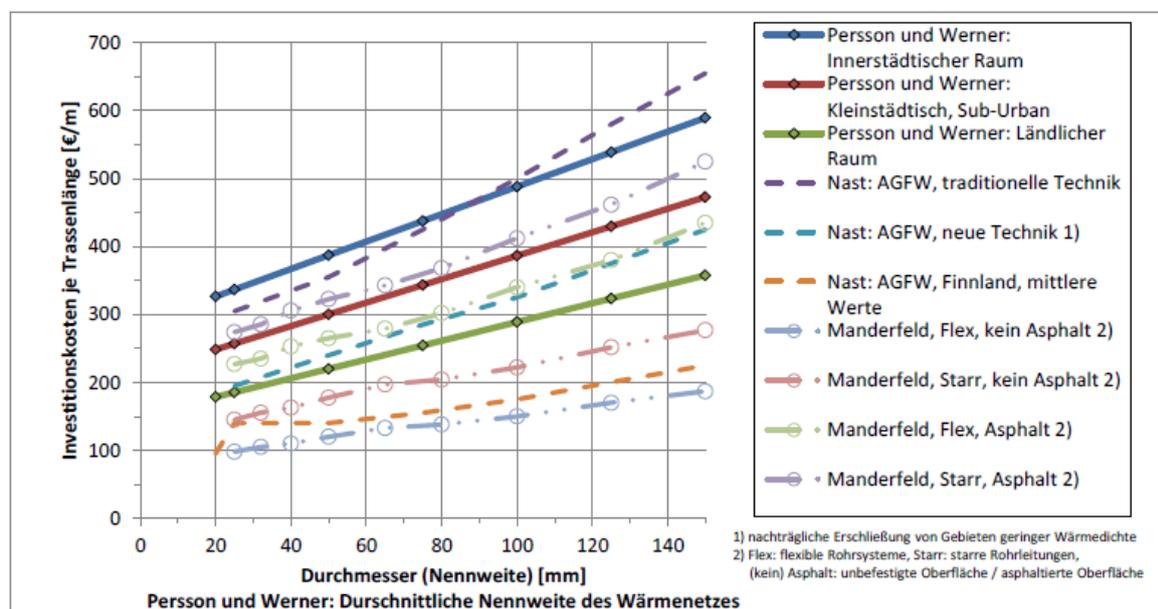
- Durchmesser der verwendeten Rohrleitung
- Länge des zu verlegenden Leitungsnetzes
- Anschlussdichte im Netz

Bei der Berechnung der Wärmeverteilungskosten müssen neben den Kapitalkosten für die Investition in den Bau des Wärmenetzes (jährliche Rückzahlungen) auch die Kosten für Wärmeverluste und Druckverluste sowie Wartungskosten berücksichtigt werden.

Dominierender Faktor für die Wärmeverteilungskosten sind jedoch die Kapitalkosten für die Investition in das Wärmeverteilnetz. Die Wärmeverteilungskosten sind ein signifikanter Bestandteil der Kostenstruktur eines Nah- bzw. Fernwärmesystems. Als Folge können hohe Verteilungskosten die Wettbewerbsfähigkeit der Nah- bzw. Fernwärme gegenüber anderen Energiebereitstellungstechnologien gefährden.¹⁷

Abbildung 18 zeigt eine Zusammenfassung der spezifischen Investitionskosten für Nah- bzw. Fernwärmeleitungen in Abhängigkeit der Trassenlänge und des Rohrdurchmessers. Grundsätzlich lässt sich ablesen, dass einerseits die spezifischen Investitionskosten mit Zunahme der Trassenlänge sowie des Rohrdurchmessers nahezu linear ansteigen. Zudem kommt es darauf an, wo die Leitung verlegt werden soll – bei einer Verlegung unter vorhandenem Asphalt sind die Investitionskosten annähernd doppelt so hoch wie bei einer Verlegung ohne vorhandenen Asphalt (siehe Manderfeld in Abbildung 18). Die von Persson und Werner ermittelten spezifischen Investitionskosten (siehe Abbildung 18) zeigen die niedrigsten Investitionskosten für eine Wärmeleitung im ländlichen Raum und die höchsten für eine im städtischen Bereich. Die von Persson und Werner ausgewiesenen Investitionskosten für eine Wärmeleitung im ländlichen Raum liegen in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers bei ca. 170 €/m bis 350 €/m. Manderfeld zeigt für flexible Rohrleitungen in Gebieten ohne Asphalt Investitionskosten von rund 100 €/m bis ca. 200 €/m in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers. Nast dahingegen weist Investitionskosten von etwa 300 €/m bis ca. 650 €/m aus. An dieser Stelle soll auch auf Frederiksen und Werner (2013) verwiesen werden, die in ihrer Arbeit eine ähnliche Kostenfunktion für Wärmeleitungen in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers zeigen.

Abbildung 18: Spezifische Investitionskosten für Fernwärmeleitungen



Quelle: Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts Solargrid (FFG 834552)

¹⁷ Vgl, Frederiksen, S. und Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. Studentlitteratur Lund, 2013.

Im Rahmen des Projekts „SolarGrids“ folgende spezifischen Investitionskosten für unterschiedliche Fernwärmenetztypen in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers ermittelt:¹⁸

- Ländliche Netze: 200 bis 330 €/Trm
- Sub-urbane und kleinstädtische Netze: 400 bis 500 €/Trm
- Großstädtische Netze: 550 bis 700 €/Trm

Eine weitere Quelle geht von rund 300 bis 500 €/m in einem Gebiet mit mittlerer Bebauung aus.¹⁹ In Anbetracht der vorangegangenen Ausführungen erscheinen diese spezifischen Investitionskosten als ein eher hoher Richtwert für ländliche Nahwärmenetze. 300 €/m sind gemäß Abbildung 18 für Leitungen im ländlichen Raum mit einem Durchmesser > 100 cm anzunehmen.

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Kostenstruktur sowie Nutzungsdauer von Wärmenetzen. Mehr als die Hälfte der Investitionskosten entfällt auf die Errichtung der Haupttrasse, weitere 30 % auf die Hausanschlussleitungen sowie die Übergabestationen. Zusätzlich zu den Investitionskosten müssen auch Kosten für die Wartung & Instandhaltung sowie Betriebs- und Personalkosten berücksichtigt werden. Je nachdem welche Komponente des Wärmenetzes betrachtet wird, beträgt der Anteil der Wartungs- und Instandhaltungskosten an den Investitionskosten zwischen 1,00 % und 2,00 %. Versicherungen spielen mit 0,75 % der Investitionskosten eine eher untergeordnete Rolle.

Tabelle 6: Direkte und indirekte Kosten sowie Lebensdauern von Wärmenetzen und Netzkomponenten

Wärmenetz	Anteil an den Investitionskosten	Wartung & Instandhaltung*	Betrieb & Personal*	Nutzungsdauer [a]
Haupttrasse	55%	2,00%	1%	15-40
Hausanschlussleitungen und Stationen	30%	1,50%	-	15-30
Sonstige Kosten und Nebenkosten	15%	1,00%	-	20
Steuern und Versicherungen	-	0,75%	-	-

* in Abhängigkeit der Investitionskosten

Quelle: eigene Tabelle basierend auf Hofstädter, Ch. (2015). Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie. Diplomarbeit, TU Wien.

Die Nutzungsdauern für die einzelnen Komponenten im Wärmenetz schwanken teilweise erheblich. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung erscheint es daher praktikabel, im Falle der Haupttrasse von einer mittleren Lebensdauer von rund 30 Jahren auszugehen und für Hausanschlussleitungen und Übergabestationen eine mittlere Lebensdauer von rund 20 Jahren anzunehmen.

¹⁸ Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SOLargrid (FFG 834552)

¹⁹ Hofstädter, Ch. (2015). Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie. Diplomarbeit, TU Wien.

3.7 **KWK-Anlagen, Spitzenlastkessel und Holzvergaseranlagen**

Die spezifischen Investitionskosten für KWK-Anlagen bzw. Spitzenlastkessel zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung spielen im Projekt heat_portfolio eine eher untergeordnete Rolle, da eine Umrüstung der bestehenden Heizkessel zu KWK-Anlagen in den Szenarien nicht geplant ist bzw. die Kesselanlagen zur Spitzenlastabdeckung bereits realisiert sind und ein Austausch dieser nicht geplant ist. Die Investitionskosten für Holzvergaseranlagen sind insofern interessant, als die Aufrüstung der Anlage in Fallbeispiel D mit einem Holzvergasersystem eine zu untersuchende Option in den Szenarien darstellt.

Gemäß einer vom Deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebenen Studie lassen sich folgende spezifische Investitionskosten für unterschiedliche KWK-Anlagentypen festhalten:²⁰

- Blockheizkraftwerk:
 - 50 kW Leistung: 2.750 €/kW
 - 500 kW Leistung: 1.300 €/kW
 - 2 MW Leistung: 850 €/kW
- Dampfturbine 5 MW Leistung: 1.500 €/kW
- Gasturbine 10 MW Leistung: 800 €/kW
- Gas- und Dampfturbine 20 MW Leistung: 1.300 €/kW

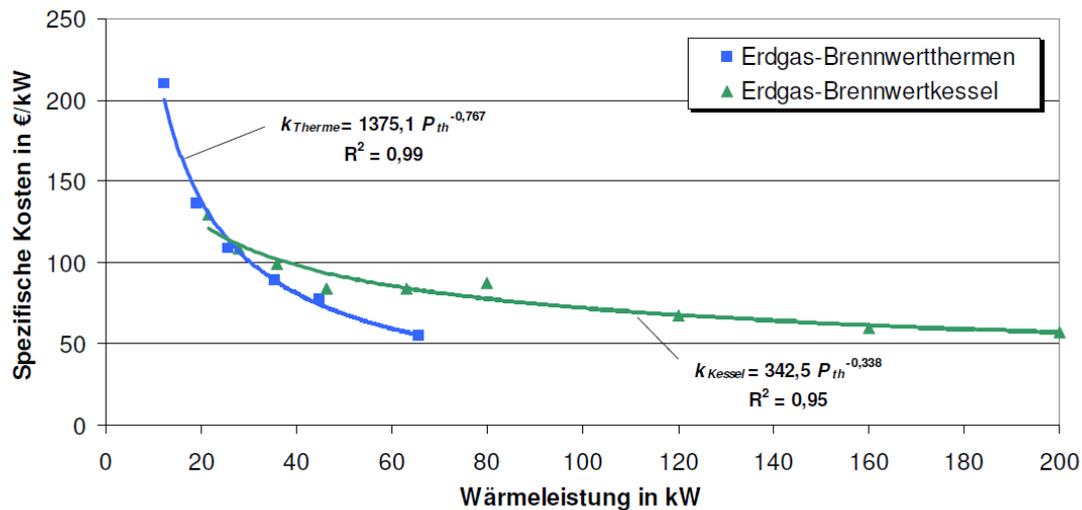
Für das Blockheizkraftwerk zeigt sich eine deutliche Kostendegression mit steigender Leistung. Die angegebenen Investitionskosten verstehen sich inklusive Planungskosten. Die Lebensdauern für die Blockheizkraftwerke mit 50 kW Leistung bzw. 500 kW Leistung werden mit 10 Jahren angegeben. Für die übrigen Anlagentypen kann mit einer Lebensdauer von 15 Jahren gerechnet werden.²¹

In Abbildung 19 werden unter anderem die spezifischen Investitionskosten für einen Erdgas-Brennwertkessel zur Spitzenlastabdeckung dargestellt. Auch hier lässt sich eine Kostendegression mit zunehmender Leistung feststellen.

²⁰ Vgl. Wunsch, M. et al (2014). Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

²¹ Vgl. Wunsch, M. et al (2014). Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Abbildung 19: Spezifische Investitionskosten Erdgasbrennwertkessel zur Spitzenlastabdeckung



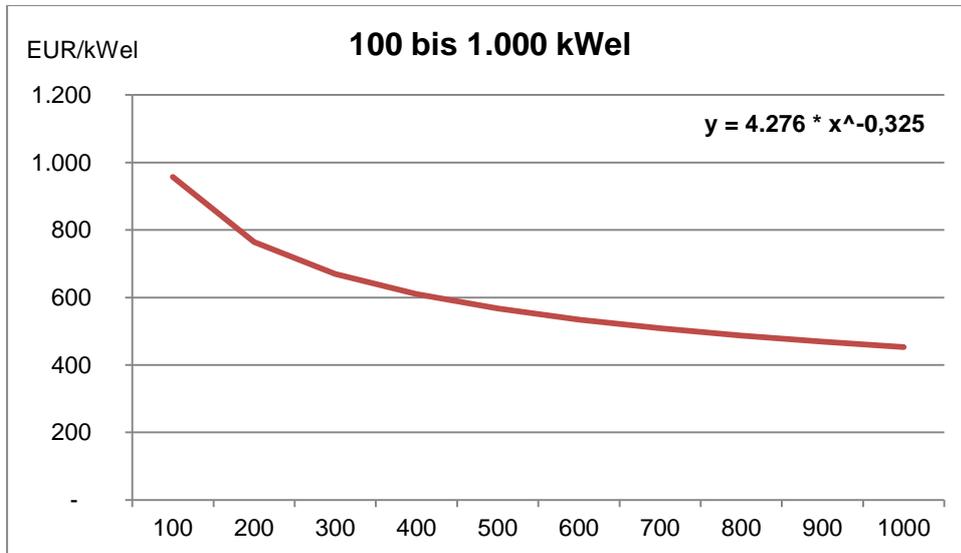
Quelle: Arndt, U. (2008). Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation, TU München.

Im Projekt heat_portfolio kommt unter anderem die Aufrüstung der Nahwärmanlage in Fallbeispiel D mit einer Holzvergaseranlage in Frage, um Strom und Wärme zu produzieren. Der thermische Wirkungsgrad einer Holzvergaseranlage liegt zwischen 50 % bis 60 %, der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 23 % bis 30 %. Es ist mit Investitionskosten in Höhe von 4.000 bis 7.500 €/kW_{el} zu rechnen. Für eine 30 kW Anlage kann mit Investitionskosten von rund 200.000 € gerechnet werden.²²

Eine weitere Komponente, die im Rahmen des vorliegenden Projekts Beachtung finden sollte, sind die spezifischen Investitionskosten für Biogas BHKW-Anlagen. Die betrachtete Größenordnung in der nachfolgenden Darstellung liegt zwischen 100 und 1.000 kW_{el}.

²² Vgl. Biomasseverband OÖ (2013). Wirtschaftlichkeit von Holzgasanlagen. Heizwerke Betreiber tag 2013. Landwirtschaftskammer OÖ bzw. Biomasseverband OÖ (2015). Strom aus kleinen Holzgasanlagen – Interessant für bäuerliche Betriebe? Fachtagung Energie 16.01.2015

Abbildung 20: Spezifische Investitionskosten (netto) für ein Biogas BHKW im Leistungsbereich von 100 bis 1.000 kW_{el}



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BHKW-Kenndaten 2014/2015

Gemäß der in Abbildung 20 angegebenen Kostenfunktion liegen die spezifischen Investitionskosten für ein Biogas BHKW mit einer Leistung von 500 kW_{el} bei rund 570 €/kW_{el}. Es ist eine Kostendegression erkennbar. Tabelle 7 zeigt ergänzend eine Übersicht über die am Markt verfügbaren KWK-Technologien sowie deren spezifische Investitionskosten.

Tabelle 7: Vergleich von KWK-Technologien

Technologie	Kolbenmotor	Dampfturbine	Gasturbine	Mikroturbine	Brennstoffzelle
Elektrische Effizienz (HHV)	27-41 %	5-40 %	24-36 %	22-28 %	30-63 %
Gesamteffizienz KWK (HHV)	77-80 %	near 80 %	66-71 %	63-70 %	55-80 %
Effektive elektrische Effizienz	75-80 %	57-77 %	50-62 %	49-57 %	55-80 %
Typische Leistung (MWel)	0,005-19	0,5-einige hundert MW	0,3-300	0,03-1	200-2,8 kommerzielle GuD
Typisches Verhältnis Energie/Wärme	0,5-1,2	0,07-0,1	0,6-1,1	0,5-0,7	1-2
Teillastfähigkeit	ok	ok	poor	ok	good
KWK Installierte Kosten [USD/kWel]	1.500-2.900	670-1.100	1.200-3.300 (5-40 MW)	2.500-4.300	5.000-6.500
KWK Installierte Kosten [EUR/kWel]	1.364-2.637	609-1.000	1.091-3.001	2.274-3.911	4.547-5.911
Brennstoffunabhängige Wartungskosten [USD/kWel]	0,009-0,025	0,006-0,010	0,009-0,013	0,009-0,013	0,032-0,038
Brennstoffunabhängige Wartungskosten [EUR/kWel]	0,008-0,023	0,005-0,009	0,008-0,012	0,008-0,012	0,029-0,035
Verfügbarkeit	96-98 %	72-99 %	93-96 %	98-99 %	> 95 %
Stunden bis zur Revision	30.000-60.000	>50.000	25.000-50.000	40.000-80.000	32.000-64.000
Zeit zum Hochfahren	10 Sek	1 Std - 1 Tag	10 Min - 1 Std	60 Sek	3 Std - 2 Tage
Brennstoffdruck	1-75	k. A.	100-500 (Kompressor)	50-140 (Kompressor)	0,5-45
Brennstoff	Erdgas, Biogas, Flüssiggas, Sauer gas, Abgas aus Industrie, Industriegas	Alle	Erdgas, synthetisches Gas, Deponiegas, Heizöl	Erdgas, Sauer gas, Flüssigbrennstoff	Wasserstoff, Erdgas, Propan, Methanol
Nutzen von erzeugter Wärme	Raumheizung, heißes Wasser, Kühlung, Niederdruck-Dampf	Prozessdampf, Fernwärme, heißes Wasser, kaltes Wasser	Wärme, heißes Wasser, Niederdruck- und Hochdruck-Dampf	Heißes Wasser, Kühlen, Heizen	Heißes Wasser, Niederdruck- und Hochdruck-Dampf
Energiedichte [kW/m²]	35-50	>100	20-500	5-70	5-20
NOx (not including SCR) (lb/MMBtu)	0,013 (fette Verbrennung) - 0,17 (magere Verbrennung)	Gas: 0,1-0,2; Holz: 0,2-0,5; Kohle: 0,3-1,2	0,036-0,05	0,015-0,036	0,0025-0,004
NOx (not including SCR) (lb/MWhTotalOutput)	0,06 (fette Verbrennung) - 0,8 (magere Verbrennung)	Gas: 0,4-0,8; Holz: 0,9-1,4; Kohle: 1,2-5,0	0,52-1,31	0,14-0,49	0,011-0,016

Quelle: EPA (2015): *Catalog of CHP Technologies*; http://epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_full.pdf

Investitionskosten in den Fallbeispielen: Für **Fallbeispiel D** wird die Möglichkeit untersucht, eine Holzvergaseranlage zu ergänzen. Die Investitionskosten für die Holzvergaseranlage für die betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung wurden vom Projektpartner AIT übermittelt und mit 1.450.000 € beziffert. Zusätzlich muss die Errichtung eines Gebäudes für die Unterbringung des Holzvergasers berücksichtigt werden. Dazu werden durchschnittliche Kosten für das Gebäude i.H.v. 70.000 € angesetzt.²³ Auf Basis dieser Angaben ergibt sich eine **Gesamtinvestition i.H.v. rund 1,8 Mio. €**. Wartung und Betrieb des Holzvergasers werden mit 4 €/Betriebsstunde angesetzt.²⁴ Ausgehend von 6.000 h/a ergeben sich Wartungs- und Betriebskosten i.H.v. 24.000 €/a.

Neben den Erlösen aus dem Wärmeverkauf müssen in diesem Szenario auch die Erlöse aus dem Stromverkauf von 2.300 MWh à 18,61 Cent/kWh berücksichtigt werden. Die Gesamterlöse belaufen sich damit auf 428.030 €/a.

3.8 Übergabestationen

Die spezifischen Investitionskosten sind in der Literatur schwer verfügbar. Daher beziehen sich die nachfolgend dargestellten Preise auf Listenpreise inkl. MwSt. Da Preise unter anderem auch durch von den Händlern gewährte Rabatte, z.B. aufgrund der abgenommenen Menge an Geräten oder individuell ausgehandelten Rabatten, beeinflusst werden, müssen diese Listenpreise auf jeden Fall auf deren Realitätsnähe für die in heat_portfolio untersuchten Fallbeispiele geprüft werden.

Tabelle 8 zeigt die erhobenen Listenpreise für Fernwärmeübergabestationen.

Tabelle 8: Exemplarische Listenpreise für Fernwärmeübergabestationen in unterschiedlichen Leistungsklassen

Modell	Leistung [kW]	Preis inkl. MwSt. [€]	Preis inkl. MwSt. [€/kW]
Danfoss AVLUX2035	20	5.034,00	251,70
Danfoss AVLUX3035	30	5.105,00	170,16
Danfoss AVLUX3055	20	5.105,00	255,24
Danfoss AVLUX2056	30	5.175,80	172,53
Danfoss VXHWS20	20	3.321,60	166,08
Danfoss VXHW30	30	3.409,20	113,64
Danfoss Unistat 1016A16	16	4.502,40	281,40
Danfoss Unistat 1016A30	30	4.036,80	134,56
Danfoss Unistat 1016A16P	16	3.904,80	244,05
Danfoss Unistat 1016A30P	30	4.036,80	134,56

²³

vgl.

http://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Bauen_und_Wohnen/Biomasseheizanlagen.pdf (dl: 05.08.2017)

²⁴

vgl.

http://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Bauen_und_Wohnen/Biomasseheizanlagen.pdf (dl: 05.08.2017)

Modell	Leistung [kW]	Preis inkl. MwSt. [€]	Preis inkl. MwSt. [€/kW]
Danfoss DSAMINI42	42	4.828,80	114,97
Danfoss DSAMINI60	60	5.680,80	94,68
Danfoss DSAMINI75	75	6.378,00	85,04
Danfoss DSAMIDI90	90	8.194,80	91,05
Danfoss DSAMIDI105	105	8.846,80	84,26
Danfoss DSAMID120	120	9.171,60	76,43
Danfoss DSAMID140	140	9.523,20	68,02
Danfoss DSAMIDI90P	90	7.208,40	80,09
Danfoss DSAMIDI105P	105	7.860,00	74,86
Danfoss DSAMID120P	120	8.185,20	68,21
Danfoss DSAMID140P	140	8.516,40	60,83
Danfoss COMW37	37	1.375,20	37,17
Danfoss COMW45	45	1.488,00	33,07
Danfoss COMW55	55	1.600,80	29,11

Quelle: <http://www.inocal.com/c/44/Fernwaermestationen.html> (dl: 31.03.2016)

Wie erwartet zeigen sich große Abhängigkeiten der Investitionskosten von den installierten Leistungsgrößen. Daher ist es für die Bewertung der Szenarien im Projekt heat_portfolio insbesondere wichtig, die Leistungsgrößen und Dimensionierung der verbauten Komponenten zu kennen. Aufgrund der Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von den Auslegungsparametern, sind durch die Annahme von Durchschnittswerten – sofern die Dimensionierung in den Szenarien nicht bekannt ist – größere Unsicherheiten im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu erwarten.

4 Betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse

Das Ziel des Projektes „heat_portfolio“ ist die Herleitung der technischen Grundlagen zur signifikanten Erhöhung des Anteils oftmals dezentral vorliegender, alternativer Wärmequellen (insbesondere industrielle Abwärme, Solarthermie und oberflächennahe Geothermie) in Wärmenetzen. Dazu werden speziell die Einbindung von Speichern und Wärmepumpen, regelungstechnische Strategien und hydraulische Einbindungsvarianten sowie nutzerseitige Maßnahmen in verallgemeinerungsfähiger bzw. replizierbarer Form entwickelt und anhand mehrerer Fallbeispiele aus den Bundesländern Niederösterreich, Salzburg, Steiermark und Burgenland mit Hilfe von dynamischen Simulationsrechnungen aufeinander angepasst. Die Bewertung der Fallbeispiele erfolgt anhand der Untersuchung der jeweiligen Nachhaltigkeitsperformance und mittels ökonomischer Kriterien. Die ökonomischen Kriterien unterteilen sich dabei in betriebswirtschaftliche und volks- bzw. regionalwirtschaftliche (im Sinne der Regionalentwicklung) Attribute.

Im vorliegenden Bericht werden für die Fallbeispiele die Ergebnisse der betriebs- und volks- bzw. regionalwirtschaftlichen Analysen dargestellt. Die Analysen wurden einerseits für den Status Quo, also die IST-Situation, sowie für zukünftige Szenarien infolge von Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger durchgeführt.

In Kapitel 4.1 erfolgt die Beschreibung der Methoden zur betriebs- und volkswirtschaftlichen Bewertung. Kapitel 0 enthält die Ergebnisse der ökonomischen Analysen des Status Quo der betrachteten Fernwärmenetze, während in Kapitel 4.6 ausgewählte Szenarien ökonomisch bewertet werden. Kapitel 4.7 stellt das Fazit der ökonomischen Bewertungen dar.

4.1 *Vorgehensweise bei der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analyse*

4.1.1 Datengrundlage

Für die Bewertung des Status-quo wurde ein Fragebogen erstellt (siehe Anhang), der die betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten zur Errichtung der Anlagen und Netze in den Fallbeispielen abfragt. Zusätzlich wurden auch erwartete zukünftige Entwicklungen sowie derzeitige Brennstoffpreise sowie Endkundenpreise für die gelieferte Nahwärme abgefragt. Die betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung des Status-quo fußt demnach auf realen, von den Betreibern in den Fallbeispielen, gemeldeten Daten. Im Gegensatz dazu beruht die ökonomische Bewertung der für die Fallbeispiele untersuchten Szenarien auf literaturbasierten Angaben zu den spezifischen Investitionskosten für die geplanten technischen Komponenten.

4.1.2 Szenarienauswahl

Zur Vorgehensweise ist generell zu sagen, dass nicht alle Szenarien, die in der technischen Simulationsanalyse bearbeitet werden, auch in die betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse Eingang finden. Die betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse umfasst nur jene Szenarien, die von den Betreibern der analysierten Wärmenetze aus organisatorischen und wirtschaftlichen Gründen als realistisch für eine potentielle Umsetzung angesehen werden. Ausschlaggebend waren dazu Gespräche mit den Projektpartnern an den Standorten sowie SOLID GmbH und dem AIT. Insbesondere beim Projektmeeting (Konsortialmeeting) am 23.10.2017 am AIT wurde die Auswahl der Szenarien für die betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse diskutiert und fixiert.

In Szenario A wird SubszENARIO A1 – die Errichtung eines zentralen Pufferspeichers – in der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analyse bewertet. Die Szenarien A3, A4 und A5 werden

vom Betreiber des Nahwärmenetzes als unrealistisch eingeschätzt, da hier die Dezentralität stark im Fokus steht und somit Änderungen im System direkt beim Verbraucher (z.B. Einbau Booster Wärmepumpe bei Übergabestation, Installation Solarthermie auf Hausdächern, etc...) notwendig wären, die sich nach Einschätzung des Betreibers aus organisatorischen Gründen nicht umsetzen lassen. Szenario A2 sieht die Errichtung einer zentralen Solarthermieanlage vor, um den Warmwasserbedarf im Sommer zur Gänze durch solare Wärme decken zu können. Dieses Szenario erscheint für das in Szenario A betrachtete Nahwärmenetz als nicht wirtschaftlich. Der Projektpartner SOLID GmbH bestätigt zudem, dass dieser Standort, aufgrund der geringen Wärmedichte, für eine Realisierung eines derartigen Projekts eher ungeeignet ist, daher wird Szenario A2 in der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analyse nicht weiterverfolgt.

Für Szenario B hat sich in Gesprächen mit dem Betreiber das Szenario B4 – der Einsatz einer Wärmepumpe zur Rauchgaskondensation - als einzig realistisch umsetzbares Szenario herauskristallisiert. Daher wird dieses als einziges aus dem Szenarienbündel in der betriebs- und volkswirtschaftlichen Analyse weiter betrachtet. Für die Szenarien B1 bis B3 wird eine Umsetzung als unwahrscheinlich angesehen, da auch hier beim dezentralen Einsatz von Solarthermieanlagen sowie Wärmespeichern bei jeder Übergabestation erhebliche organisatorische Hürden eine Umsetzung behindern.

In Szenario C wurde das Szenario C2 der betriebs- und volkswirtschaftlichen Bewertung unterzogen. Dazu wurde am 31.01.2018 ein Telefongespräch mit Vertretern des Betreiberunternehmens am Standort C geführt, in dem die als realistisch anzusehenden Kombinationen aus Größe des zentralen Speichers und der einzusetzenden Wärmepumpe festgelegt wurden. Im Szenario C2 werden demgemäß folgende Speicherkombinationen untersucht: 5.000 m³ Speicher ohne Wärmepumpe, 50.000 m³ Speicher + 500 kW Wärmepumpe und 30.000 m³ Speicher + 500 kW Wärmepumpe.

In Fallbeispiel D wurde das Szenario D3 als zu untersuchendes Szenario ausgewählt. Seitens des Betreibers wird als Vorteil dieses Szenarios die Gewährung des Ökostromeinspeisetarifs für den Strom aus dem Holzgas-betriebenen KWK.

4.2 Systemgrenzen

Der ökonomischen Untersuchung liegt eine systemische Betrachtungsweise ausgewählter Fallbeispiele in Wärmenetzen Österreichs zugrunde. Während die betriebswirtschaftlichen Analysen Konzepte und Strategien in konkreten Wärmenetzen in Niederösterreich (Fallbeispiel A), in Salzburg (Fallbeispiel B), in der Steiermark (Fallbeispiel C) und im Burgenland (Fallbeispiel D) betrachten, wird die geografische Systemgrenze in den volkswirtschaftlichen Simulationen zur Quantifizierung der regionalwirtschaftlichen Effekte auf die jeweiligen Bundesländer Steiermark, Niederösterreich, Salzburg und Burgenland ausgeweitet.

Für die Status Quo-Betrachtungen ist das Jahr 2016 generell die obere zeitliche Systemgrenze, während die untere zeitliche Systemgrenze sich an dem Errichtungsjahr des jeweiligen Wärmenetzes orientiert und je nach Fallbeispiel variiert. Die ökonomische Evaluierung von zukünftigen Szenarien wird für den Zeitraum von der Implementierung bzw. der Inbetriebnahme des Wärmenetzes bis 2030 durchgeführt.

4.3 Methodik der betriebswirtschaftlichen Analyse

Die Resultate der Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit sowie die Szenarien zur Optimierung der verschiedenen Wärmenetze dienen als Berechnungsgrundlage für die betriebswirtschaftlichen Analysen.

Innerhalb der betriebswirtschaftlichen Analyse wurde auf die dynamische Investitionsrechenmethode der Kapitalwerte zurückgegriffen, da diese erlaubt, exogen und dynamisch veränderliche Einflüsse wie Preissteigerungen und Preisdegressionen von Energie und Komponenten sowie Energiebedarfsveränderungen in der Kalkulation mit zu berücksichtigen. Bei der Kapitalwertmethode wird unterstellt, dass während der geplanten Nutzungsdauer sämtliche positiven Einzahlungsüberschüsse bzw. Umsätze, zum Kalkulationszinssatz von k % p.a. bis zum geplanten Ende der Nutzung veranlagt bzw. sämtliche negativen Auszahlungsüberschüsse, Kosten, zum Kalkulationszinssatz k % p.a. bis zum geplanten Ende der Nutzung am Kapitalmarkt ausgeborgt werden können. Der für die Kalkulation angesetzte Zinssatz hat deshalb einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der künftigen Ein- und Auszahlungen des Investitionsprojektes und somit auf dessen Amortisationsdauer. Kosten definieren sich dabei als Summe der Investitions-, Betriebs-, Neben- und Energieträgerkosten (unter Berücksichtigung eventueller Investitionsförderungen) und Umsätze als Produkt aus der an den Endkunden gelieferten Wärmemenge und Wärmepreis. Der Kapitalwert einer Investition ist die Summe der Barwerte aller durch diese Investition verursachten Zahlungen (Ein- und Auszahlungen) und definiert sich für den Zeitpunkt t folgendermaßen:

$$\text{jährlicher Barwert}_t = \frac{\text{Kosten}_t + \text{Umsätze}_t}{(1+k)^t}$$

Ausgehend davon lässt sich für den Zeitraum $t = 0, \dots, T$ der kumulierte Barwert bestimmen:

$$\text{kumulierter Barwert} = \sum_{t=0}^T \text{jährlicher Barwert}_t$$

Die dynamisierte Methode für die Ermittlung der Amortisationszeit erlaubt es den Zeitpunkt des Rückflusses (Gewinn + Abschreibung) der Investition zu berücksichtigen. In dem Jahr, in welchem die Summe der Rückflüsse den ursprünglichen Kapitaleinsatz übersteigt, hat sich eine Investition amortisiert. Somit wird bei dieser Form der Vergleichsrechnung das Jahr ermittelt, in dem sich eine Investition amortisiert. Zur Berücksichtigung von Zinsen bzw. der Berechnung des Barwerts (Wert, den zukünftige Rückflüsse in der Gegenwart besitzen), werden die Rückflüsse mit dem Abzinsungsfaktor multipliziert.

Innerhalb dieses Konzeptes gilt ein Projekt ab dem Zeitpunkt als amortisiert, sobald der kumulierte Barwert positiv ist. Stellt t^* den Zeitpunkt mit letztmalig negativem kumulierten Barwert dar, so gilt ein Projekt bzw. Objekt als amortisiert, falls Folgendes gilt:

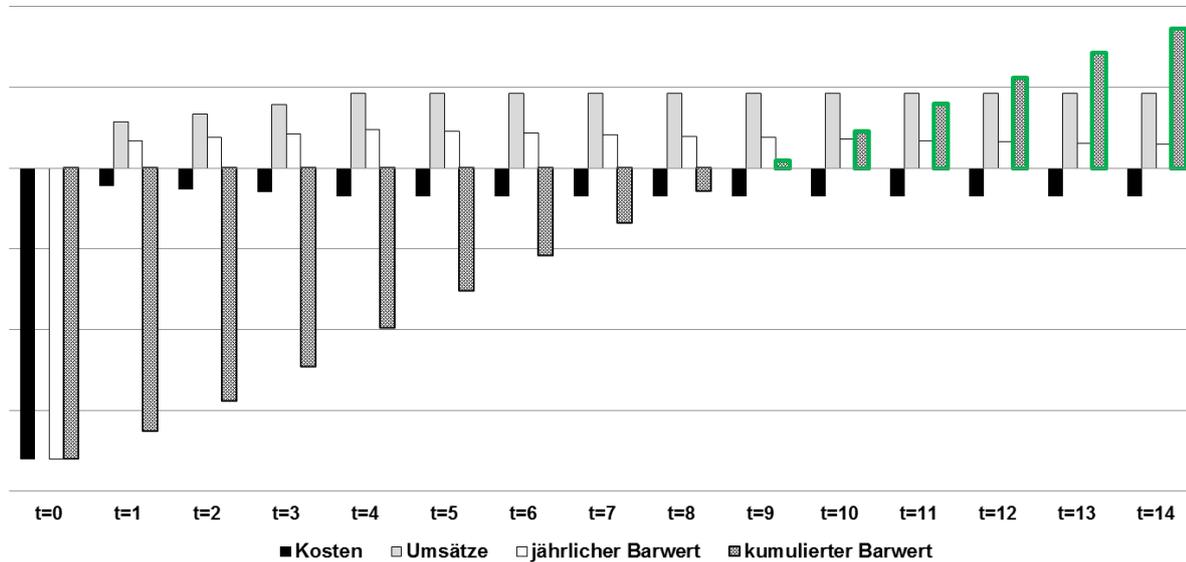
$$\text{kumulierter Barwert}_{t^*+1} > 0$$

Ausgehend davon kann die Aussage getroffen werden, dass ein Projekt betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, wenn die dynamische Amortisationszeit nicht geringer als die Lebensdauer ist.

Zur Veranschaulichung sei auf das grafische Beispiel in Abbildung 21 verwiesen. Dabei wird die Annahme getroffen, dass das betrachtete Wärmenetz eine technologische Lebensdauer von 15 Jahren besitzt. Das betrachtete Wärmenetz ist nach 9 Jahren bzw. im 10. Jahr amortisiert. Die dynamische Amortisationsdauer ist somit geringer als die technologische

Lebensdauer des Wärmenetzes (15 Jahre). Somit ist nach dem Konzept der dynamischen Amortisationszeit das Projekt betriebswirtschaftlich sinnvoll.

Abbildung 21: Beispiel zur grafischen Darstellung der betriebswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der Umsetzung eines Wärmenetzes mit einer technologischen Lebensdauer von 15 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Methodik der volkswirtschaftlichen Analyse

Die volkswirtschaftliche Analyse fokussiert die Frage, welcher makroökonomische Beitrag in Form von zusätzlichem Bruttoregionalprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die Implementierung der verschiedenen Wärmenetze geschaffen wurde und in den einzelnen Szenarien geschaffen werden kann. Im Mittelpunkt stehen dabei - im Vergleich zur betriebswirtschaftlichen Untersuchung - nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Wärmenetzbetreiber), sondern die regionalen Volkswirtschaften Niederösterreich, Salzburg, Steiermark und Burgenland, in welchen sich die jeweiligen Wärmenetze befinden.

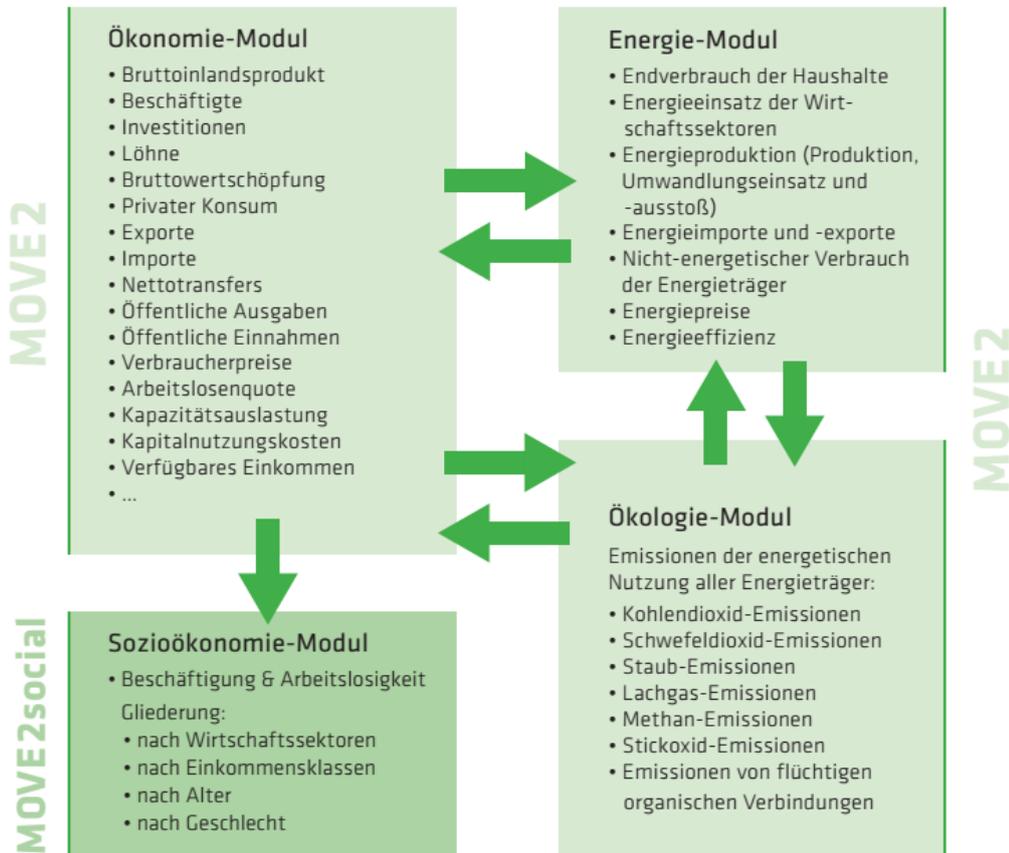
Als Instrument der volkswirtschaftlichen Analyse dient das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz im Jahr 2008 entwickelte Simulationsmodell MOVE (Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit Schwerpunkt Energie), welches zur detaillierten Analyse ökonomischer Veränderungen sowie insbesondere Veränderungen am Energiemarkt in (Ober)Österreich konzipiert wurde.²⁵ Durch Anpassung ausgewählter Strukturparameter und der Datenbasis konnte das Modell für die im Projekt betrachteten Regionen (Bundesländer) eingesetzt werden.

Das Simulationstool ist als makroökonomisches Modell konzipiert, welches zusätzlich zur Modellierung verschiedener Sektoren die Energieflüsse von unterschiedlichen Energieträgern genauestens beleuchtet. Das Modell wurde seit seiner Entwicklung in zahlreichen Untersuchungen zur Beantwortung energie- und umweltökonomischer Fragestellungen auf regionaler und nationaler Ebene genutzt. Seit dem Jahr 2013 erfolgten ein Update der Datenbasis des Modells sowie eine dadurch notwendige Anpassung der Gleichungsstrukturen.

²⁵ Für einen Überblick sei auf Tichler (2009) verwiesen.

Das Update des Modells trägt den Namen MOVE2 und wird seit Herbst 2014 für Forschungsfragen zu volkswirtschaftlichen, energiepolitischen und umweltpolitischen Fragestellungen herangezogen. In Folge der Entwicklung des Zusatzmoduls MOVE2social wurden sozioökonomische Parameter integriert.²⁶ Abbildung 22 gibt einen Überblick über die verschiedenen Module von MOVE2.

Abbildung 22: MOVE2 / MOVE2social: Übersicht zu den Modulen



Quelle: Baresch et al. (2014)

Grundsätzlich werden in makroökonomischen Modellen beobachtbare ökonomische Zusammenhänge mithilfe ökonomischer Verfahren in spezifischen strukturellen Gleichungssystemen abgebildet. Sämtliche endogenen Variablen werden durch stochastische Gleichungen erklärt, sodass durch dieses Gleichungssystem die makroökonomischen Interdependenzen modelliert werden können. Die ökonomischen Zusammenhänge werden mithilfe von Zeitreihen abgebildet, sodass das Modell die ökonomischen Strukturen der Vergangenheit zur Simulation bestimmter Veränderungen heranzieht. Die spezifizierten Theorie-basierten Gleichungen werden mithilfe ökonomischer Verfahren geschätzt und in die Modellstruktur implementiert. Neben den stochastischen Gleichungen besteht die Modellstruktur auch aus Identitätsgleichungen, die das Modell zusätzlich spezifizieren. Das Modell umfasst 437 Variablen, wobei 322 Variablen endogen sind und somit 115 Variablen exogene Faktoren darstellen. Als Konsequenz beinhaltet das Modell 322 Gleichungen. Im Ökonomie-Teil können Auswirkungen für 13 verschiedene Sektoren dargestellt werden. Das

²⁶ Für eine detaillierte Übersicht hinsichtlich Modelleckdaten, Module und Einsatz des Modells sei auf Baresch et al. (2014) verwiesen.

Energie-Modul beinhaltet die umfassende Analyse von 24 Energieträgern, deren Emissionen schließlich im Ökologie-Modul abgebildet werden können.

Die Simulation mit dem Modell MOVE2 umfasst die Berechnung von zwei verschiedenen Pfaden auf denen sich die regionale Volkswirtschaft befindet. Der erste Entwicklungspfad errechnet die zukünftige Entwicklung der im Modell endogenen Variablen (unter einer bestimmten Definition der zukünftigen Entwicklung der exogenen Variablen), ohne Eingriff in bestimmte Parameter des Modells. Dieser Entwicklungspfad kann als **business-as-usual-Szenario** bezeichnet werden. Der zweite Entwicklungspfad, das **Simulationsszenario**, errechnet die zukünftige Entwicklung aller endogenen Variablen bei Veränderung eines bestimmten Parameters (endogen oder exogen) durch den Anwender des Simulationsmodells. Demnach sind Ergebnisse des Simulationstools als zusätzliche Effekte, welche ohne die Implementierung der jeweiligen Maßnahme nicht stattgefunden hätten, zu interpretieren. Bei der Interpretation der Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulationsanalysen für die Szenarien ist darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse zusätzliche Auswirkungen im Vergleich zu einer Situation, in dem das gesamte Wärmenetz (auch dessen Bestand) nicht existiert, wiedergeben. In der Mehrzahl der betrachteten Szenarien sind die volkswirtschaftlichen Größen durch die Implementierung zusätzlicher Technologien zu niedrig, um eine aussagekräftige volkswirtschaftliche Analyse im Vergleich zum Bestand bzw. Status Quo durchzuführen.

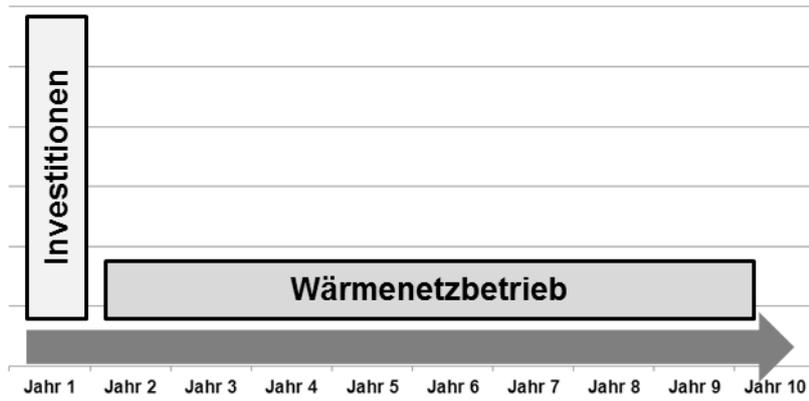
Als Basis für die dynamische Simulationsanalyse anhand von MOVE2 dienen die Investitions- und Kostenberechnungen der betriebswirtschaftlichen Untersuchungen. Weiters wurden für die volkswirtschaftliche Berechnungen Wertschöpfungsanteile an den betrachteten Technologien und Materialien sowie die sektorale Investitionswirksamkeit und Finanzierung (Rücklagen, Ersparnisse) aufbereitet. Per Annahme werden im Projekt „heat_portfolio“ die Wertschöpfungsabflüsse von 50 % in den Simulationen berücksichtigt. Die für den Anlagenbau und die Technologien notwendigen Investitionen werden in den Sektoren Bau, Energiewirtschaft, Dienstleistungen und Sachgütererzeugung wirksam. Unternehmen und Haushalte stehen vor der Entscheidung, ob sie auf Veränderungen in der Kostenstruktur mit einer Substitution innerhalb der Investitionen bzw. des Konsums oder mit einer Veränderung ihrer Rücklagen bzw. Ersparnisse reagieren. Der Finanzierungsanteil für private Haushalte und Unternehmen aus Rücklagen und Ersparnissen beläuft sich in der vorliegenden Studie auf zwei Drittel.

Die jeweiligen volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren dabei grundsätzlich auf unterschiedlichen Faktoren, welche sich qualitativ folgendermaßen zusammenfassen lassen:

- Investitionsimpulse seitens der Unternehmen (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und
- Leistungsbilanzeffekte infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl, Gas) infolge der zusätzlichen Wärmeproduktion.

Die Simulationen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Implementierung der jeweiligen Wärmenetze zeigen die volkswirtschaftlichen Effekte auf. Diese werden z.B. in Form einer Veränderung des Bruttoregionalproduktes, der Beschäftigung oder der Leistungsbilanz innerhalb des Betrachtungszeitraums ausgewiesen. Festzuhalten ist zudem, dass die Investitionsvolumina und Wärmeproduktionsmengen ausschlaggebend für die Intensität der jeweiligen Effekte sind. Die Zeitpunkte der Investitionen und der Inbetriebnahme des Wärmenetzes sind ausschlaggebend für die Simulationsergebnisse bzw. den Verlauf (siehe Abbildung 23). Dabei wird in den Analysen des Status Quo davon ausgegangen, dass die Installation des Wärmenetzes im ersten Jahr und dessen Betrieb in den darauffolgenden Jahren stattfindet. Innerhalb der Szenarien, welche die Implementierung verschiedener Technologien ab 2018 umfassen, erfolgt die Installation der zusätzlichen Technologien im Jahre 2018, wobei der Betrieb ebenfalls ab 2018 stattfindet.

Abbildung 23: Ablauf innerhalb der volkswirtschaftlichen Simulationsanalysen



Quelle: Eigene Darstellung

4.5 Ökonomische Bewertung des Status Quo

4.5.1 Fallbeispiel A

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Status Quo für Fallbeispiel A (Wärmenetz in Niederösterreich) erfolgt für den Zeitraum 1994 bis 2015.

4.5.1.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

Die betriebswirtschaftliche Analyse des Status Quo des Wärmenetzes in Niederösterreich (Fallbeispiel A) umfasst den Zeitraum 1994 – 2015. Die Anfangsinvestition im Jahre 1994 betrug ca. 0,6 Mio. €, wobei eine Förderung von ca. 0,4 Mio. € stattfand (siehe Tabelle 10 und Abbildung 24). In 1994 ergaben sich zudem Anschlussgebühren in Höhe von ca. 0,1 Mio. €. Im Jahre 2015 ergeben sich Betriebs- und Nebenkosten von 23.300 € und Energieträgerkosten von 37.200 € (siehe Tabelle 9 und Abbildung 25). Infolge einer Wärmeabgabe an die Endkunden von 892 MWh ergibt sich ein Umsatz von 63.714 € (siehe Tabelle 10) im Jahr 2015. Für das Wärmenetz in Niederösterreich (Fallbeispiel A) lässt sich unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % eine dynamische Amortisationsdauer von 14 Jahren ableiten. Somit hat sich das Wärmenetz ab 2008 amortisiert (siehe Abbildung 26).

Tabelle 9: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetzes in Niederösterreich, 1994/2015

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen - 1994/2015	
Anfangsinvestitionen in 1994	560.685 €
Förderung in 1994	435.418 €
Anschlussgebühren in 1994	103.559 €
Betriebs- und Nebenkosten in 2015	23.300 €
Energieträgerkosten in 2015	37.200 €
Wärmeabgabe an den Endkunden in 2015	892 MWh
Umsatz in 2015	63.714 €

Anmerkungen: In den Jahren 2004 und 2006 erfolgte eine Förderung von 15.000 € und 7.000 €. In den Jahren 2004, 2006, 2011 und 2012 wurden Anschlussgebühren in Höhe von 12.536 €, 9.265 €, 31.309 € und 20.891 € eingenommen. Durch Netzerweiterungen ergeben sich in den Jahren 2004, 2006, 2011 und 2012 Kosten in Höhe von 35.000 €, 24.000 €, 31.309 € und 20.891 €.

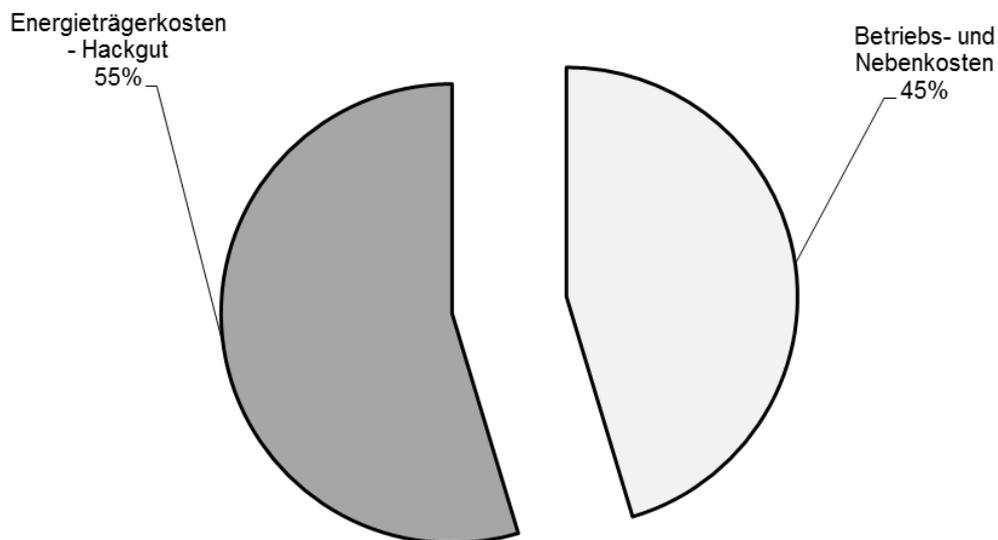
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 24: Anfangsinvestitionen (exkl. Förderung) im durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetz in Niederösterreich, 1994



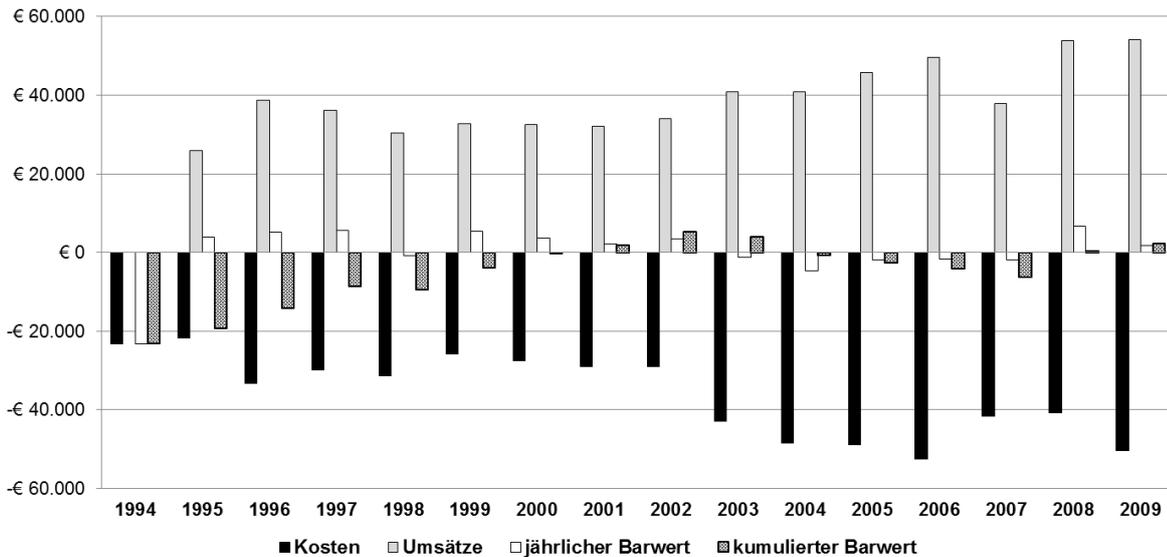
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 25: Durchschnittliche jährliche Betriebs-, Neben-, und Energiekosten im durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetz in Niederösterreich, 1995 - 2015



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 26: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetzes in Niederösterreich



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

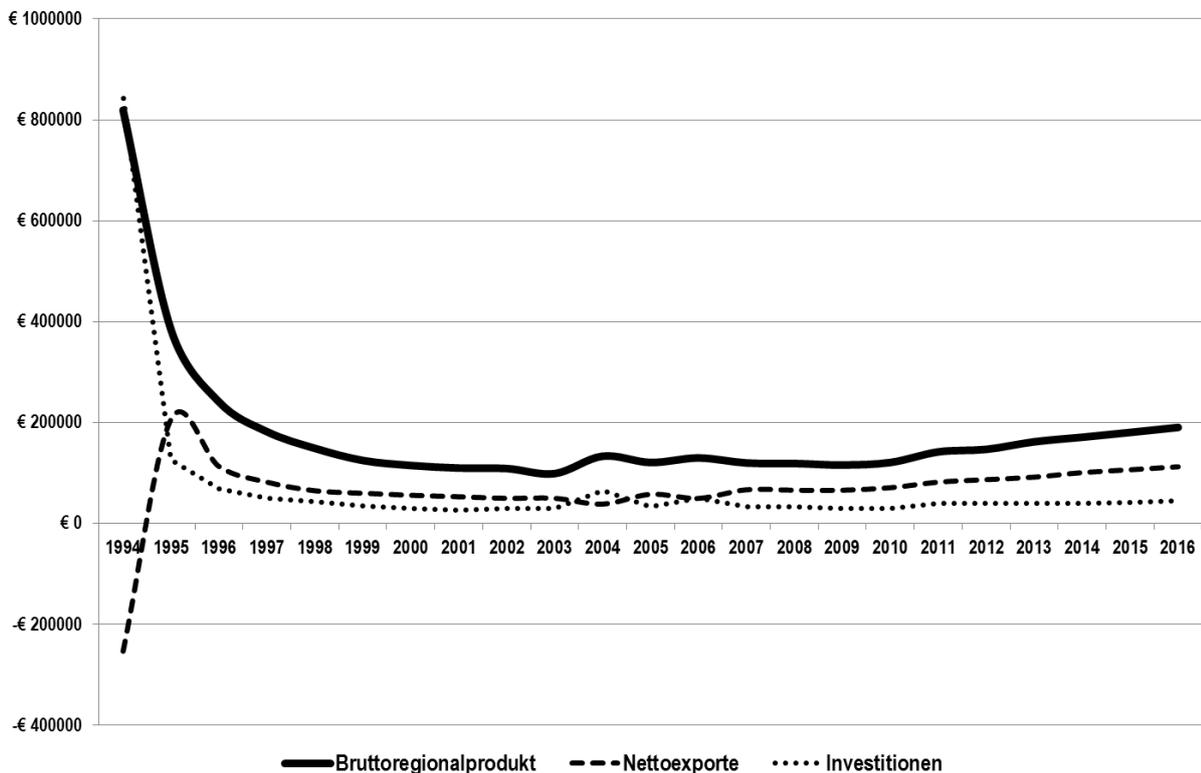
4.5.1.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse des Status Quo des Wärmenetzes in Niederösterreich (Fallbeispiel A) wurde für den Zeitraum 1994 – 2016 durchgeführt. Für den Beobachtungszeitraum kann durch die Implementierung des Wärmenetzes ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 0,2 Mio. € pro Jahr konstatiert werden. Treiber dieser Entwicklungen sind Investitionsimpulse durch die Implementierung des Wärmenetzes (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und Leistungsbilanzeffekte infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl) infolge der Wärmeproduktion. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes ergeben sich zudem positive Beschäftigungseffekte.²⁷

Abbildung 27 und Tabelle 10 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

²⁷ Da die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten pro Jahr kleiner als 10 ist, wird diese nicht weiter quantifiziert.

Abbildung 27: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft Niederösterreichs im Vergleich zu einer Situation ohne eine Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel A dargestellte Wärmenetz, 1994-2016



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

Tabelle 10: Volkswirtschaftliche Effekte durch in Fallbeispiel A dargestellte Wärmenetz in Niederösterreich

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 1994-1995	Ø 1994-2016
Bruttoregionalprodukt	+0,6 Mio. € pro Jahr	+0,2 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,5 Mio. € pro Jahr	+0,2 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,0 Mio. € pro Jahr	+0,2 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

4.5.2 Fallbeispiel B

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Status Quo für Fallbeispiel B (Wärmenetz in Salzburg) erfolgt für den Zeitraum 2012 bis 2016.

4.5.2.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

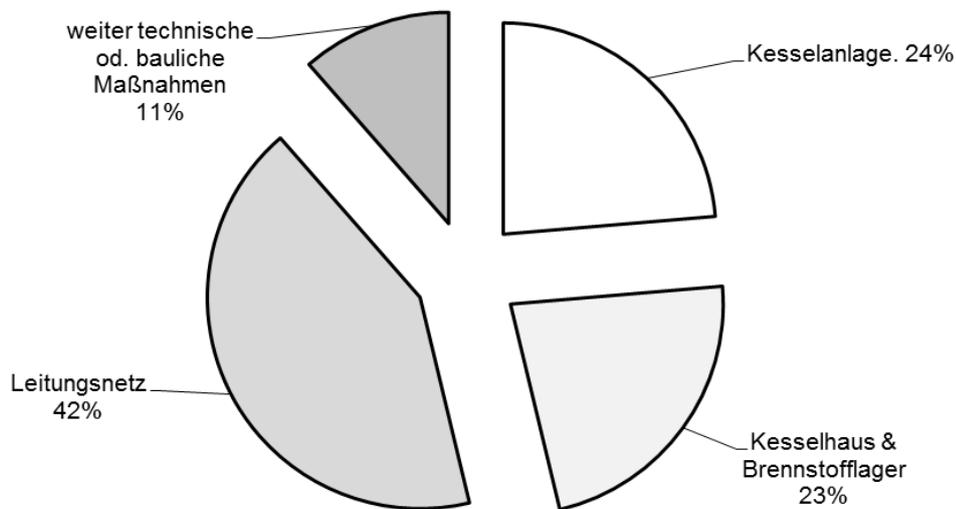
Die betriebswirtschaftliche Analyse des Status Quo des Wärmenetzes in Salzburg (Fallbeispiel B) umfasst den Zeitraum 2012-2016. Die Anfangsinvestition im Jahre 2012 betrug ca. 3,1 Mio. €, wobei eine Förderung von ca. 1,3 Mio. € stattfand (siehe Tabelle 11 und Abbildung 28). Im Jahre 2016 ergeben sich Betriebs- und Nebenkosten von 51.500 € und Energieträgerkosten von 118.280 € (siehe Tabelle 11 und Abbildung 29). Infolge einer Wärmeabgabe an die Endkunden von 6.469 MWh ergibt sich ein Umsatz von 0,5 Mio. € (siehe Tabelle 11) im Jahr 2016. Für das Wärmenetz in Salzburg (Fallbeispiel B) lässt sich unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % eine dynamische Amortisationsdauer von 10 Jahren ableiten. Somit wäre das Wärmenetz ab 2021 amortisiert (siehe Abbildung 30).

Tabelle 11: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetzes in Salzburg, 2012/2016

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen - 2009/2016	
Anfangsinvestitionen in 2012	3.095.000 €
Förderung in 2012	1.292.000 €
Betriebs- und Nebenkosten in 2016	51.500 €
Energieträgerkosten in 2016	118.280 €
Wärmeabgabe an den Endkunden in 2016	6.469 MWh
Umsatz in 2016	461.498 €

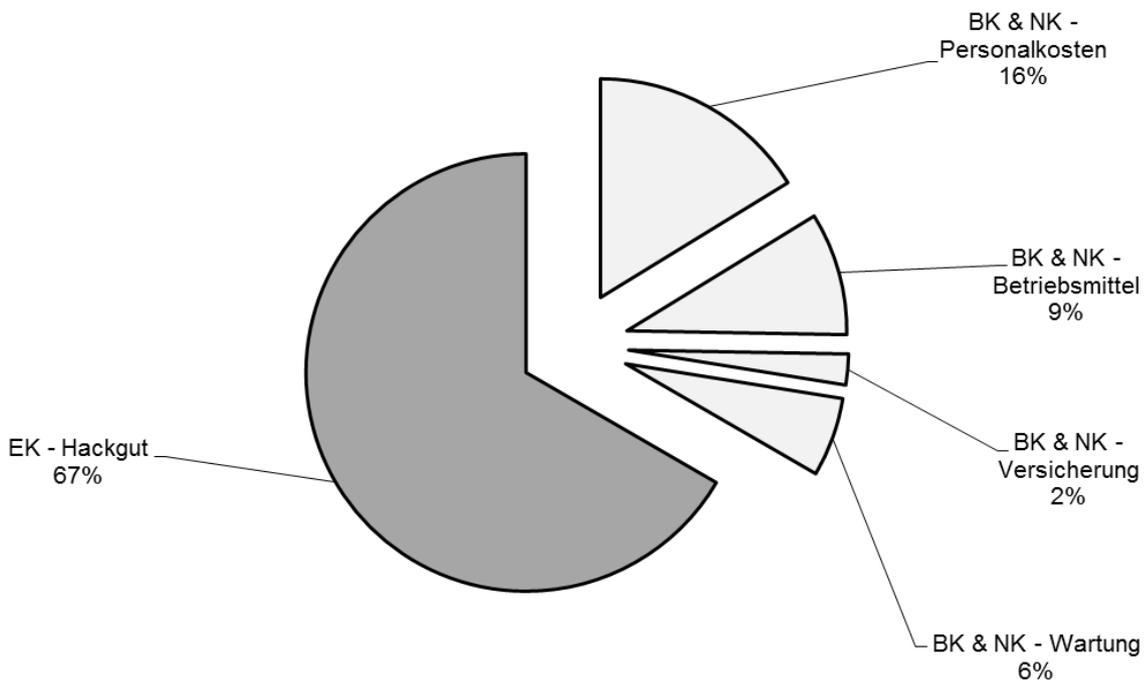
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 28: Anfangsinvestitionen (exkl. Förderung) im durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetz in Salzburg, 2012



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

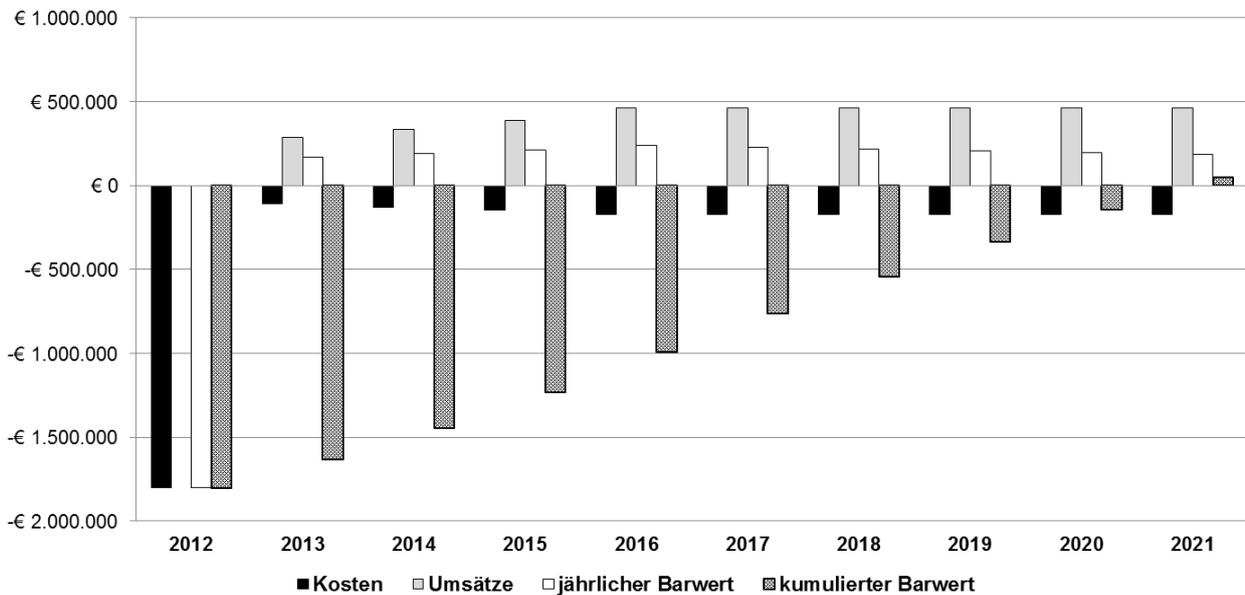
Abbildung 29: Durchschnittliche jährliche Betriebs-, Neben-, und Energiekosten im durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetz in Salzburg, 2013-2016



Anmerkungen: EK = Energieträgerkosten, BK & NK = Betriebs- und Nebenkosten.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 30: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetzes in Salzburg



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %.

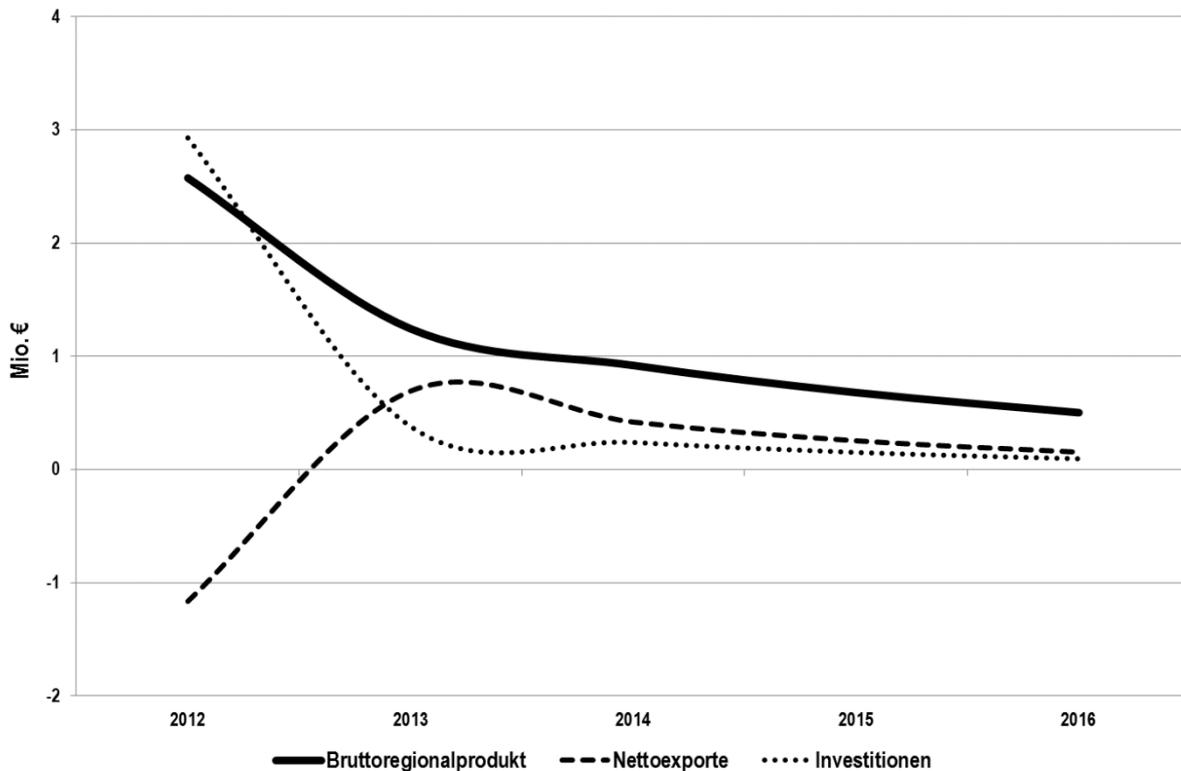
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

4.5.2.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse des Status Quo des Wärmenetzes in Salzburg (Fallbeispiel B) wurde für den Zeitraum 2012 – 2016 durchgeführt. Für den Beobachtungszeitraum kann durch die Implementierung des Wärmenetzes ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 1,2 Mio. € pro Jahr konstatiert werden. Treiber dieser Entwicklungen sind Investitionsimpulse durch die Implementierung des Wärmenetzes (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und Leistungsbilanzeffekte infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl und Gas) infolge der Wärmeproduktion. Aufgrund von Wertschöpfungsabflüssen im Zuge der Implementierung der Anlage und des Leitungsnetzes ergeben sich anfangs negative Nettoexporte, welche jedoch im Zeitverlauf durch die Reduktion der energetischen Importe kompensiert werden. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes werden zudem positive Beschäftigungseffekte von durchschnittlich 15 Beschäftigten pro Jahr generiert.

Abbildung 31 und Tabelle 12 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

Abbildung 31: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft Salzburgs im Vergleich zu einer Situation ohne eine Nahwärme-Produktion durch das in Fallbeispiel B dargestellte Wärmenetz, 2012-2016



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

Tabelle 12: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel B dargestellte Wärmenetz in Salzburg

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2012-2013	Ø 2012-2016
Bruttoregionalprodukt	+1,9 Mio. € pro Jahr	+1,2 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+1,7 Mio. € pro Jahr	+0,8 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	-0,5 Mio. € pro Jahr	+0,1 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

4.5.3 Fallbeispiel C

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Status Quo für Fallbeispiel C (Wärmenetz in der Steiermark) erfolgt für den Zeitraum 2009 bis 2016.

4.5.3.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

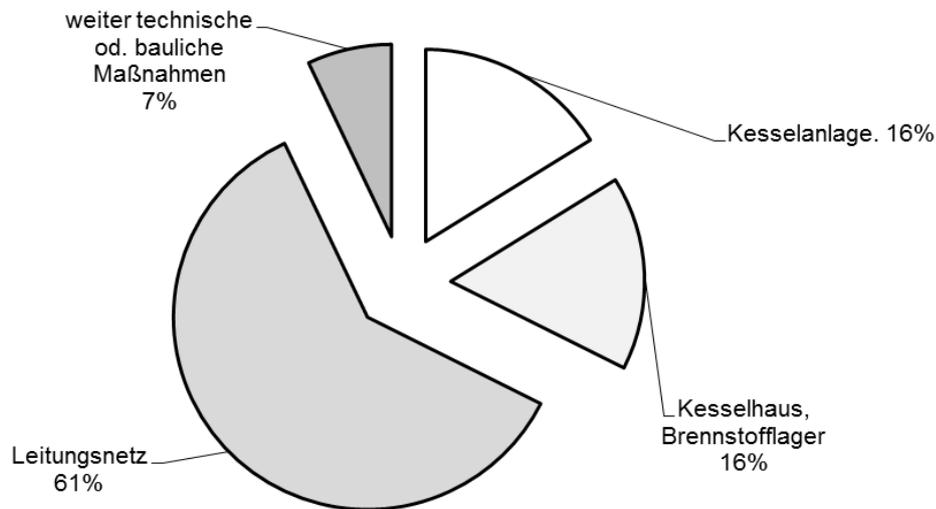
Die betriebswirtschaftliche Analyse des Status Quo des Wärmenetzes in der Steiermark (Fallbeispiel C) umfasst den Zeitraum 2009-2016. Die Anfangsinvestition im Jahre 2009 betrug ca. 6,8 Mio. €, wobei eine Förderung von ca. 2,0 Mio. € stattfand (siehe Tabelle 13 und Abbildung 32). Im Jahre 2016 ergeben sich Betriebs- und Nebenkosten von 89.500 € und Energieträgerkosten von 376.400 € (siehe Tabelle 13 und Abbildung 33). Infolge einer Wärmeabgabe an die Endkunden von 16.918 MWh ergibt sich ein Umsatz von 1,1 Mio. € (siehe Tabelle 13) im Jahr 2016. Für das Wärmenetz in d (Fallbeispiel C) lässt sich unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % eine dynamische Amortisationsdauer von 14 Jahren ableiten. Somit wäre das Wärmenetz ab 2023 amortisiert (siehe Abbildung 34).

Tabelle 13: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark, 2009/2016

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen - 2009/2016	
Anfangsinvestitionen in 2009	6.755.000 €
Förderung in 2009	1.950.000 €
Betriebs- und Nebenkosten in 2016	89.500 €
Energieträgerkosten in 2016	376.400 €
Wärmeabgabe an den Endkunden in 2016	16.918 MWh
Umsatz in 2016	1.103.900 €

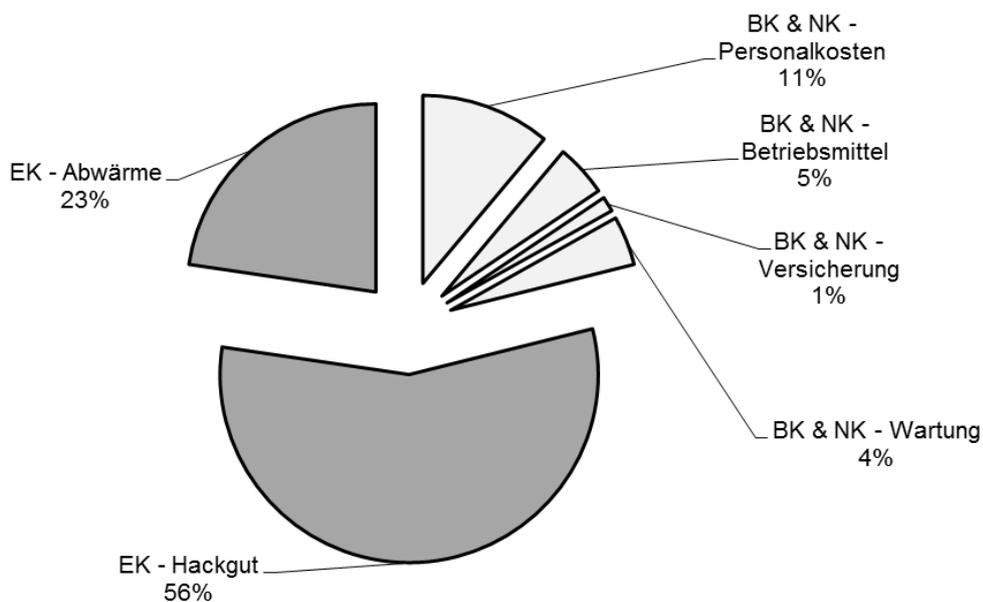
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 32: Anfangsinvestitionen (exkl. Förderung) im durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetz in der Steiermark, 2009



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

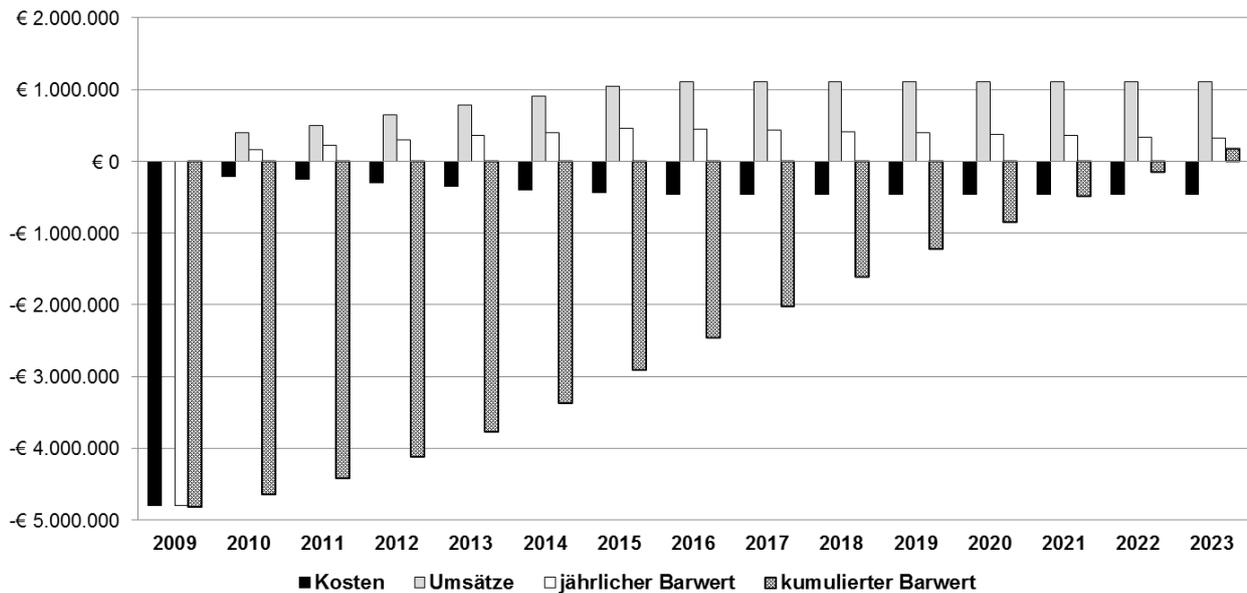
Abbildung 33: Durchschnittliche jährliche Betriebs-, Neben-, und Energiekosten im durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetz in der Steiermark, 2010-2016



Anmerkungen: EK = Energieträgerkosten, BK & NK = Betriebs- und Nebenkosten.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 34: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %.

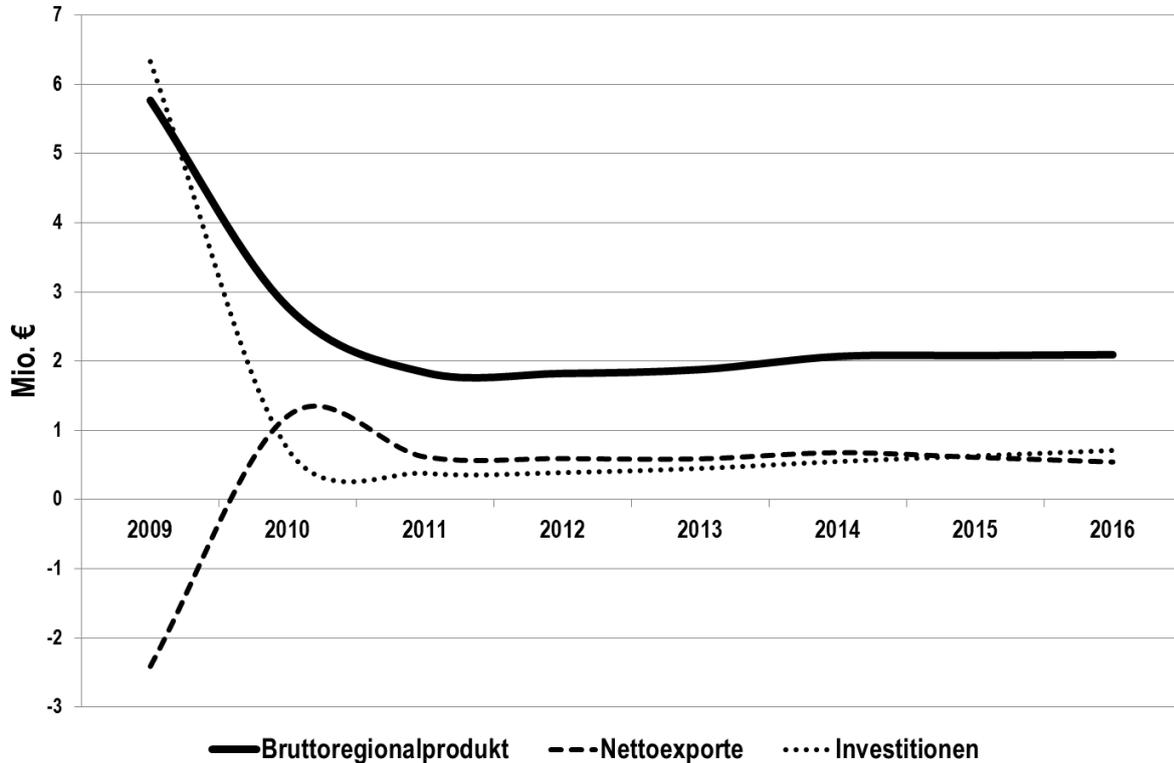
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

4.5.3.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse des Status Quo des Wärmenetzes in der Steiermark (Fallbeispiel C) wurde für den Zeitraum 2009 – 2016 durchgeführt. Für den Beobachtungszeitraum kann durch die Implementierung des Wärmenetzes ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 2,5 Mio. € pro Jahr konstatiert werden. Treiber dieser Entwicklungen sind Investitionsimpulse durch die Implementierung des Wärmenetzes (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und Leistungsbilanzeffekte infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl und Gas) infolge der Wärmeproduktion. Aufgrund von Wertschöpfungsabflüssen im Zuge der Implementierung der Anlage und des Leitungsnetzes ergeben sich anfangs negative Nettoexporte, welche jedoch im Zeitverlauf durch die Reduktion der energetischen Importe kompensiert werden. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes werden zudem positive Beschäftigungseffekte von durchschnittlich 35 Beschäftigten pro Jahr generiert.

Abbildung 27 und Tabelle 10 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

Abbildung 35: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Vergleich zu einer Situation ohne eine Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel C dargestellte Wärmenetz, 2009-2016



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

Tabelle 14: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel C dargestellte Wärmenetz in der Steiermark

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2009-2010	Ø 2009-2016
Bruttoregionalprodukt	+4,3 Mio. € pro Jahr	+2,5 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+3,5 Mio. € pro Jahr	+1,3 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	-1,2 Mio. € pro Jahr	+0,3 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

4.5.4 Fallbeispiel D

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Status Quo für Fallbeispiel D (Wärmenetz im Burgenland) erfolgt für den Zeitraum 2003 bis 2016.,

4.5.4.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

Die betriebswirtschaftliche Analyse des Status Quo des Wärmenetzes im Burgenland (Fallbeispiel D) umfasst den Zeitraum 2003-2016. Die Anfangsinvestition im Jahre 2003 betrug unter Berücksichtigung einer Investitionsförderung von ca. 35 % ca. 1,0 Mio. € (siehe Tabelle 15 und Abbildung 36). Zudem ergeben sich Betriebs- und Nebenkosten von ca. 31.000 € und Energieträgerkosten von ca. 70.000 € (siehe Tabelle 15 und Abbildung 37). Infolge einer Wärmeabgabe an

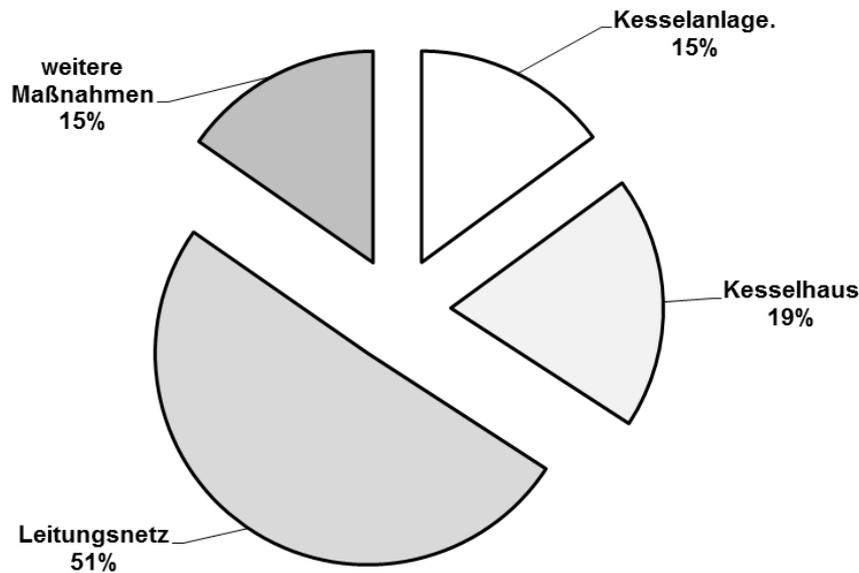
die Endkunden von 2.688 MWh ergibt sich ein Umsatz von ca. 0,2 Mio. € (siehe Tabelle 15). Für das Wärmenetz im Burgenland (Fallbeispiel D) lässt sich unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % eine dynamische Amortisationsdauer von 14 Jahren ableiten. Somit wäre das Wärmenetz ab 2017 amortisiert (siehe Abbildung 38).

Tabelle 15: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetzes im Burgenland, 2003/2016

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen	
Anfangsinvestitionen in 2003, Förderungen (35%) inkludiert	1.043.277 €
Betriebs- und Nebenkosten in 2016	30.958 €
Energieträgerkosten in 2016	69.769 €
Wärmeabgabe an den Endkunden in 2016	2.688 MWh
Umsatz in 2016	188.165 €

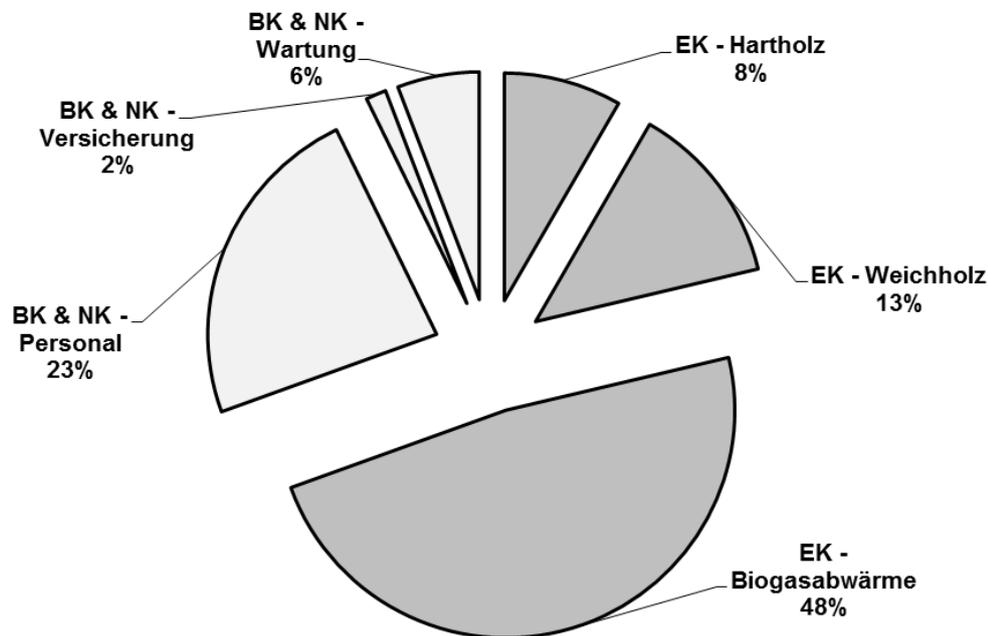
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 36: Anfangsinvestitionen (inkl. Förderung) im durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetz im Burgenland, 2003



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

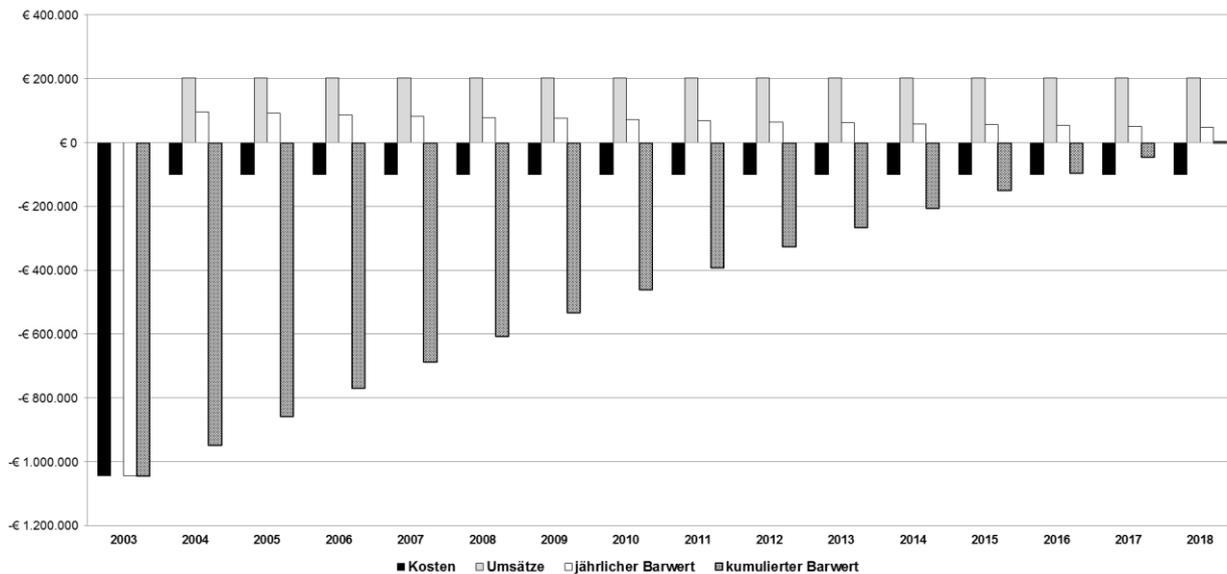
Abbildung 37: Durchschnittliche jährliche Betriebs-, Neben-, und Energiekosten im durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetz im Burgenland, 2016



Anmerkungen: EK = Energieträgerkosten, BK & NK = Betriebs- und Nebenkosten.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 38: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetzes im Burgenland



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Es werden eine konstante Wärmenachfrage, Endkunden- und energieträgerpreise, Neben- und Betriebskosten angenommen.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

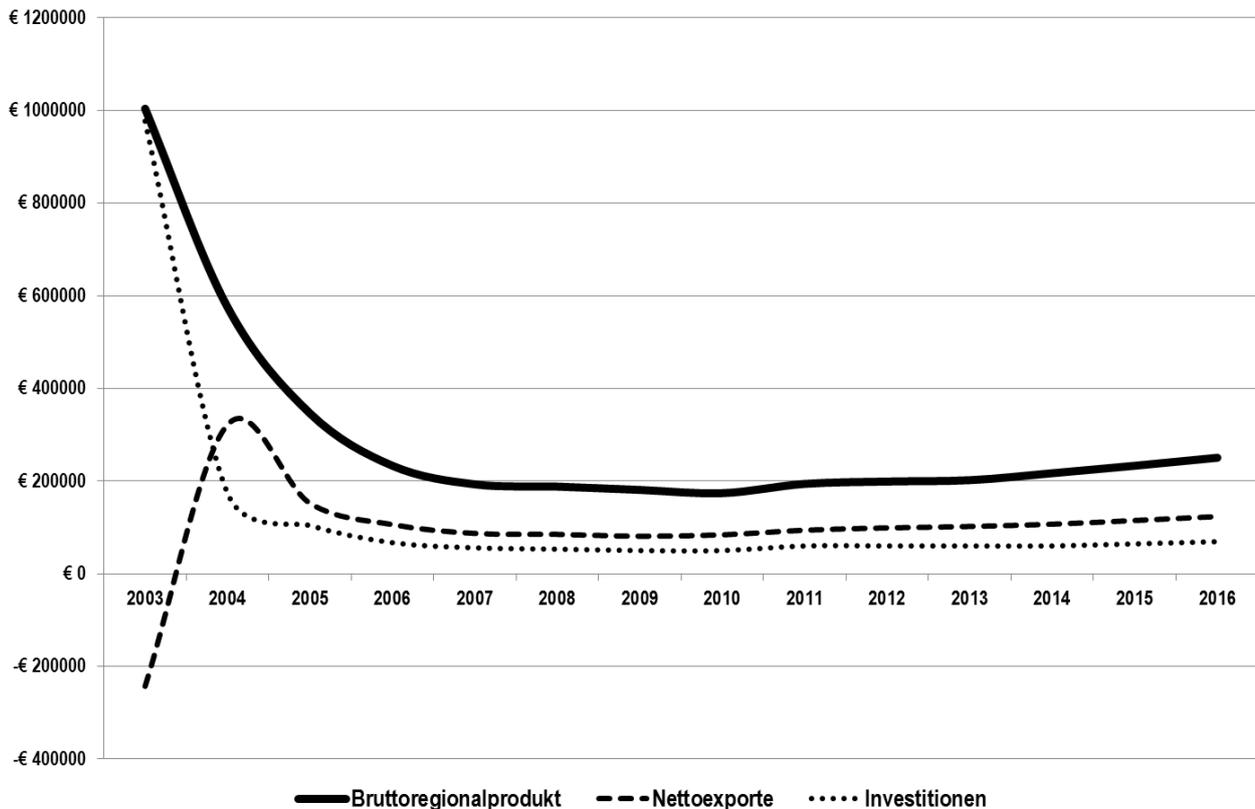
4.5.4.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse des Status Quo des Wärmenetzes im Burgenland (Fallbeispiel D) wurde für den Zeitraum 2003 – 2016 durchgeführt. Für den Beobachtungszeitraum kann durch die Implementierung des Wärmenetzes ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 0,3 Mio. € pro Jahr konstatiert werden. Treiber dieser Entwicklungen sind Investitionsimpulse durch die Implementierung des Wärmenetzes (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und Leistungsbilanzeffekte infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl und Biomasse) infolge der Wärmeproduktion. Aufgrund von Wertschöpfungsabflüssen im Zuge der Implementierung der Anlage und des Leitungsnetzes ergeben sich anfangs negative Nettoexporte, welche jedoch im Zeitverlauf durch die Reduktion der energetischen Importe kompensiert werden. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes ergeben sich zudem positive Beschäftigungseffekte.²⁸

Abbildung 39 und Tabelle 16 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

²⁸ Da die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten pro Jahr kleiner als 10 ist, wird diese nicht weiter quantifiziert.

Abbildung 39: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft im Burgenland im Vergleich zu einer Situation ohne eine Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel D dargestellte Wärmenetz, 2003-2016



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

Tabelle 16: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel D dargestellte Wärmenetz im Burgenland

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2003-2004	Ø 2003-2016
Bruttoregionalprodukt	+0,9 Mio. € pro Jahr	+0,3 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,6 Mio. € pro Jahr	+0,1 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	0,0 Mio. € pro Jahr	+0,1 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, September 2016

4.6 Ökonomische Bewertung der Szenarien

4.6.1 Fallbeispiel A

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Szenarios „Zentraler Pufferspeicher“ (Szenario A1) für Fallbeispiel A (Wärmenetz in Niederösterreich) erfolgt für den Zeitraum 1994 bis 2030.

4.6.1.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

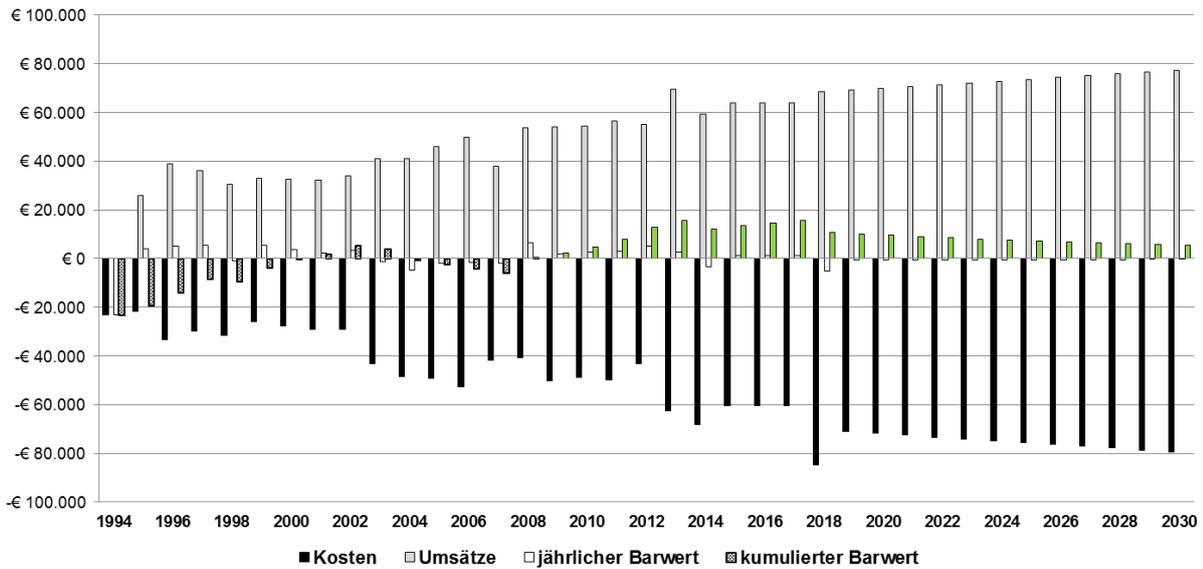
Die betriebswirtschaftliche Analyse des Szenarios „Zentraler Pufferspeicher“ des Wärmenetzes in Niederösterreich (Fallbeispiel A) umfasst den Zeitraum 1994 – 2030. Ausgehend von den Berechnungen des Status Quo (siehe Kapitel 4.5.1.1) werden die in Tabelle 17 dargestellten Parameter in die Analyse aufgenommen. Per Annahme erfolgen die Implementierung sowie die Inbetriebnahme der neuen Technologie im Jahre 2018. Somit ergeben sich durch Anlageninvestitionen und Montage zusätzliche Kosten von 14.299 € im Jahre 2018. Die Energie- bzw. die Betriebs- und Nebenkosten belaufen sich auf 47.000 € bzw. auf 23.411 €, während durch den Wärmeverkauf Erlöse von 68.600 € generiert werden. Wie in Kapitel 4.5.1.1 hergeleitet wurde, ist das Wärmenetz in Niederösterreich (Fallbeispiel A) unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % ab 2008 amortisiert. Durch die Implementierung des zentralen Pufferspeichers wird die Betriebswirtschaftlichkeit (bis 2030), unter der Annahme eines jährlichen Wachstums der Betriebs- und Nebenkosten sowie der Energieträger- und Endkundefpreise um 1 % und einer konstanten Wärmenachfrage, nicht gemindert (siehe Abbildung 40).

Tabelle 17: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetzes in Niederösterreich im Szenario A1

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018	
Anlageninvestition	11.099 €
Montagekosten	3.200 €
Energiekosten Energiebedarf Kessel: 1.704 MWh/a Hackschnitzelpreis: 0,02 €/kWh Strombedarf Netzpumpe: 76 MWh/a Strompreis: 0,17 €/kWh	47.000 €
Wartung & Instandhaltung (zusätzlich) Betriebs- und Nebenkosten: 23.300/a	111 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 980 MWh Endverbraucherpreis: 0,07 €/kWh	68.600 €
Lebensdauer	20 a

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Literaturwerten und den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 40: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel A dargestellten Wärmenetzes in Niederösterreich, Szenario A1



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Förderungen ab 2018 wurden nicht berücksichtigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

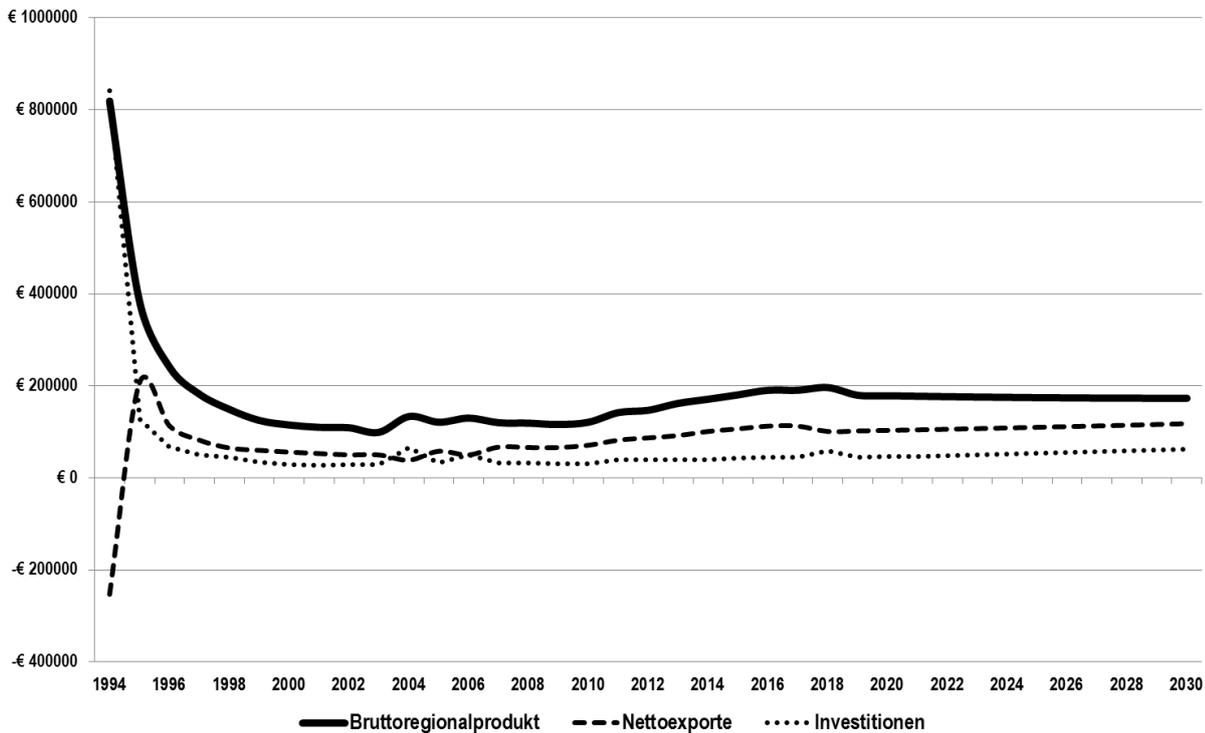
4.6.1.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse der Umsetzung der Szenarios „Zentraler Pufferspeicher“ im Wärmenetz in Niederösterreich (Fallbeispiel A) wurde für den Zeitraum 1994 – 2030 durchgeführt. Analog zu der volkswirtschaftlichen Untersuchung des Status Quo (siehe Kapitel 4.5.1.2) ergibt sich zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 0,2 Mio. € pro Jahr im Zeitraum 2018 – 2030. Dieses wird vor allem getrieben von Sekundäreffekten der Implementierung des Wärmenetzes und Leistungsbilanzeffekten. Die Installation des zentralen Pufferspeichers hat aufgrund des geringen Investitionsvolumens keine signifikanten Effekte auf das Wirtschaftswachstum. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes ergeben sich zudem positive Beschäftigungseffekte.²⁹

Abbildung 41 und Tabelle 18 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

²⁹ Da die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten pro Jahr kleiner als 10 ist, wird diese nicht weiter quantifiziert.

Abbildung 41: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft Niederösterreichs im Vergleich zu einer Situation ohne eine erhöhte Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel A dargestellte Wärmenetz im Szenario A1, 1994 – 2030



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

Tabelle 18: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel A dargestellte Wärmenetz in Niederösterreich im Szenario A1

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 1994-2030
Bruttoregionalprodukt	+0,2 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,1 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,1 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

4.6.2 Fallbeispiel B

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Szenarios „Rauchgaskondensation“ (Szenario B4) für Fallbeispiel B (Wärmenetz in Salzburg) erfolgt für den Zeitraum 2012 bis 2030.

4.6.2.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

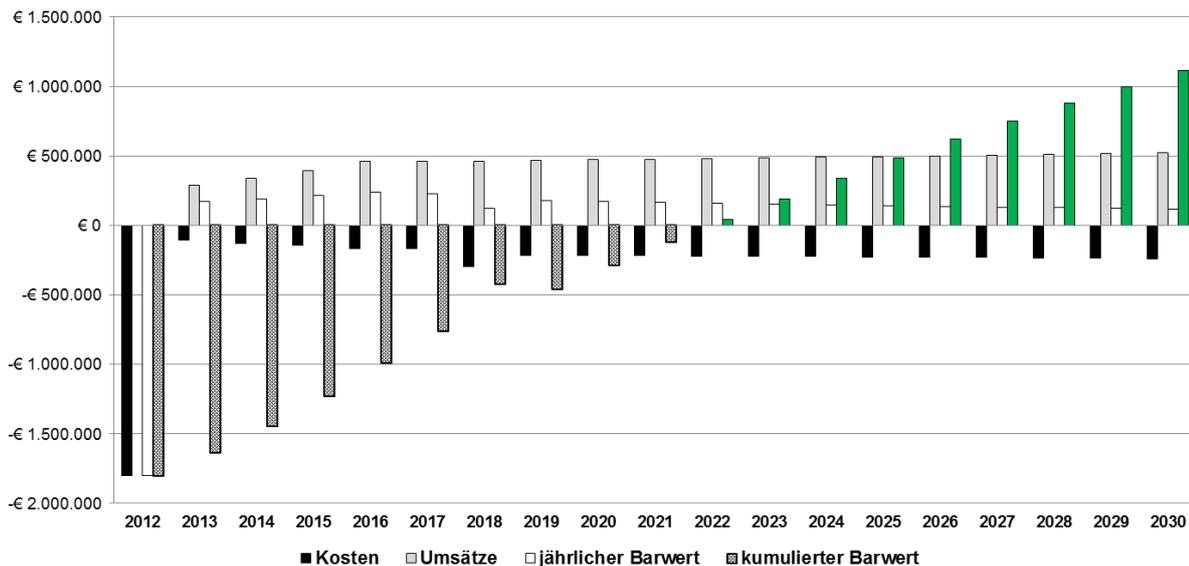
Die betriebswirtschaftliche Analyse des Szenarios „Rauchgaskondensation“ des Wärmenetzes in Salzburg (Fallbeispiel B) umfasst den Zeitraum 2012 – 2030. Ausgehend von den Berechnungen des Status Quo (siehe Kapitel 4.5.2.1) werden die in Tabelle 19 dargestellten Parameter in die Analyse aufgenommen. Per Annahme erfolgen die Implementierung sowie die Inbetriebnahme der neuen Technologie im Jahre 2018. Somit ergeben sich durch Anlageninvestitionen und Montage zusätzliche Kosten von 83.600 € im Jahre 2018. Die Energie- bzw. die Betriebs- und Nebenkosten belaufen sich auf ca. 154.000 € bzw. auf ca. 53.100 €, während durch den Wärmeverkauf Erlöse von 459.000 € generiert werden. Das Wärmenetz in Salzburg (Fallbeispiel B) inklusive Rauchgaskondensation ist unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % ab 2022 amortisiert. Durch die Implementierung der Rauchgaskondensation wird die Betriebswirtschaftlichkeit (bis 2030), unter der Annahme eines jährlichen Wachstums der Betriebs- und Nebenkosten sowie der Energieträger- und Endkundepreise um 1 % und einer konstanten Wärmenachfrage, nicht gemindert (siehe Abbildung 42).

Tabelle 19: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetzes in Salzburg im Szenario B4

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018	
Anlageninvestition	80.400 €
Montagekosten	3.200 €
Energiekosten	
Energiebedarf Sommerkessel: 1.187 MWh/a	
Energiebedarf Winterkessel: 5.435 MWh/a	
Hackschnitzelpreis: 0,02 €/kWh	154.288 €
Strombedarf Wärmepumpe: 146 MWh/a	
Strombedarf Netzpumpe: 6,4 MWh/a	
Strompreis: 0,17 €/kWh	
Wartung & Instandhaltung (zusätzlich)	1.608 €
Betriebs- und Nebenkosten: 51.500€	
Erlöse aus Wärmeverkauf	
Wärmebedarf: 5.628 MWh	459.000 €
Endverbraucherpreis: 0,082 €/kWh	
Lebensdauer	20 a

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Literaturwerten und den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 42: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel B dargestellten Wärmenetzes in Salzburg, Szenario B4



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Förderungen ab 2018 wurden nicht berücksichtigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

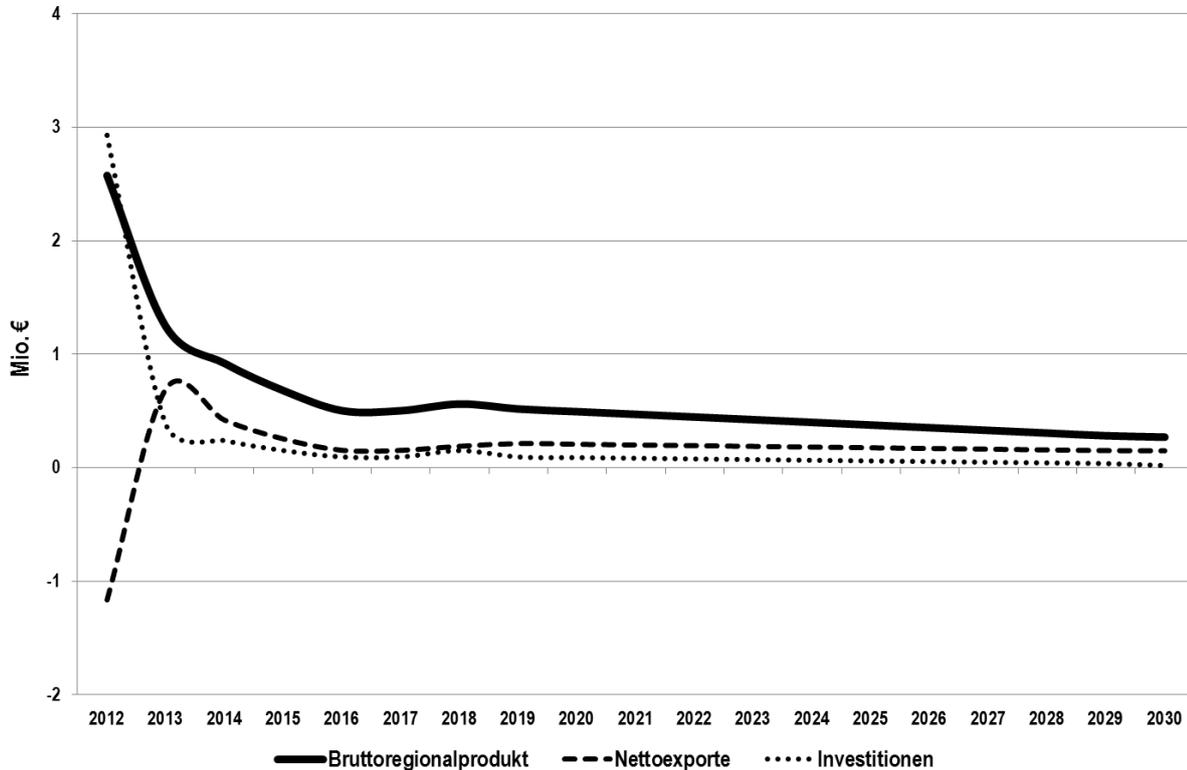
4.6.2.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse der Umsetzung der Szenarios „Rauchgaskondensation“ im Wärmenetz in Salzburg (Fallbeispiel B) wurde für den Zeitraum 2012 – 2030 durchgeführt. Bei der Berücksichtigung der Implementierung der Rauchgaskondensierung ergibt sich im Betrachtungszeitraum ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 0,6 Mio. € pro Jahr. Dieses wird vor allem getrieben von Sekundäreffekten der Implementierung des Wärmenetzes und Leistungsbilanzeffekten. Die Installation der Rauchgaskondensierung hat aufgrund des geringen Investitionsvolumens keine signifikanten Effekte auf das Wirtschaftswachstum. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes ergeben sich zudem positive Beschäftigungseffekte.³⁰

Abbildung 43 und Tabelle 20 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

³⁰ Da die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten pro Jahr für den Betrachtungszeitraum 2012-2030 kleiner als 10 ist, wird diese nicht weiter quantifiziert.

Abbildung 43: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft Salzburgs im Vergleich zu einer Situation ohne eine erhöhte Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel B dargestellte Wärmenetz im Szenario B4, 2012 – 2030



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

Tabelle 20: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel B dargestellte Wärmenetz in Salzburg im Szenario B4

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2012-2030
Bruttoregionalprodukt	+0,6 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,3 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,2 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

4.6.3 Fallbeispiel C

Die betriebswirtschaftlichen Untersuchungen der Szenarien „Warmwasserspeicher“ und „Warmwasserspeicher + Wärmepumpe“ (*Szenario C2*) für Fallbeispiel C (Wärmenetz in der Steiermark) erfolgen für den Zeitraum 2009 bis 2030. Die volkswirtschaftliche Analyse für Fallbeispiel C (Wärmenetz in der Steiermark) erfolgt für die Szenarien „Warmwasserspeicher – Volumen: 5.000 m³“, „Warmwasserspeicherspeicher – Volumen: 30.000 m³ + Wärmepumpe 500 kW“ und „Warmwasserspeicher – Volumen: 50.000 m³ + Wärmepumpe 500 kW“ für den Zeitraum 2009 – 2030.

4.6.3.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

Die betriebswirtschaftlichen Analysen des Szenarios „Warmwasserspeicher“ des Wärmenetzes in der Steiermark (Fallbeispiel C) umfassen den Zeitraum 2009 – 2030. Ausgehend von den Berechnungen des Status Quo (siehe Kapitel 4.5.3.1) werden die in Tabelle 21 bis Tabelle 26 dargestellten Parameter in die Analyse aufgenommen. Es wird ersichtlich, dass ein höheres Speichervolumen höhere Investitionskosten impliziert, jedoch gleichzeitig niedrigere Energiekosten durch eine stärkere Abwärmenutzung generiert. Unter der Annahme eines jährlichen Wachstums der Betriebs- und Nebenkosten sowie der Energieträger- und Endkundepreise um 1 % und einer konstanten Wärmenachfrage, sind die betrachteten Systeme zwischen 2023 und 2027 amortisiert (siehe Tabelle 21 und Tabelle 22). Dabei lässt sich festhalten, dass je größer das Speichervolumen ist, desto länger ist die dynamische Amortisationsdauer. Gleiches lässt sich für das Szenario „Warmwasserspeicher + Wärmepumpe“ festhalten. Des Weiteren ist zu konstatieren, dass eine höhere Wärmepumpenleistung höhere Energieträgerkosten durch den Stromverbrauch und höhere Investitionskosten und somit höhere Amortisationsdauern impliziert (siehe Tabelle 21 und Tabelle 23 bis Tabelle 27).

Tabelle 21: Dynamische Amortisationsdauern des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark in den Szenarien C1 und C2 nach Speichervolumen und Wärmepumpenleistung, Überblick

Volumen Warmwasserspeicher	WP-Leistung					
	ohne WP	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1.000 kW
5.000 m ³	14 Jahre	14 Jahre	14 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
10.000 m ³	14 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
30.000 m ³	16 Jahre	16 Jahre	16 Jahre	16 Jahre	17 Jahre	17 Jahre
50.000 m ³	17 Jahre	17 Jahre	17 Jahre	18 Jahre	18 Jahre	19 Jahre

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

Tabelle 22: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark im Szenario C2 und dynamische Amortisationsdauer - Sensitivitätsanalysen nach Speichervolumen

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018					
Volumen	5.000 m ³	10.000 m ³	30.000 m ³	50.000 m ³	70.000 m ³
Anlageninvestition	537.898 €	788.963 €	1.572.175 €	2.250.560 €	2.888.714 €
Abwärmebedarf	9.283 MWh	9.579 MWh	10.433 MWh	11.286 MWh	12.132 MWh
Wärmebedarf durch Biomasse	5.540 MWh	5.329 MWh	4.608 MWh	3.884 MWh	3.148 MWh
Energiekosten Hackgutpreis: 0,023 €/kWh Abwärmepreis: 0,017 €/kWh	284.520 €	284.726 €	282.754 €	280.696 €	278.244 €
Betriebskosten Speicher (zusätzlich) Betriebs- und Nebenkosten: 89.500 €	5.379 €	7.890 €	15.722 €	22.506 €	28.887 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 12.494 MWh Endverbraucherpreis: 0,075 €/kWh	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €
Dynamische Amortisationsdauer (Zeitraum 2009-2030)					
Dynamische Amortisationsdauer	14 Jahre	14 Jahre	16 Jahre	17 Jahre	18 Jahre
Amortisiert ab unter Berücksichtigung der Annahmen und Berechnungen zur Betriebswirtschaftlichkeit aus Kapitel 4.5.3.1	2023	2023	2025	2026	2027

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

Tabelle 23: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark im Szenario C2 und dynamische Amortisationsdauer - Sensitivitätsanalysen für Wärmepumpenleistung für einen Warmwasserspeicher von 5.000 m³

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018					
Wärmepumpenleistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1.000 kW
Anlageninvestition Speicher + Wärmepumpe	552.898 €	567.898 €	597.898 €	687.898 €	837.898 €
Abwärmebedarf	9.268 MWh	9.278 MWh	9.303 MWh	9.309 MWh	9.306 MWh
Wärmebedarf durch Biomasse	5.414 MWh	5.400 MWh	5.366 MWh	5.357 MWh	5.360 MWh
Strombedarf Wärmepumpe / Netzpumpe	36 MWh / 150 MWh	40 MWh / 150 MWh	50 MWh / 150 MWh	53 MWh / 150 MWh	52 MWh / 150 MWh
Energiekosten Hackgutpreis: 0,023 €/kWh Abwärmepreis: 0,017 €/kWh Strompreis: 0,17 €/kWh	313.003 €	313.533 €	314.880 €	315.287 €	315.134 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 12.494 MWh Endverbraucherpreis: 0,075 €/kWh	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €
Dynamische Amortisationsdauer (Zeitraum 2009-2030)					
Dynamische Amortisationsdauer	14 Jahre	14 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Amortisiert ab unter Berücksichtigung der Annahmen und Berechnungen zur Betriebswirtschaftlichkeit aus Kapitel 4.5.3.1	2023	2023	2024	2024	2024

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Analog zum Szenario „Warmwasserspeicher“ belaufen sich die Betriebskosten auf 5.379 €.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

Tabelle 24: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark im Szenario C2 und dynamische Amortisationsdauer - Sensitivitätsanalysen für Wärmepumpenleistung für einen Warmwasserspeicher von 10.000 m³

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018					
Wärmepumpenleistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1.000 kW
Anlageninvestition Speicher + Wärmepumpe	803.963 €	818.963 €	848.963 €	938.963 €	1.088.963 €
Abwärmebedarf	9.510 MWh	9.594 MWh	9.612 MWh	9.622 MWh	9.623 MWh
Wärmebedarf durch Biomasse	5.169 MWh	5.053 MWh	5.030 MWh	5.016 MWh	5.015 MWh
Strombedarf Wärmepumpe / Netzpumpe	39 MWh / 150 MWh	71 MWh / 150 MWh	77 MWh / 150 MWh	81 MWh / 150 MWh	91 MWh / 150 MWh
Energiekosten Hackgutpreis: 0,023 €/kWh Abwärmepreis: 0,017 €/kWh Strompreis: 0,17 €/kWh	312.024 €	316.239 €	317.038 €	317.568 €	319.262 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 12.494 MWh Endverbraucherpreis: 0,075 €/kWh	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €
Dynamische Amortisationsdauer (Zeitraum 2009-2030)					
Dynamische Amortisationsdauer	15 Jahre				
Amortisiert ab unter Berücksichtigung der Annahmen und Berechnungen zur Betriebswirtschaftlichkeit aus Kapitel 4.5.3.1	2024	2024	2024	2024	2024

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Analog zum Szenario „Warmwasserspeicher“ belaufen sich die Betriebskosten auf 7.890 €.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

Tabelle 25: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark im Szenario C2 und dynamische Amortisationsdauer - Sensitivitätsanalysen für Wärmepumpenleistung für einen Warmwasserspeicher von 30.000 m³

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018					
Wärmepumpenleistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1.000 kW
Anlageninvestition Speicher + Wärmepumpe	1.587.175 €	1.602.175 €	1.632.175 €	1.722.175 €	1.872.175 €
Abwärmebedarf	10.221 MWh	10.330 MWh	10.537 MWh	10.765 MWh	10.777 MWh
Wärmebedarf durch Biomasse	4.469 MWh	4.328 MWh	4.052 MWh	3.738 MWh	3.723 MWh
Strombedarf Wärmepumpe / Netzpumpe	29 MWh / 150 MWh	60 MWh / 150 MWh	129 MWh / 150 MWh	216 MWh / 150 MWh	219 MWh / 150 MWh
Energiekosten Hackgutpreis: 0,023 €/kWh Abwärmepreis: 0,017 €/kWh Strompreis: 0,17 €/kWh	306.400 €	310.299 €	319.235 €	330.719 €	331.090 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 12.494 MWh Endverbraucherpreis: 0,075 €/kWh	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €
Dynamische Amortisationsdauer (Zeitraum 2009-2030)					
Dynamische Amortisationsdauer	16 Jahre	16 Jahre	16 Jahre	17 Jahre	17 Jahre
Amortisiert ab unter Berücksichtigung der Annahmen und Berechnungen zur Betriebswirtschaftlichkeit aus Kapitel 4.5.3.1	2025	2025	2025	2026	2026

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundenpreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Analog zum Szenario „Warmwasserspeicher“ belaufen sich die Betriebskosten auf 15.722 €.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

Tabelle 26: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel C dargestellten Wärmenetzes in der Steiermark im Szenario „Warmwasserspeicher + Wärmepumpe“ und dynamische Amortisationsdauer - Sensitivitätsanalysen für Wärmepumpenleistung für einen Warmwasserspeicher von 50.000 m³

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018					
Wärmepumpenleistung	50 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1.000 kW
Anlageninvestition Speicher + Wärmepumpe	2.265.560 €	2.280.560 €	2.310.560 €	2.400.560 €	2.550.560 €
Abwärmebedarf	10.930 MWh	11.023 MWh	11.199 MWh	11.678 MWh	11.770 MWh
Wärmebedarf durch Biomasse	3.765 MWh	3.648 MWh	3.421 MWh	2.781 MWh	2.590 MWh
Strombedarf Wärmepumpe / Netzpumpe	23 MWh / 150 MWh	48 MWh / 150 MWh	98 MWh / 150 MWh	259 MWh / 150 MWh	357 MWh / 150 MWh
Energiekosten Hackgutpreis: 0,023 €/kWh Abwärmepreis: 0,017 €/kWh Strompreis: 0,17 €/kWh	301.332 €	304.487 €	310.787 €	331.662 €	345.518 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 12.494 MWh Endverbraucherpreis: 0,075 €/kWh	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €	937.050 €
Dynamische Amortisationsdauer (Zeitraum 2009-2030)					
Dynamische Amortisationsdauer	17 Jahre	17 Jahre	18 Jahre	18 Jahre	19 Jahre
Amortisiert ab unter Berücksichtigung der Annahmen und Berechnungen zur Betriebswirtschaftlichkeit aus Kapitel 4.5.3.1	2026	2026	2027	2027	2028

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundenpreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Analog zum Szenario „Warmwasserspeicher“ belaufen sich die Betriebskosten auf 22.506 €.

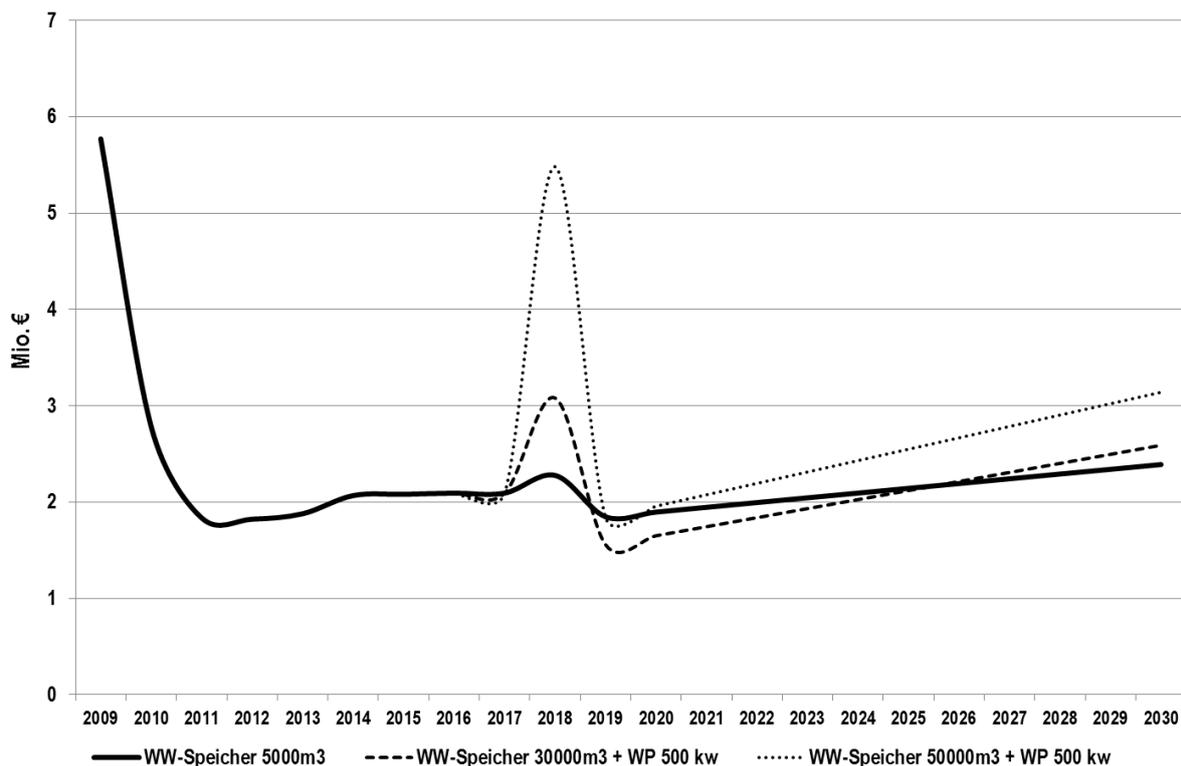
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien (Energieinstitut an der JKU Linz 2016) und eigenen Annahmen.

4.6.3.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse der Umsetzung der Szenarien „Warmwasserspeicher – Volumen: 5.000 m³“, „Warmwasserspeicherspeicher – Volumen: 30.000 m³ + Wärmepumpe 500 kW“ und „Warmwasserspeicher – Volumen: 50.000 m³ + Wärmepumpe 500 kW“ im Wärmenetz in der Steiermark (Fallbeispiel C) wurde für den Zeitraum 2009 – 2030 durchgeführt. Bei der Berücksichtigung der Implementierung der Warmwasserspeicher und Wärmepumpen ergibt sich im Betrachtungszeitraum je nach Szenario ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt zwischen durchschnittlich 2,3 und 2,6 Mio. € pro Jahr. Dieses wird vor allem getrieben von Investitionsimpulsen der Implementierung des Wärmenetzes und Leistungsbilanzeffekten. Je größer das installierte Speichervolumen, desto höher sind die Investitionsimpulse, und daraus resultierende Sekundäreffekte, auf das Bruttoregionalprodukt. Die Nutzung der Wärmepumpe mindert die positiven Leistungsbilanzeffekte aufgrund des zusätzlichen Stromimports.

Abbildung 44 und Tabelle 27 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

Abbildung 44: Effekte auf das Bruttoregionalprodukt der Steiermark im Vergleich zu einer Situation ohne eine erhöhte Nahwärme-Produktion durch das durch Fallbeispiel C dargestellte Wärmenetz in ausgewählten Szenarien, 2009 – 2030



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

Tabelle 27: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel C dargestellte Wärmenetz in der Steiermark in ausgewählten Szenarien

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2018 – 2030	Ø 2009 – 2030
WW-Speicher 5.000m³		
Bruttoregionalprodukt	+2,1 Mio. € pro Jahr	+2,3 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,8 Mio. € pro Jahr	+1,0 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,5 Mio. € pro Jahr	+0,4 Mio. € pro Jahr
WW-Speicher 30.000m³ + WP 500 kW		
Bruttoregionalprodukt	+2,2 Mio. € pro Jahr	+2,3 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+1,0 Mio. € pro Jahr	+1,1 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,4 Mio. € pro Jahr	+0,3 Mio. € pro Jahr
WW-Speicher 50.000m³ + WP 500 kW		
Bruttoregionalprodukt	+2,7 Mio. € pro Jahr	+2,6 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+1,5 Mio. € pro Jahr	+1,4 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,4 Mio. € pro Jahr	+0,3 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

4.6.4 Fallbeispiel D

Die ökonomischen Untersuchungen (betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich) des Szenarios „Zentrale Holzvergasung“ (Szenario D3) für Fallbeispiel D (Wärmenetz im Burgenland) erfolgt für den Zeitraum 2012 bis 2030.

4.6.4.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

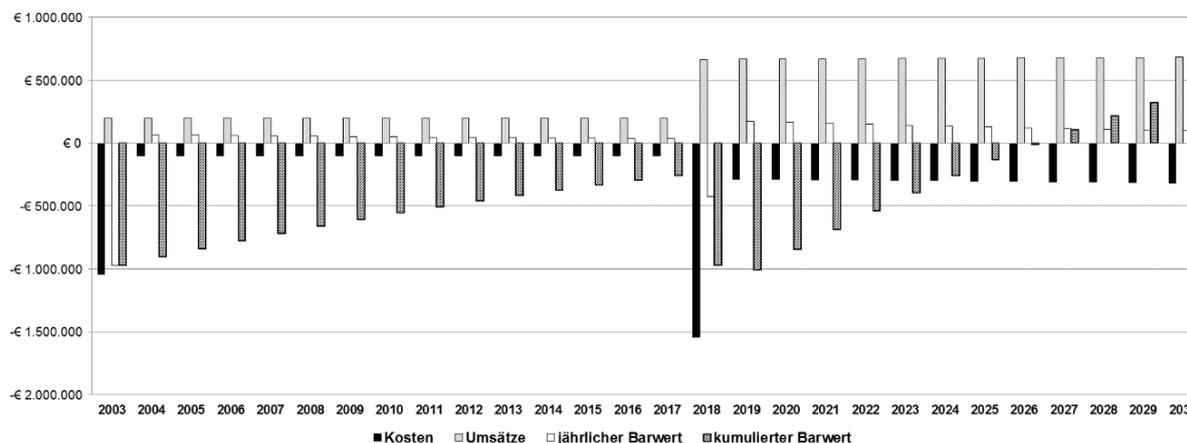
Die betriebswirtschaftliche Analyse des Szenarios „Zentrale Holzvergasung“ des Wärmenetzes im Burgenland (Fallbeispiel D) umfasst den Zeitraum 2012 – 2030. Ausgehend von den Berechnungen des Status Quo (siehe Kapitel 4.5.4.1) werden die in Tabelle 28 dargestellten Parameter in die Analyse aufgenommen. Per Annahme erfolgen die Implementierung sowie die Inbetriebnahme der neuen Technologie im Jahre 2018. Somit ergeben sich durch Investitionen in Anlage, Gebäude und Lager zusätzliche Kosten von ca. 1,9 Mio. € im Jahre 2018. Die Energie- bzw. die Betriebs- und Nebenkosten belaufen sich auf ca. 230.000 € bzw. auf ca. 55.000 €, während durch den Wärme- und Stromverkauf Erlöse von mehr als 440.000 € generiert werden. Das Wärmenetz im Burgenland (Fallbeispiel D) inklusive der zentralen Holzvergasung ist unter Berücksichtigung eines kalkulatorischen Zinssatzes von 5 % ab 2027 amortisiert (siehe Abbildung 45).

Tabelle 28: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen des durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetzes im Burgenland im Szenario D3

Betriebswirtschaftliche Kennzahlen in 2018	
Anlageninvestition	1.824.000 €
Gebäude und Lager	70.000 €
Energiekosten (zusätzlich) Energiebedarf Hackgut: 7.454 MWh Hackgutpreis: 0,02 €/kWh Energiebedarf Pumpenstrom: 60 MWh Strompreis: 0,19 €/kWh	159.280 €
Wartung & Instandhaltung (zusätzlich) Betriebs- und Nebenkosten: 30.958 €	24.000 €
Erlöse aus Wärmeverkauf Wärmebedarf: 2.329 MWh Endverbraucherpreis: 0,06 €/kWh	139.740 €
Erlöse aus Stromverkauf Stromerzeugung: 2.371 MWh Einspeisetarif: 0,18 €/kWh	441.243 €
Lebensdauer	20 a

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Literaturwerten und den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 45: Dynamische Amortisationsdauer des durch Fallbeispiel D dargestellten Wärmenetzes im Burgenland, Szenario D3



Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit und eigenen Annahmen.

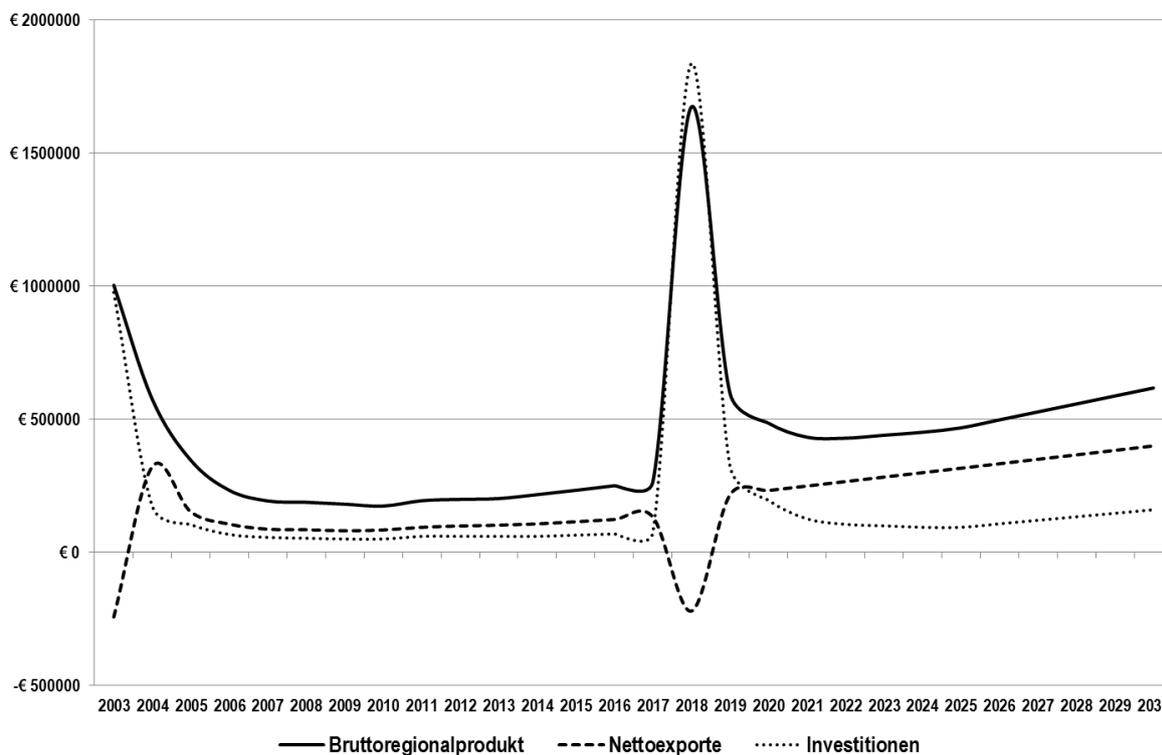
4.6.4.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Die volkswirtschaftliche Simulationsanalyse der Umsetzung der Szenarios „Zentrale Holzvergasung“ im Wärmenetz im Burgenland (Fallbeispiel D) wurde für den Zeitraum 2003 – 2030 durchgeführt. Bei der Berücksichtigung der Implementierung der Rauchgaskondensierung ergibt sich im Betrachtungszeitraum ein zusätzliches Bruttoregionalprodukt von durchschnittlich 0,4 Mio. € pro Jahr. Dieses wird vor allem getrieben von Sekundäreffekten der Implementierung des Wärmenetzes und Leistungsbilanzeffekten. Dieses wird vor allem getrieben von Investitionsimpulsen der Implementierung des Wärmenetzes und Leistungsbilanzeffekten. Je größer das installierte Speichervolumen, desto höher sind die Investitionsimpulse, und daraus resultierende Sekundäreffekte, auf das Bruttoregionalprodukt. Die Produktion von hat aufgrund der Reduktion von Stromimporte positive Auswirkungen auf die Leistungsbilanz und führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der Nettoexporte. Durch den Betrieb und die Errichtung des Wärmenetzes ergeben sich zudem positive Beschäftigungseffekte.³¹

Abbildung 46 und Tabelle 29 stellen die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Simulation dar.

³¹ Da die Anzahl der zusätzlich Beschäftigten pro Jahr für den Betrachtungszeitraum 2003-2030 kleiner als 10 ist, wird diese nicht weiter quantifiziert.

Abbildung 46: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft des Burgenlandes im Vergleich zu einer Situation ohne eine erhöhte Nahwärme- und Strom-Produktion durch das durch Fallbeispiel D dargestellte Wärmenetz im Szenario D3, 2003-2030



Anmerkung: Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Annahmen zu Wertschöpfungsabflüssen und Investitionswirksamkeit laut Kapitel 4.4.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

Tabelle 29: Volkswirtschaftliche Effekte durch das durch Fallbeispiel D dargestellte Wärmenetz im Burgenland im Szenario D3

Volkswirtschaftliche Effekte im Vergleich zu einer Situation ohne Wärmenetz	Ø 2018-2030	Ø 2003-2030
Bruttoregionalprodukt	+0,6 Mio. € pro Jahr	+0,4 Mio. € pro Jahr
Investitionen	+0,3 Mio. € pro Jahr	+0,2 Mio. € pro Jahr
Nettoexporte	+0,3 Mio. € pro Jahr	+0,2 Mio. € pro Jahr

Anmerkung: Gerundete Werte. Erfassung der direkten und induzierten Effekte. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Jänner 2018.

4.7 Fazit

4.7.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung

In den betriebswirtschaftlichen Untersuchungen wird eruiert, ob ein Projekt bzw. die Implementierung und der Betrieb eines Wärmenetzes betriebswirtschaftlich sinnvoll sind, abhängig davon von dem Verhältnis der dynamischen Amortisationszeit zur Lebensdauer der installierten Technologien. Für den Fall, dass die dynamische Amortisationsdauer geringer ist als die technologische Lebensdauer des Wärmenetzes, ist nach dem Konzept der dynamischen Amortisationszeit die Implementierung des Wärmenetzes und der zusätzlichen Technologien innerhalb der Szenarien sowie der Betrieb betriebswirtschaftlich sinnvoll. Alle betrachteten Fallbeispiele für Wärmenetze im Status Quo amortisieren sich vor Ablauf der technologischen Lebensdauern (Anlage: 20 Jahre, Leistungsnetz: 33 Jahre) und sind somit betriebswirtschaftlich sinnvoll (siehe Tabelle 30). Analog dazu ist die Durchführung der unterschiedlichen Szenarien innerhalb der Fallbeispiele ebenfalls betriebswirtschaftlich sinnvoll. Alle betrachteten Maßnahmen amortisieren sich vor Ablauf der angenommenen technologischen Lebensdauer von 20 Jahren (siehe Tabelle 31).

Tabelle 30: Dynamische Amortisationsdauern der in den Fallbeispielen betrachteten Wärmenetze im Status Quo (bis 2016)

Fallbeispiel	Bundesland	amortisiert ab	dynamische Amortisationsdauer
A	Niederösterreich	2008	14 Jahre
B	Salzburg	2021	9 Jahre
C	Steiermark	2023	14 Jahre
D	Burgenland	2018	15 Jahre

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Siehe Kapitel 4.5.1.1, 4.5.2.1, 4.5.3.1 und 4.5.4.1 für Berechnungsdetails.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

Tabelle 31: Dynamische Amortisationsdauern der in den Fallbeispielen betrachteten Wärmenetze nach Szenario (bis 2030)

Fallbeispiel / Szenarien	Bundesland	amortisiert ab
A (A1)	Niederösterreich	2008
B (B4)	Salzburg	2022
C (C2)	Steiermark	2013-2028 ³²
D (D3)	Burgenland	2027

Anmerkung: Der Kalkulationszinssatz beträgt 5 %. Betriebs- und Nebenkosten sowie Energieträger- und Endkundepreise steigen jährlich um 1 %, die Wärmenachfrage bleibt konstant. Es wird eine direkte Investitionsförderung von einem Drittel angenommen. Neuinvestitionen infolge des Ablaufs der technologischen

³² Je nach angenommener Kombination aus Speichergröße und Wärmepumpenleistung differieren die Investitionskosten und in diesem Zusammenhang auch die Amortisationsdauern.

Lebensdauer der ursprünglichen Anlage und des Leitungsnetzes werden vernachlässigt. Siehe Kapitel 4.6.1.1, 4.6.2.1, 4.6.3.1 und 4.6.4.1 für Berechnungsdetails.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den Inputs zu den Fragebögen zur Wirtschaftlichkeit, Energiepreisszenarien und eigenen Annahmen.

4.7.2 Volkswirtschaftliche Bewertung

Innerhalb der volkswirtschaftlichen Bewertungen werden die Effekte der Implementierung und des Betriebs der verschiedenen Wärmenetze im Status Quo und durch Umsetzung der Szenarien quantifiziert. Für alle betrachteten Fallbeispiele und Szenarien ergeben sich positive Effekte für die regionalen Volkswirtschaften. Im Vergleich zu einer Situation, in welcher das betrachtete Wärmenetz nicht existiert, ergibt sich, vor allem durch Investitionsimpulse seitens der Unternehmen (Anlagenbau, Leitungsnetzbau) und Leistungsbilanzeffekten infolge der Reduktion der Energieimporte (vor allem Heizöl, Gas) infolge der zusätzlichen Wärmeproduktion, ein positiver Beitrag auf das Bruttoregionalprodukt. Festzuhalten ist zudem, dass die Investitionsvolumina und Wärmeproduktionsmengen ausschlaggebend für die Intensität der jeweiligen Effekte in den betrachteten Fallbeispielen bzw. Szenarien sind.

5 Rechtliche Aspekte der dezentralen Wärmeeinspeisung

In einem projektinternen Workshop, der am 03.05.2016 am Energieinstitut stattfand, wurden gemeinsam mit den Partnern aus den Fallbeispielen relevanten rechtliche Fragestellungen für die Bearbeitung im Projekt heat_portfolio festgelegt. Es handelt sich daher um praxisrelevante Fragestellungen, die im Laufe des Betriebs und des Um- und Ausbaus von Nahwärmenetzen eine Rolle spielen können. Im nachfolgenden Abschnitt des vorliegenden Berichts, werden diese rechtlichen Aspekte behandelt.

1) Zählereichung

a. Eichpflicht bei Einspeisung

Gem. § 8 Abs. 1 Z 3 lit c MEG³³ unterliegen Mengemessgeräte für thermische Energie (Wärme- und Kältezähler) für flüssige Wärmeträger ohne und mit abrechnungsrelevanten Zusatzeinrichtungen der Eichpflicht, wenn sie im amtlichen oder im rechtsgeschäftlichen Verkehr verwendet oder bereitgehalten werden.³⁴ Auch das Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) weist in diesem Zusammenhang immer wieder darauf hin³⁵, dass Messgeräte (Wasser- oder Wärmezähler, aber auch Waagen und Ähnliche), die in irgendeiner Weise zur Verrechnung, Abrechnung oder Aufteilung von verbrauchsabhängigen Kosten herangezogen werden, der gesetzlichen Eichpflicht unterliegen. Im MEG wird dies als "rechtsgeschäftlicher Verkehr" bezeichnet.³⁶ Demnach bedarf auch die Einspeisung von Wärme in das bestehende Wärmenetz eines geeichten (Wärme-)Zählers, da dabei die Menge der eingespeisten thermischen Energie gemessen wird. Die verwendeten Messgeräte müssen so eingestellt sein, dass die Messergebnisse mit den gesetzlichen Definitionen der Maßeinheiten übereinstimmen. Dies erfolgt innerhalb bestimmter normierter Fehlergrenzen.³⁷

Es ist im MRG gesetzlich nicht geregelt, wer einen Wärmezähler bereitzustellen hat, jedoch ist der Verwender dieses eichpflichtigen Messgeräts gem. § 7 Abs. 2 dafür verantwortlich, dass das Messgerät auch tatsächlich geeicht ist. Dies ist im gegenständlichen Projekt der Einspeiser der Wärme. Aufgrund der Vorgabe in § 15 Z 5 lit f MEG muss der Wärmezähler alle fünf Jahre nachgeicht werden.

Zuständig für die Vornahme der Eichung sind das Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen und die ihm nachgeordneten Eichämter.³⁸ Die Eichung selbst besteht

³³ Bundesgesetz vom 5. Juli 1950 über das Maß- und Eichwesen (Maß- und Eichgesetz - MEG), BGBl. 152/1950 idF BGBl. I 72/2017.

³⁴ Einzelne Teile dieser Ausführungen wurden aus dem Projekt OpenHeatGrid (FFG-Nr. 845161) entnommen und projektbezogen in diesem Projekt weiter ausgeführt.

³⁵ Vgl.

http://www.bev.gv.at/portal/page?_pageid=713,1806805&_dad=portal&_schema=PORTAL (abgerufen am 10.09.2017)

³⁶ Vgl. *Binder*, Vermessungswesen-Messwesen-Eichwesen, in: *Holoubek / Potacs* (Hrsg.) *Öffentliches Wirtschaftsrecht*, 447.

³⁷ *Binder*, Vermessungswesen-Messwesen-Eichwesen, in: *Holoubek / Potacs* (Hrsg.) *Öffentliches Wirtschaftsrecht*, 443.

³⁸ § 32 Abs. 2 MEG.

nach § 36 Abs. 1 MEG aus der eichtechnischen Prüfung und der Stempelung des Messgeräts. Bei der erstmaligen Eichung eines neuen Messgerätes handelt es sich um die „Ersteichung“, bei der Eichung eines ungeeichten Messgerätes um die „Neueichung“ und bei der Eichung während der Gültigkeitsdauer der Eichung des jeweiligen Messgerätes um die „Nacheichung“.³⁹ Durch die Stempelung wird beurkundet, dass das Messgerät zum Zeitpunkt der Prüfung den messtechnischen Anforderungen entsprochen hat. Weiters wird davon ausgegangen, dass bei ordnungsgemäßer Handhabung innerhalb der Gültigkeitsdauer der Eichung die Messwerte korrekt sind. Durch die Stempelung wird die Eichung dokumentiert. Nach bestandener Prüfung erhalten die Messgeräte einen Eichstempel (Konformitätskennzeichnung) und gelten als geeicht. Der Eichstempel besteht aus dem Eichzeichen und dem Jahreszeichen und dem allenfalls in Eichvorschriften vorgesehenen Präzisionszeichen.⁴⁰

Bei Wohnanlagen mit interner Verteilung der Wärme z.B. über Subzähler ist die Hausverwaltung für die entsprechende Eichung verantwortlich, da auch diese die angezeigten Messwerte der Verrechnung zugrunde legt. Verwendet werden dürfen die Anzeigen der Messgeräte zur Verrechnung von verbrauchsabhängigen Kosten nur nach eichtechnischer Prüfung, wobei die Verbraucher von Wasser oder Wärme verpflichtet sind, den periodischen Austausch innerhalb der Eichfrist von 5 Jahren zu ermöglichen (bspw. Anwesenheit zur geplanten Nacheichung).⁴¹

b. Pauschalabrechnung bei hausinterner Verteilung an Verbraucher

Eine Alternative zum Zähler hinsichtlich der Abrechnung würde eine Pauschalabrechnung, etwa eine Verrechnung nach Flächenausmaß der Wohnung, darstellen.

Eine Aufteilung nach Fläche ist jedoch dahingehend nicht „gerecht“, da Mietern die Möglichkeit genommen wird, durch sinnvolles Sparverhalten ihre Heizkosten zu senken. Diese müssten immer für die Mieter, die nicht auf die Heizkosten achten, anteilig der Wohnfläche mitbezahlen. Weiters hat Gesetzgeber Regeln aufgestellt, wie die Kosten für Wärme gerecht unter den Mietparteien aufgeteilt werden. Diese Regelungen sind im HeizKG⁴² und der ÖNORM M 5930 niedergeschrieben und sehen vor, die Kosten für Wärme und gegebenenfalls die Warmwasseraufbereitung in Grundkosten und Verbrauchskosten aufzuteilen. Dabei ist vorgesehen, die Grundkosten aufgrund der jeweiligen beheizten Flächen im Verhältnis zur Gesamtfläche zu berechnen und die Verbrauchskosten eben über geeichte Zähler zu ermitteln.

³⁹ Vgl. § 36 Abs. 2 MEG.

⁴⁰ Vgl. § 36 Abs. 3 MEG.

⁴¹ Vgl. <https://www.techem.at/hausverwalter/eichpflicht-in-oesterreich.html> (abgerufen am 17.09.2017).

⁴² Bundesgesetz über die sparsamere Nutzung von Energie durch verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten (Heizkostenabrechnungsgesetz - HeizKG), BGBl. 827/1992 idF BGBl. I 25/2009.

2) Rechte der Kunden (Schadenersatz, Preiserhöhung, Vertragsbindung)

a. Schadenersatz

Die öffentlich-rechtliche Rechtsordnung regelt die unterbrechungsfreie Versorgung mit Wärme derzeit nicht spezifisch. Das Gebot zur Versorgungssicherheit ergibt sich jedenfalls aus vertraglichem oder wirtschaftlichem Eigeninteresse des Wärmeversorgungsunternehmens.

Im Falle des Versorgungsausfalls könnte der Wärmeversorger grundsätzlich gem. §§ 1295 ff. ABGB⁴³ schadenersatzpflichtig sein.⁴⁴

Grob skizziert sind folgende Voraussetzungen für einen Schadenersatzanspruch notwendig:

Als Schaden gilt gem. § 1293 ABGB jeder Nachteil, den jemand am Vermögen, Rechten oder seiner Person zugefügt worden ist. Ein Schaden kann demnach ein Vermögens- oder ein Personenschaden sein, er kann aus einem Vertragsverhältnis oder einem Delikt resultieren. Schadenersatz kann geltend gemacht werden, sofern der Schaden durch ein rechtswidriges und schuldhaftes Verhalten vom Schädiger verursacht wurde.

Rechtswidrig ist ein Verhalten, sofern es gegen gesetzliche Bestimmungen, gegen die guten Sitten oder gegen einen Vertrag (auch gegen vorvertragliche Schutz- und Sorgfaltspflichten) verstößt. Ein Verhalten ist kausal für einen Schaden, wenn der Schaden ohne das Verhalten nicht eingetreten wäre. Unter Verschulden versteht man die persönliche Vorwerfbarkeit des rechtswidrigen Verhaltens. Das Verschulden lässt sich in unterschiedliche Grade teilen, wobei man zwischen leichter Fahrlässigkeit, grober Fahrlässigkeit und Vorsatz unterscheidet.

In allen vorliegenden Service-Verträgen wurde der Schadensersatz-Anspruch grundsätzlich ausgeschlossen bzw. auf schuldhaftes Verhalten des Wärmeversorgungsunternehmens (WVU) begrenzt.

Variante 1: „Nachlässe und Schadenersatz werden auch in den Fällen nicht gewährt (auch nicht bei Abweichung von den normalen Druck- und Temperaturverhältnissen), in denen dem WVU keine oder nur leichte Fahrlässigkeit nachgewiesen werden kann.“

Variante 2: „Für Vermögensschäden, die der Kunde durch schuldhaftes, rechtswidriges Verhalten des WVU oder Personen, für die das WVU einzustehen hat, erleidet, haftet das WVU nur im Falle von grober Fahrlässigkeit und Vorsatz. Eine Haftung für Vermögensschäden bei leichter Fahrlässigkeit wird ausgeschlossen. Ebenso ist eine Haftung für Schäden

⁴³ Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesamten deutschen Erbländer der Oesterreichischen Monarchie, JGS Nr. 946/1811 idF BGBl. I 161/2017

⁴⁴ Vgl. auch http://diepresse.com/home/panorama/oesterreich/730214/FernwaermeAusfall_Fuenf-BusTickets-als-Dankeschoen (erstellt am 07.02.2012, abgerufen am 05.09.2017).

ausgeschlossen, die aus einer Unterbrechung der Wärmeversorgung von weniger als 12 Stunden entstehen.“

Variante 3: „Für Schäden, die der Kunde durch vertragswidrige Unterbrechung der Wärmeversorgung oder Überschreitung der höchstzulässigen Druck und Temperaturverhältnisse erleidet, haftet das WVU, wenn der Schaden durch das WVU oder Personen, für die das WVU einzustehen hat, verschuldet worden ist. Eine Haftung für entgangenen Gewinn ist ausgeschlossen, ausgenommen im Fall grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz.“

Bei der Beurteilung, ob ein derartiger Haftungsausschluss rechtskonform ist, muss einerseits von einem Vertrag zwischen zwei Unternehmen (Unternehmensvertrag) und andererseits von einem Vertrag zwischen Unternehmer und Verbraucher (Verbrauchervertrag) unterschieden werden.

i. Unternehmensverträge

Zwischen Unternehmern ist der Haftungsausschluss für leichte Fahrlässigkeit grundsätzlich erlaubt. Der Ausschluss der Haftung für Personenschäden ist jedoch keinesfalls zulässig.

Inwieweit der Haftungsausschluss für grob fahrlässiges Verhalten zulässig ist, kann nicht generell beantwortet werden, zumal der Oberste Gerichtshof vereinzelt die grobe Fahrlässigkeit nochmals in eine schlicht grobe und eine krass grobe⁴⁵ Fahrlässigkeit aufgeteilt hat. Haftungsausschlüsse für krass grobe Fahrlässigkeit sind jedenfalls unzulässig, solche für schlichte⁴⁶ sind in Einzelfällen erlaubt. Haftungsausschlüsse für Vorsatz sind stets unzulässig.

ii. Verbraucherverträge

Jedenfalls rechtswidrig bei Verbraucherverträgen ist gem. § 6 Abs. 1 Z 9 KSchG⁴⁷ der Ausschluss der Haftung bei grobem Verschulden oder Vorsatz des Unternehmers oder ihm zurechenbarer Dritter. Ebenso rechtswidrig ist ein Haftungsausschluss für Personenschäden.

Ein Haftungsausschluss für leichte Fahrlässigkeit ist auch bei Verbraucherverträgen in begrenztem Rahmen⁴⁸ zulässig. Ein Haftungsausschluss für leichte Fahrlässigkeit hinsichtlich Schäden an zur Bearbeitung übernommenen Sachen muss im Einzelnen ausgehandelt werden.

Auch der Ausschluss der Haftung für leichte Fahrlässigkeit kann sittenwidrig sein, wenn er für den Verbraucher eine gröbliche Benachteiligung iSd § 879 Abs. 3 ABGB darstellt. Eine Klausel, nach welcher der Ausschluss der Haftung für leichte Fahrlässigkeit umfassend sein soll und auch eine Freizeichnung bei Verletzung vertraglicher Hauptpflichten für die vom Unternehmer oder seinen Erfüllungsgehilfen verursachten Schäden erfasst, ist gröblich

⁴⁵ Vgl. RIS-Justiz RS0016582.

⁴⁶ Vgl. RIS-Justiz RS0016583.

⁴⁷ Bundesgesetz vom 8. März 1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz - KSchG), BGBl. Nr. 140/1979 idF BGBl. I 50/2017.

⁴⁸ Vgl. RIS-Justiz RS0117267.

benachteiligend iSd § 879 Abs. 3 ABGB. Ein Haftungsausschluss für leichte Fahrlässigkeit ist insbesondere dann unzulässig, wenn er auch bei Verletzung vertraglicher Hauptpflichten zum Tragen kommt und eine sachliche Rechtfertigung für einen solchen weitgehenden Haftungsausschluss nicht zu erkennen ist.⁴⁹

Dementsprechend ist der Ausschluss von Schadenersatz (bei leichter Fahrlässigkeit) grundsätzlich zulässig. Ist dieser jedoch im Einzelfall für den Verbraucher gröblich benachteiligend, ist dieser Ausschluss unzulässig. Zwischen Unternehmern kann grundsätzlich von der Erlaubtheit des Haftungsausschlusses für leichte Fahrlässigkeit ausgegangen werden. Im Einzelfall kann allerdings auch außerhalb der Personenschäden die Vereinbarung eines Haftungsausschlusses für Fälle leichter Fahrlässigkeit dann unzulässig sein, wenn von einer wirtschaftlichen Vormachts- oder Monopolstellung dessen auszugehen ist, der im Wege dieser Klausel seine Haftung ausschließen möchte oder wenn es sich um Haftungsausschlüsse hinsichtlich ganz unvorhersehbarer oder atypischer Schäden handelt.

b. Preiserhöhung

Da Verträge eines Wärmeversorgungsunternehmens meist langfristig mit einer mehrjährigen Bindung des Kunden abgeschlossen werden, ist es aus wirtschaftlichen Gründen des WVUs notwendig, das vereinbarte Entgelt an aktuelle Gegebenheiten anpassen zu können. Eine solche Entgeltanpassung ist allerdings nur möglich, wenn sie bereits im Vertrag ausdrücklich vereinbart wurde. Fehlt eine solche Preisanpassungsklausel im Vertrag haben beide Parteien das Recht auf Änderungskündigung⁵⁰.

Gem. § 6 Abs. 1 PreisG 1992⁵¹ sind die Preise, sofern sie behördlich festgesetzt werden, volkswirtschaftlich sowie der wirtschaftlichen Lage der Verbraucher und Leistungsempfänger angemessen festzusetzen. § 6 Abs. 1 Z 5 will Verbraucher vor unvorhersehbaren, nicht kalkulierbaren einseitigen Preisänderungen durch Unternehmer schützen.⁵² Gem. Abs. 2 können die Preise als Höchst-, Fest- oder Mindestpreise bestimmt werden. Wird davon kein Gebrauch gemacht, werden also keine Preise festgesetzt, so kann das Fernwärmeversorgungsunternehmen gem. § 4 PreisG 1992 durch Verordnung oder Bescheid verpflichtet werden, regelmäßig jene Daten zu melden, die zur Überprüfung der volkswirtschaftlichen Rechtfertigung⁵³ der jeweils geforderten Preise erforderlich sind.

⁴⁹ Vgl. OGH 26.4.2017, 7 Ob 217/16m.

⁵⁰ Eine Änderungskündigung ist die Kündigung eines Dauerschuldverhältnisses verbunden mit dem Angebot, einen neuen Vertrag abzuschließen, um es zu geänderten Bedingungen (mit dem neuen Tarif) fortzusetzen.

⁵¹ Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen über Preise für Sachgüter und Leistungen getroffen werden (Preisgesetz 1992), BGBl. 145/1992 idF BGBl. I 50/2012.

⁵² 744 BlgNR 14. GP 23 f.

⁵³ Preise sind dann volkswirtschaftlich gerechtfertigt, wenn sie sowohl den bei der Erzeugung und im Vertrieb oder bei der Erbringung der Leistung jeweils bestehenden volkswirtschaftlichen

Für Preisänderungen, die innerhalb der vereinbarten Vertragsdauer gegenüber dem Kunden geltend gemacht werden, wird eine Preisänderungsklausel im Vertrag benötigt und muss diese den gesetzlichen Vorgaben entsprechen. Hierbei sind Verträge einerseits zwischen dem Wärmelieferanten und einem Privat-Haushalt (als Wärme-Abnehmer) oder andererseits zwischen dem Wärmelieferanten und einem weiteren Unternehmen als (Wärme-Abnehmer) zu unterscheiden.

i. Verbraucherverträge

Wenn es sich um Verbraucherverträge⁵⁴ handelt, müssen die Preisänderungsklauseln den strengen Bestimmungen des KSchG⁵⁵ entsprechen.⁵⁶ Nach § 6 Abs. 1 Z 5 sind Preisänderungen, welche eine Erhöhung des vereinbarten Entgelts für die Lieferung von Fernwärme vorsehen, nur dann möglich, wenn

- der Vertrag bei Vorliegen der vereinbarten Voraussetzungen für eine Entgeltänderung auch eine Entgeltsenkung vorsieht,⁵⁷
- die für die Entgeltänderung maßgebenden Umstände im Vertrag umschrieben werden,
- die Umstände sachlich gerechtfertigt sind und
- ihr Eintritt nicht vom Willen des Unternehmers abhängt.

Die Umstände, die zu einer Entgeltänderung führen, sind in der Preisanpassungsklausel im Vertrag vollständig und konkret zu umschreiben. Der Konsument muss nachvollziehen können, unter welchen Voraussetzungen der Tarif in welchem Umfang angepasst wird.

Innerhalb dieser in der Preisanpassungsklausel enthaltenen Grenzen darf das Wärmeversorgungsunternehmen nach billigem Ermessen den Preis ändern, doch darf die Preisanpassung nicht offenbar unbillig sein. Eine nachträgliche einseitige Entgeltbestimmung durch den Unternehmer ist nur in beschränktem Maße möglich: Die Kriterien derartiger Gestaltungsmacht des Unternehmers müssen vertraglich festgelegt sein und sollen den Verbraucher vor willkürlichen Maßnahmen des Unternehmers schützen. Preisgleitklauseln sind nicht zur Gänze verboten; aber es besteht ein Schutz der Verbraucher vor plötzlichen Preiserhöhungen. Die Preiserhöhung muss jedenfalls sachlich gerechtfertigt sein. Es geht also nicht bloß um Klarheit und formale (rechnerische) Nachvollziehbarkeit der Preisänderung, sondern auch darum, dass diese Preiserhöhung sachlich hinreichend begründet erscheint.⁵⁸

Verhältnissen als auch der jeweiligen wirtschaftlichen Lage der Verbraucher oder Leistungsempfänger bestmöglich entsprechen, § 6 Abs. 1 Preisgesetz 1992.

⁵⁴ Gem. § 1 KSchG.

⁵⁵ Bundesgesetz vom 8. März 1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz - KSchG), BGBl. 1979/140 idF BGBl. I. 2015/105.

⁵⁶ Vgl. OGH 29.04.2004, 8Ob 130/03f.

⁵⁷ Hierfür reicht der Begriff „Anpassung“ des Entgelts.

⁵⁸ *Krejci*, in: *Rummel ABGB*³ § 6 KSchG, 72.

Für die Erhöhung maßgebende Umstände, welche eine Preiserhöhung rechtfertigen, regelt § 6 Abs. 1 Z 5 leg cit nicht. Denkbar sind jedoch folgende Ansätze.⁵⁹

- a) *Vorausbestimmbarkeit des Umfanges der Preiserhöhung*: Damit dem Endverbraucher ersichtlich ist, warum Preiserhöhungen erfolgen, ist es wichtig, dass die Gründe festgelegt werden müssen. Würde eine derartige Regelung fehlen, könnte das Unternehmen beliebig und willkürlich die Preise ändern. Die Pflicht des Unternehmens, die für die Preiserhöhung maßgebenden Umstände zu nennen, schließt vielmehr mit ein, dass dem Verbraucher auch die Art und Weise der Preiserhöhung einsichtig wird.⁶⁰
- b) *Sachlicher Kalkulationsbezug der „maßgebenden Umstände“*: Nur objektive Umstände, welche Auswirkungen auf die Preiskalkulation haben, gelten als sachlich. Dementsprechend dürfte ein Fernwärmeversorgungsunternehmen den Preis für Fernwärme nicht abstrakt vom Ölpreis abhängig machen, da in diesem Fall der Bezug fehlen würde. Das KSchG will jedoch keine Preise im Sinne eines Preisgesetzes festsetzen und ist die Beurteilung, ob etwa ein Entgelt für eine Leistung angemessen ist, nicht nach dem KSchG zu prüfen. Jedenfalls aber muss der sachliche Bezug zwischen den Preiserhöhungsumständen und der Preiskalkulation erkennbar sein.⁶¹
- c) *Klare Umschreibung der „maßgebenden Umstände“*: Allgemeine generalklauselhafte Hinweise sind nicht ausreichend, um die „maßgebenden Umstände“ zu beschreiben. Dem Verbraucher muss klar sein, unter welchen Umständen und in welchem Ausmaß die Preise erhöht werden.⁶² Die Angabe der Umstände „Verschlechterung der Marktlage“ oder „Konjunktur“ sind nicht ausreichend.⁶³ Unpräzise Umstände widersprechen der Zielsetzung des § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG. Das Fernwärmeversorgungsunternehmen wird nicht zu kalkulatorischen und betriebswirtschaftlichen Offenlegungen angehalten, soll aber jedenfalls die Umstände für eine Preiserhöhung darlegen. Diese Umstände sollen vom Willen des Fernwärmeversorgungsunternehmens unabhängig sein.⁶⁴

Der Verbraucher soll dementsprechend vor unvorhersehbaren, nicht kalkulierbaren einseitigen Preisänderungen durch Unternehmen geschützt werden.⁶⁵ Vom Unternehmerwillen unabhängige Umstände sind etwa Gesetzesänderungen, behördliche Verfügungen, neue Kollektivvertragslöhne, bundesweite Änderungen bestimmter Tarife, branchenweit Änderungen von Rohstoffpreisen oder neue Steuern. Vom Willen des Unternehmers unabhängig sind all jene für die Kalkulation maßgeblichen Umstände, die dem Unternehmer

⁵⁹ Krejci, in: Rummel ABGB³ § 6 KSchG, 83.

⁶⁰ Krejci, in: Rummel ABGB³ § 6 KSchG, 84.

⁶¹ Krejci, in: Rummel ABGB³ § 6 KSchG, 85.

⁶² Vgl. OLG Wien 30.3.1994, 4 R 3/94.

⁶³ Vgl. KRES 1d/23 (HG Wien 16.8.1994, 24 Cg 358/94).

⁶⁴ wobei ein gänzlicher Ausschluss des Unternehmerswillens wohl nicht möglich bzw. wahrscheinlich ist.

⁶⁵ Krejci, in: Rummel ABGB³ § 6 KSchG, 74.

„von außen“ auferlegt werden und deren Gestaltung vom Unternehmer nicht bzw. zumindest nicht entscheidend mitbestimmt wird.

Ein sachlicher Rechtfertigungsgrund muss jedenfalls die maßgebenden Umstände beschreiben und die Tarifierpassung nachvollziehbar darstellen.⁶⁶ Begründbar wäre eine Tarifierpassung etwa durch getätigte Investitionen in den Netzausbau oder die Netzsicherheit. Das bedeutet jedenfalls, dass die Vertragsbestimmungen durchschaubar, klar, fair und verlässlich ausgestaltet sowie vor Vertragsabschluss bekannt sein müssen, damit der Verbraucher nicht über die Rechtsfolgen im Unklaren gelassen wird.⁶⁷ Dem Verbraucher ist es nämlich nicht zumutbar, einer Bestimmung durch Auslegung einen Inhalt zuzuordnen, welcher sich nicht schon klar und verständlich aus ihrem Text ergibt.⁶⁸

Nach der Judikatur verstößt die Klausel, wonach sich der Preis für Leistungen eines Energieversorgungsunternehmens nach den zur Zeit der Arbeitsausführung geltenden allgemeinen Preissätzen richte, nicht gegen Abs. 1 Z 5 leg cit.⁶⁹ Dies trifft nur zu, wenn gesagt werden kann, dass die Preissätze nach Umständen gestaltet werden, die nicht vom Willen des Unternehmers abhängen.⁷⁰

Zusammenfassend müssen Vertragsänderungen und insbesondere Entgeltanpassungen besonderen Anforderungen genügen, um wirksam zu sein: sie müssen vereinbart, klar nachvollziehbar, in ihren Kriterien sachlich gerechtfertigt, für beide Seiten in gleicher Weise gegeben und in ihren Voraussetzungen vom Willen des Unternehmers unabhängig sein, um nicht gegen § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG zu verstoßen.⁷¹

Widerspricht eine Vertragsbestimmung einem Tatbestand iSd § 6 Abs. 1 KSchG, ist sie gem. § 879 ABGB jedenfalls nicht verbindlich. Es handelt sich bei dieser Bestimmung um eine Verbraucherschutzbestimmung. Grundsätzlich liegt keine absolute, von Amts wegen wahrzunehmende Nichtigkeit vor, auf die sich jedermann berufen dürfte. Vielmehr obliegt es allein dem Verbraucher, die Nichtigkeit der Vertragsbestimmung geltend zu machen. Die Vertragsbestimmung ist demnach relativ nichtig. Die Nichtigkeit ist vom Verbraucher geltend zu machen. Die gesetzwidrige Vertragsbestimmung, nicht der gesamte Vertrag sind demnach nichtig: Es liegt daher in der Regel Teilnichtigkeit des Vertrages vor, die restlichen Vertragsbestimmungen bleiben aufrecht.

Die Kündigung eines Dauerschuldverhältnisses, wie eines Vertrages über die Lieferung von Wärme mit dem Wärmeversorgungsunternehmens, kann unter Einhaltung der Fristen

⁶⁶ Schett, Europäisches Klimaschutzrecht und Erneuerbare Energien 2014, 222 m.w.N.

⁶⁷ Anhang I Abs. 1 EitRL 2009; OGH 05.06.2007, 10 Ob 67/06k; Riedler, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009, 639 (642).

⁶⁸ Graf, in: Kletečka/Schauer, ABGB-ON 1.01, § 864a Rz. 33; Krejci, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 212.

⁶⁹ OGH 16.06.1983, 6 Ob 596/83

⁷⁰ Krejci, in: Rummel ABGB³ § 6 KSchG, 87.

⁷¹ HG Wien 17.07.2015, 39 Cg 11/14g.

ordentlich gekündigt werden. Oftmals beinhalten Wärmelieferverträge aber lange einseitige, kundenseitige Kündigungsverzichte und bleibt nur die Möglichkeit der außerordentlichen Kündigung. Ein Dauerschuldverhältnis kann außerordentlich nur bei Vorliegen wichtiger Gründe gekündigt werden. Als wichtige Gründe kommen insbesondere Vertragsverletzungen, der Verlust des Vertrauens in die Person des Vertragspartners oder schwerwiegende Änderungen der Verhältnisse in Betracht, welche die Fortsetzung der vertraglichen Bindungen nicht zumutbar erscheinen lassen.⁷² Ob es sich bei einer Preiserhöhung um einen derartigen wichtigen Grund handelt, ist stark Einzelfallabhängig und kann hier nicht abschließend beurteilt werden.

ii. Unternehmensverträge

Für Verträge, welche zwischen Unternehmen geschlossen werden, gelten weniger strenge Voraussetzungen für die Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln. Ob die Schutzbestimmungen des KSchG entgegen dem grds. Geltungsbereich des § 1 KSchG auch dann Anwendung finden, wenn es sich bei dem Kunden um einen Unternehmer handelt, ist umstritten. Eine Ansicht bejaht die Anwendbarkeit des KSchG auf Verträge zwischen zwei Unternehmen,⁷³ da die Schutzbestimmungen des KSchG erkennen lassen, welche Vereinbarungen ungültig sind, wenn zwei unterschiedlich starke Vertragspartner kontrahieren.⁷⁴ Nach einer anderen Ansicht wird vertreten, dass § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG zwischen zwei Unternehmen nicht anzuwenden ist.⁷⁵ Das KSchG findet bei Verträgen zwischen Unternehmen keine Anwendung, da bei Unternehmern davon auszugehen ist, dass sie die Tragweite längerfristiger Verträge einschätzen können und somit nicht des Schutzes des KSchG bedürfen.⁷⁶

Außerhalb des Anwendungsbereiches des KSchG dürfen einseitige Gestaltungsrechte nach § 1056 ABGB nur nach billigem Ermessen ausgeübt werden.⁷⁷ Bei einer Preisänderung sind die Maßstäbe von Treu und Glauben zu beachten und ist diese als offenbar unbillig anzusehen, wenn die Unrichtigkeit einem sachkundigen und unbefangenen Beobachter unmittelbar erkennbar ist.⁷⁸ Eine fehlerhafte Preisfestsetzung führt jedoch nicht zur Unwirksamkeit des

⁷² OGH 06.05.2008 10 Ob 45/08b.

⁷³ EB RV 2006 zu § 45b i.d.F. BGBl. I 2006/106; OGH SZ 53/103. So auch *Riedler*, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009, 639 (641).

⁷⁴ Vgl auch RIS-Justiz RS0016850.

⁷⁵ OGH 13.06.2006, 10Ob125/05p, OGH 13.06.2006, 10Ob145/05d.

⁷⁶ *Graf*, Änderung von Entgelten, *ecolex* 2009, 1035 (1036 f.) mit Verweis auf OGH 13.06.2006, 10 Ob 125/05p und OGH 13.06.2006, 10 Ob 145/05d.

⁷⁷ *Griss*, in: KBB § 984 Rz 3; 3 Ob 238/05d, RdW 2006, 65 = Zak 2006/90, 55 zur vergleichbaren Bestimmung des § 6 Abs 2 Z 3 KSchG m.w.N.

⁷⁸ *Schett*, Europäisches Klimaschutzrecht und Erneuerbare Energien 2014, 223 m.w.N.

Vertrags, sondern ist die unbillige Tariffestsetzung durch richterliche Korrektur nachträglich zu ändern.⁷⁹

Auch der OGH⁸⁰ leitet aus § 879 Abs. 3 ABGB ab, dass Preisanpassungsklauseln sowohl Preiserhöhungen als auch Preissenkungen zulassen. Auch bei einseitiger Preisanpassung zwischen zwei Unternehmen müssen die maßgeblichen Umstände für die Tarifierfassung sachlich gerechtfertigt sein und im Vertrag auch umschrieben werden. Eine detaillierte Angabe der möglichen Preisanpassung ist nicht anzugeben, wobei sich hier ein Gestaltungsraum für die Vertragsgestaltung bei Unternehmensgeschäften ergibt.⁸¹

Eine unbillige Preisfestsetzung führt nicht zur Unwirksamkeit der Abrede, sondern zur nachträglichen richterlichen Korrektur der fehlerhaften Entgeltfestsetzung.⁸²

c. Vertragsbindung bei Fernwärme- Einzelverträgen

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich nur noch auf Verbraucherverträge.

§ 15 Abs. 1 KSchG schützt Verbraucher vor überlangen Vertragsbindungen, indem nichtunternehmerischen Kunden bei Dauerlieferverträgen gegenüber unternehmerischen Vertragspartnern jährliche Kündigungsrechte gewährt werden. § 15 Abs. 3 KSchG gestattet die Aufschiebung des ersten möglichen Kündigungstermins, wenn die Erfüllung des Vertrags für den Verbraucher erhebliche Aufwendungen verursacht und dies dem Verbraucher spätestens bei Vertragsabschluss mitgeteilt worden ist. § 15 Abs. 3 KSchG berücksichtigt somit das Interesse des Unternehmers an der Amortisation seiner gerade für diesen Vertrag getätigten Investitionen.⁸³

Verträge mit Klauseln, die auf die Dauer des Eigentumsrechts der Wohnung oder des Hauses abgeschlossen sind, sind fragwürdig. Hierzu stellte der OGH⁸⁴ klar, dass längere Vertragsbindungen nur unter der Voraussetzung zulässig sind, dass der Energieversorger⁸⁵ erhebliche Aufwendungen getragen hat, die dem Betroffenen bei der Vertragsschließung bekannt gegeben werden. Unpräzise, allgemeine Hinweise des Energieversorgers reichen jedenfalls nicht aus. Zweck der Regelung sei nämlich, dem Verbraucher eine Beurteilung der Angemessenheit der von ihm einzugehenden Bindung zu ermöglichen. Die bloße Mitteilung

⁷⁹ Vgl. OGH 23.02.1983, 3Ob690/82; OGH 29.10.2014, 9ObA157/13y (RIS-Justiz RS0020079).

⁸⁰ Vgl. OGH 13.06.2006, 10Ob145/05d; OGH 11.12.2006, 7 Ob 201/05t; OGH 10.06.1987, 1 Ob568/87

⁸¹ OGH 11.12.2000, 7Ob 201/05t; *Schett*, Europäisches Klimaschutzrecht und Erneuerbare Energien 2014, 224.

⁸² JBI 1992, 35; 1980, 151 mwN ua; RIS-Justiz RS0020079

⁸³ Vgl. dazu *Schauer/Beig*, Zulässige Vertragsbindung bei Fernwärmelieferverträgen im Lichte des Verbraucherschutzrechts, wobl 2004, 134 f m.w.N.

⁸⁴ OGH 29.4.2004, 8 Ob 130/03f.

⁸⁵ Im vorliegenden Fall das Fernwärmeversorgungsunternehmen.

erheblicher Aufwendungen hätte bloße Alibifunktion und widerspräche dem Zweck dieser Regelung. Doch selbst die korrekte Bekanntgabe der Aufwendungen - so der OGH - sei kein Freibrief für den Energieversorger, Bindungsfristen zu vereinbaren, die bei dauerndem Verbleib in der Wohnung auf eine lebenslange Bindung hinauslaufen können.

Zudem sind Klauseln, die dem Eigentümer vorschreiben, dass bei Änderung der Besitz-, Eigentums- oder Miteigentumsverhältnisse, der Nachfolger in die Rechte und Pflichten aus diesem Vertrag eintreten muss, ebenfalls ungültig. Dementsprechende Klauseln sind gröblich benachteiligend im Sinn des § 879 Abs. 3 ABGB, weil der Verbraucher, der die Wohnung aufgibt, bei sonstiger Weiterhaftung die Rechte und Pflichten aus dem Vertrag auf seinen Nachfolger überbinden muss. Sollte sich der Nachfolger nicht zur Übernahme des Vertrages bereit erklären, würde das bedeuten, dass der Verbraucher die laufenden Kosten weiterhin zu tragen hat, auch wenn er das Gebäude nicht mehr bewohnt.⁸⁶

3) Wärmespeicher (wassergeführt)

Die Weiterentwicklung von Wärmenetzen auch im Kontext der forcierten Einbindung von (industrieller) Abwärme ist eine zentrale Herausforderung des österreichischen Energiesystems, u.a. auch zur Forcierung der gesamten Ressourceneffizienz. Eine zentrale Rolle werden in Zukunft in diesem Zusammenhang verstärkt neue Formen von innovativen Wärmespeichern einnehmen. Wärmespeicher bieten großes Potenzial, um das Wärmelastmanagement zu optimieren und zu flexibilisieren, industrielle Abwärme in das Energiesystem zu integrieren und somit Primärenergie einzusparen. Rechtlich sind innovative Wärmespeicher bisher kaum spezifisch geregelt. Auch der Abschlussbericht der Speicherinitiative des Klima- und Energiefonds⁸⁷ vom Juni 2016 geht auf etwaige Regelungen für neue Wärmespeicher kaum näher ein. Untersucht werden im Folgenden prioritär ausgewählte allgemeine rechtliche Grundlagen für Wärmespeicher.

Die Weiterentwicklung von Wärmenetzen auch im Kontext der forcierten Einbindung von (industrieller) Abwärme ist eine zentrale Herausforderung des österreichischen Energiesystems, u.a. auch zur Forcierung der gesamten Ressourceneffizienz. Eine zentrale Rolle werden in Zukunft in diesem Zusammenhang verstärkt neue Formen von innovativen Wärmespeichern einnehmen. Wärmespeicher bieten großes Potenzial, um das Wärmelastmanagement zu optimieren und zu flexibilisieren, industrielle Abwärme in das Energiesystem zu integrieren und somit Primärenergie einzusparen. Rechtlich sind innovative Wärmespeicher bisher kaum explizit geregelt. Auch der Abschlussbericht der Speicher-

⁸⁶ OGH 29.4.2004, 8 Ob 130/03f.

⁸⁷ Abrufbar unter: <http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/Abschlussbericht-Startphase/Speicherinitiative-Abschlussbericht-Startphase-lowres.pdf>.

initiative des Klima- und Energiefonds⁸⁸ vom Juni 2016 geht auf etwaige Regelungen für neue Wärmespeicher kaum näher ein. Untersucht werden in dieser Abhandlung prioritär ausgewählte allgemeine rechtliche Grundlagen für Wärmespeicher.

a. Rechtliche Definition für Wärmespeicher

Wärmespeicher sind Speicher für thermische Energie.⁸⁹ Es wird hierbei unterschieden zwischen thermochemischen Wärmespeichern, sensiblen Wärmespeichern und zwischen Latentwärmespeichern. Derartige Speicher können verschieden groß errichtet werden; die Größe beginnt bei dezentralen Kleinanlagen und geht bis hin zu großen zentralen Speichern. Es gibt kurzfristige Speicher (Tagesspeicher) sowie langfristige Speicher (saisonale Speicher); diese können je nach Bauart Niedertemperaturwärme zur Raumheizung als auch Hochtemperaturwärme für industrielle Anwendungen aufnehmen und wieder abgeben.⁹⁰ Bei energieintensiven Betrieben ermöglicht ein Wärmespeicher eine Kostenersparnis durch Reduzierung von Lastspitzenzukauf, Primärenergieeinsparung und Effizienzsteigerung bei Prozessen. Demnach gibt es im technischen Bereich diverse Definitionen für die vielen unterschiedlichen Wärmespeicher. Im Bereich der österreichischen Gesetzgebung ist dies anders.

Eine der wenigen Bestimmungen, die Wärmespeicher in der österreichischen Gesetzgebung näher beschreibt, findet sich im Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG).⁹¹ Im Sinne des § 3 leg cit wird unter einer „Infrastrukturanlage“ u.a. ein Wärme- und Kältespeicher verstanden. Daraus ergibt sich, dass sich weitere rechtliche Bestimmungen für etwaige Wärmespeicher-Förderungen im Sinne dieses Gesetzes unter dem Begriff der Infrastrukturanlage finden.⁹²

⁸⁸ Abrufbar unter: <http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/Abschlussbericht-Startphase/Speicherinitiative-Abschlussbericht-Startphase-lowres.pdf>.

⁸⁹ Einzelne Teile dieser Ausführungen wurden aus den Projekten wind2hydrogen (FFG-Nr. 843920), Underground Sun Storage (FFG-Nr. 840705), GebEn (FFG-Nr. 840641) und heatportfolio (FFG-Nr. 848849) und SeasonalGridStorage (FFG-Nr. 850079) entnommen und projektbezogen ebenso in diesem Projekt weiter ausgeführt.

⁹⁰ *Sterner/Stadler*. Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 535 f.

⁹¹ Bundesgesetz, mit dem die Errichtung von Leitungen zum Transport von Nah- und Fernwärme sowie Nah- und Fernkälte gefördert wird (Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz – WKLG), BGBl I 113/2008 idF BGBl I 72/2014.

⁹² Infrastrukturanlagen dürfen im Zuge eines Fernwärmeausbauprojekts gem. § 4 Abs. 4 WKLG auch Förderungen aus anderen Förderquellen beziehen, ohne dass diese zusätzliche Förderung zur Fördergrenze des WKLG hinzugezählt werden würde. Der Fördertatbestand richtet sich nach § 6 Abs. 1 Z 3 WKLG und beträgt die Höhe der Förderung 50 vH der Investitionsmehrkosten bzw. 35 vH der

Eine weitere Definition findet sich für Pufferspeicher im Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 (Oö. LuftREnTG)⁹³. Demnach ist ein Pufferspeicher gem. § 3 Z 29 ein Speicher, der die überschüssige Energiemenge aus der Differenz zwischen Wärmeleistung der Feuerstätte und an das Heizungssystem abgegebener Leistung aufnimmt.

Die Definition des „Energiespeichers“⁹⁴ im aktuellen Vorschlag zur Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie⁹⁵ im Rahmen des sog. „Winterpakets“ beschränkt sich auf Energiespeicher im Elektrizitätsnetz.

b. Gewerbeberechtigung

Die Gewerbeordnung gilt gem. § 1 Abs. 1 GewO 1994⁹⁶, soweit nicht die §§ 2 bis 4 leg cit anderes bestimmen, für alle gewerbsmäßig ausgeübten und nicht gesetzlich verbotenen Tätigkeiten.

Ein Wärmespeicher ist für sich allein gesehen eine technische Einrichtung, die für verschiedene Zwecke genutzt werden kann. Der Gewerbeordnung 1994 unterfällt nicht der Wärmespeicher an sich⁹⁷, sondern allenfalls die Tätigkeit des Wärmespeicherns. Dabei unterfällt wiederum nur die erwerbsmäßige Wärmespeicherung der Gewerbeordnung 1994; was etwa in privaten Haushalten (also nicht erwerbstätig) an Wärmespeicherung stattfindet, ist daher aus gewerberechtl. Sicht nicht erfasst. In weiterer Folge muss danach unterschieden werden, für welche Zwecke und in welchem Zusammenhang Wärme gespeichert wird. So kann etwa ein Bergbaubetrieb einen Wärmespeicher für seine bergbaulichen Zwecke betreiben. Diese Tätigkeit fällt jedoch nicht unter die Gewerbeordnung, sondern ist als Teiltätigkeit des Bergbaubetriebs dem Bergrecht zuzuordnen. Sinngemäß Entsprechendes gilt auch für sonstige Speicher, die im Rahmen anderer, nach § 2 GewO 1994 ausgenommener Erwerbstätigkeiten eingesetzt werden. Erst nach dieser ersten Abgrenzung

gesamten Investitionskosten, wenn keine Alternativen bestehen, höchstens jedoch 200 000 Euro pro Megawatt Leistungswert der Anlage.

⁹³ Landesgesetz über das Inverkehrbringen, die Errichtung und den Betrieb von Heizungsanlagen, sonstigen Gasanlagen sowie von Lagerstätten für brennbare Stoffe (Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 - Oö. LuftREnTG), LGBl. 114/2002 idF LGBl 34/2017.

⁹⁴ „Energiespeicherung“ auf das Elektrizitätsnetz bezogen meint das Speichern einer erzeugten Strommenge zur späteren Nutzung, entweder als Endenergie oder umgewandelt in eine andere Energieform (Art. 2 Z 47).

⁹⁵ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM(2016) 864 final.

⁹⁶ Gewerbeordnung 1994 – GewO 1994, BGBl. Nr. 194/1994 idF BGBl I 107/2017.

⁹⁷ Die Genehmigung des Wärmespeichers kann allenfalls dem Anlagenrecht unterliegen, siehe Punkt 4.2 f.

verbleiben die der Gewerbeordnung unterfallenden Wärmespeicher. Hier können abermals zwei weitere Unter-Differenzierungen gemacht werden:

Ist die erwerbsmäßige Wärmespeicherung eine Teiltätigkeit der gewerblichen Wärmeversorgung anderer, handelt es sich um ein freies Gewerbe. Freie Gewerbe sind alle unter die Gewerbeordnung fallenden Tätigkeiten, welche nicht in der taxativen Liste der reglementierten Gewerbe gem. § 94 GewO 1994 geführt sind. Auf eine solche Tätigkeit ist die GewO 1994 prinzipiell anzuwenden. Da es sich bei der erwerbsmäßigen Wärmespeicherung im Zuge einer gewerblichen Wärmeversorgung anderer nicht um ein gelistetes Gewerbe im Sinne des § 94 GewO 1994 handelt, ist aus berufsrechtlicher Sicht von einem sog. „freien Gewerbe“ auszugehen, das jedoch anzumelden ist. Sind die allgemeinen Voraussetzungen gegeben, darf ab dem Zeitpunkt der Anmeldung das Gewerbe ausgeübt werden.

Denkbar ist jedoch auch, dass die Wärmespeicherung bloß eine dienende Funktion für diverse andere Gewerbsarten hat (etwa im Zuge eines Industriebetriebes). Die in diesem Sinn dienende, untergeordnete Wärmespeicherung ist kein eigenes (daher auch kein freies) Gewerbe, sondern eine unselbständige Teiltätigkeit eines anderen Gewerbes, die das rechtliche Schicksal dieses eigentlichen Gewerbes teilt. Insofern ein reglementierter Gewerbebetrieb für seine Zwecke auch Wärme speichert, wäre die Wärmespeicherung dann eben Teil einer reglementierten Tätigkeit.

c. Anlagengenehmigung

Unter das gewerberechtliche Betriebsanlagenrecht fallen Wärmespeicher, die gewerblichen Tätigkeiten dienen. Unter den weiteren Voraussetzungen des § 74 GewO 1994 ist dann auch eine gewerberechtliche Anlagengenehmigungspflicht zu bejahen.

Gewerbliche Betriebsanlagen dürfen nur mit Genehmigung der Behörde⁹⁸ errichtet oder betrieben werden, wenn sie wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, wegen ihrer Betriebsweise, wegen ihrer Ausstattung oder sonst geeignet sind, das Leben oder die Gesundheit des Gewerbetreibenden, der Nachbarn⁹⁹ oder der Kunden, die die Betriebsanlage der Art des Betriebes gemäß aufsuchen, oder das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte der Nachbarn zu gefährden¹⁰⁰ bzw. die Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub,

⁹⁸ Zuständige Behörde ist nach § 333 Abs. 1 GewO die Bezirksverwaltungsbehörde.

⁹⁹ Der Begriff des Nachbarn ist in § 75 Abs. 2 legaldefiniert.

¹⁰⁰ § 74 Abs. 2 Z 1 GewO 1994.

Erschütterung oder in anderer Weise zu belästigen¹⁰¹. Zwar kann ex ante nicht abschließend beurteilt werden, ob derartige Gefährdungen bzw. Belästigungen tatsächlich vom Betrieb eines konkreten Wärmespeichers ausgehen, da diese im Einzelfall anlagenabhängig und standortspezifisch beurteilt werden müssen; allerdings reicht aufgrund des Wortlauts bereits die bloße „Eignung“ in dieser Hinsicht aus; bereits diese bedingt die Genehmigungspflicht. Da dies in der Regel nicht ausgeschlossen werden kann, und etwa durch das im wassergeführten Speicher¹⁰² (chemisch veränderte) erhitzte Wasser von einer potentiellen Verbrennungsgefahr auszugehen ist¹⁰³, ist tendenziell mit einer Genehmigungspflicht zu rechnen. Diese erforderliche Genehmigung ist nach § 77 Abs. 1 GewO 1994 zu erteilen, wenn nach dem Stand der Technik¹⁰⁴ und dem Stand der medizinischen und der sonst in Betracht kommenden Wissenschaften zu erwarten ist, dass überhaupt oder bei Einhaltung der erforderlichenfalls vorzuschreibenden bestimmten geeigneten Auflagen die nach den Umständen des Einzelfalles voraussehbaren Gefährdungen im Sinne des § 74 Abs. 2 Z 1 GewO 1994 vermieden und Belästigungen, Beeinträchtigungen oder nachteilige Einwirkungen im Sinne des § 74 Abs. 2 Z 2 bis 5 GewO 1994 auf ein zumutbares Maß beschränkt werden.

Abschließend ist anzumerken, dass Wärmespeicher jedenfalls keiner Bewilligung nach dem Ökostromgesetz (ÖSG)¹⁰⁵ bedürfen. Das ÖSG erfasst bloß Ökostromanlagen, das sind Anlagen, die Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen. Ebenso ist für Wärmespeicher keiner der Anlagengenehmigungstatbestände des Elektrizitätsrechts¹⁰⁶ bzw des GWG 2011¹⁰⁷ spezifisch einschlägig. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die österreichische Rechtsordnung derzeit auch kein eigenes „Wärmespeicheranlagengesetz“ kennt, das Wärmespeicher als solches regeln würde.

¹⁰¹ § 74 Abs. 2 Z 2 GewO 1994.

¹⁰² Ein wassergeführter Speicher benützt zur Speicherung das Medium Wasser.

¹⁰³ Bei anderen Speichermedien kann es zu Verätzungsgefahr oder Explosionsgefahr kommen (vgl. Kapitel zu IPPC Anlage oder Seveso III Anlage).

¹⁰⁴ § 71a GewO 1994.

¹⁰⁵ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I 75/2011 idF BGBl I 108/2017.

¹⁰⁶ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I 110/2010 idF BGBö I 108/2017 und die diesbezüglichen Landes-Ausführungsgesetze.

¹⁰⁷ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl I 108/2017.

Je nachdem, welches Speichermedium eingesetzt wird, unterliegen die Errichtung und der Betrieb noch weiteren Sonderregelungen, wie u.a. jenen nach der Seveso III-Richtlinie¹⁰⁸, dem UVP-Gesetz 2000¹⁰⁹ oder dem Druckgerätegesetz¹¹⁰.

¹⁰⁸ Richtlinie 2012/18/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 04.07.2012 zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen, Abl. L 197/2012, 1.

¹⁰⁹ Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), BGBl. I 58/2017.

¹¹⁰ Bundesgesetz über die Sicherheit von unter Druck stehenden Geräten (Druckgerätegesetz), BGBl. I 161/2015.

d. Wasserrechtliche Genehmigungspflichten

Das Wasserrechtsgesetz 1959 (WRG)¹¹¹ enthält eine Vielzahl von Bewilligungstatbeständen, die verschiedenen Schutzzwecken dienen. Ob ein Wärmespeicher in seiner konkreten Gestalt und räumlichen Situierung einen oder mehrere dieser Tatbestände erfüllt, hängt von den Umständen des Einzelfalles ab. Im Folgenden können daher nur Fallkonstellationen skizziert werden, die das Auslösen einer wasserrechtlichen Bewilligungspflicht wahrscheinlich oder zumindest möglich machen können.

Gem. Art. 10 Abs. 1 Z. 10 B-VG fällt das „Wasserrecht“ sowohl in Gesetzgebung als auch in Vollziehung unter die Bundeskompetenz. Seine Regelungen beziehen sich auf die drei Themenkreise „Benutzung der Gewässer“, „Schutz und Reinhaltung der Gewässer“ und „Schutz vor den Gefahren des Wassers“. Je nach Gesichtspunkt¹¹² ist es möglich, dass wasserrechtlich relevante Sachverhalte auch auf der Grundlage anderer Kompetenztatbestände geregelt werden können. Denkbar wären bei Bau und Betrieb eines wassergeführten Wärmespeichers auch die Kompetenztatbestände des Elektrizitätswesens, Gewerberechts, des Bergrechts oder des Baurechts. Demnach gilt grundsätzlich das Kumulationsprinzip, welches sich etwa in § 38 Abs. 1 WRG 1959 manifestiert, wonach die dort angeführten Anlagen auch dann einer wasserrechtlichen Bewilligung bedürfen, wenn eine Bewilligung nach anderen Gesetzen erforderlich ist.¹¹³ Weiters befreien gem. § 32 Abs. 1 leg cit Genehmigungen oder Bewilligungen nach anderen Rechtsvorschriften nicht von der Verpflichtung, die nach dem WRG 1959 zur Reinhaltung erforderlichen Vorkehrungen und die von der Wasserrechtsbehörde vorgeschriebenen Maßnahmen durchzuführen.

Im WRG 1959 werden das Medium Wasser und damit zusammenhängende Teile der Erdoberfläche (Bett, Ufer) behandelt.¹¹⁴ Grundwasser¹¹⁵ ist in Österreich ein Privatgewässer. Der Gebrauch des Grundwassers unterliegt dem WRG 1959.

Das WRG 1959 sieht keinen spezifischen anlagenrechtlichen Teil vor, der etwa mit den §§ 74ff GewO 1994 vergleichbar wäre; vielmehr sind Errichtung, Betrieb und Auflassung von den

¹¹¹ Wasserrechtsgesetz 1959 – WRG 1959, BGBl 207/1969 idF BGBl I 58/2017.

¹¹² Nach der Gesichtspunktetheorie kann ein Sachverhalt je nach Gesichtspunkt unterschiedlichen Kompetenztatbeständen zuordenbar sein.

¹¹³ *Hattenberger*, Anlagenrelevante Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes in *Holoubek/Potacs*, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 979f.

¹¹⁴ *Hattenberger*, Anlagenrelevante Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes in *Holoubek/Potacs*, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 978.

¹¹⁵ Auch Hang- oder Quellwasser ist Grundwasser.

entsprechenden Anlagen wasserrechtlich relevante Verhaltensweisen.¹¹⁶ Gefahren für oder durch das Medium Wasser können auch durch Wärmespeicher verursacht werden.

Bei einem Wärmespeicher als Wasserbenutzungsanlage ist vorerst zu beachten, ob und inwiefern Wasser durch den Wärmespeicher überhaupt benutzt wird. Dabei ist vor allem zu Beginn die wasserrechtliche Qualifikation der Erstbefüllung eines Wasser-Wärmespeichers aus dem Grundwasser oder aus einem Fluss zu beachten, wobei es auch andere denkbare Wasserbenutzungsarten gibt.

Das WRG 1959 enthält eine Vielzahl von anlagenrelevanten Regelungen. Für die Errichtung und den Betrieb von Wärmespeichern sind grundsätzlich nach *Hattenberger*¹¹⁷ – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – folgenden Regelungen relevant:

- 1) Bewilligungspflichten, etwa für die Wasserbenutzung oder für schädliche Einwirkungen auf die Gewässer, ergeben sich aus §§ 9 ff und § 32 WRG 1959. So benötigen die Errichtung von Anlagen zur thermischen Nutzung des Grundwassers (wie auch die Errichtung von Anlagen zur Nutzung bzw. Speicherung von Erdwärme – Erdsondenspeicher) sowie Grundwasserbrunnen gem. § 10 Abs. 2 WRG 1959 eine wasserrechtliche Genehmigung. In § 32 WRG 1959 findet sich eine Generalklausel für „Einwirkungen“ auf Gewässer¹¹⁸. Dabei sind Einwirkungen auf Gewässer, die unmittelbar oder mittelbar deren Beschaffenheit beeinträchtigen, nur nach wasserrechtlicher Bewilligung zulässig. Als eine derartige Einwirkung wird gem. § 32 Abs. 2 lit. b WRG 1959 auch eine mögliche Temperaturänderung des Grundwassers gesehen. Eine Bewilligungspflicht ist bereits dann gegeben, wenn „nach dem natürlichen Lauf der Dinge mit nachteiligen Einwirkungen auf die Beschaffenheit der Gewässer zu rechnen ist“. Sofern dies, nämlich eine Einwirkung auf Gewässer, regelhaft, also bei normalem Betriebsverlauf, ausgeschlossen werden kann, allerdings kommt dieser Genehmigungstatbestand nicht in Betracht.
- 2) Unterlassungspflichten liegen etwa bei Wiedereinleitung von im Rahmen geothermischer Verfahren verwendetem Wasser gem. § 32a Abs. 3 lit. a WRG 1959 vor.

¹¹⁶ *Hattenberger*, Anlagenrelevante Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes in *Holoubek/Potacs*, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 989.

¹¹⁷ *Hattenberger*, Anlagenrelevante Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes in *Holoubek/Potacs*, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 990.

¹¹⁸ Vgl. insbesondere § 32 Abs. 1 lit. c WRG 1959.

- 3) Handlungspflichten ergeben sich entweder unmittelbar aus dem Gesetz oder auf Grund behördlicher Anordnung. § 31 Abs. 2 WRG 1959 sieht beispielsweise eine Handlungspflicht zur Ergreifung von Maßnahmen zur Vermeidung einer Gewässerverunreinigung vor. Da bei wassergeführten Wärmespeichern grundsätzlich die Möglichkeit besteht, dass das chemisch veränderte Speichermedium Wasser austritt, ist in diesem Fall bereits vorab von notwendigen Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung einer Gewässerverunreinigung auszugehen.
- 4) Instandhaltungspflichten von Wasserbenutzungsanlagen als allgemeine wasserwirtschaftliche Verpflichtungen ergeben sich aus § 50 WRG 1959.
- 5) Die Abänderung von Bewilligungen kann gem. § 21a WRG 1959 durch die Vorschreibung nachträglicher (weiterer) Auflagen erfolgen.
- 6) Befristungen können für Wasserbenutzungsrechte gem. § 21 WRG 1959 oder für die Bauvollendung gem. § 112 Abs. 1 leg cit vorliegen. Auch der Bewilligungstatbestand des § 31c WRG 1959, etwa für Anlagen zur Wärmenutzung der Gewässer, sieht eine Befristung vor. § 31c Abs. 5 WRG 1959 erfasst Anlagen, die keine Wasserentnahme¹¹⁹ und anschließende Wiedereinleitung¹²⁰ durchführen, sondern jene (geschlossenen) Systeme, bei denen mit einem Wärmeträgermedium gefüllte Systeme im Boden oder in einem Gewässer verlegt werden¹²¹. § 31c idF 1990 wurde erlassen, um jene (geschlossenen) Wärmepumpensysteme zu erfassen, bei denen mit einem Wärmeträgermittel befüllte Rohrleitungen im Boden oder in einem Gewässer verlegt werden. Dahingehend kann es sich bei einer Anlage zur Wärmenutzung der Gewässer nur um ein geschlossenes System handeln.¹²² Wärmenutzung der Gewässer liegt etwa vor, wenn (Teile eines) Wärmespeichers unter der Erde die Wärme des Grundwassers nutzen, um eine Temperaturerhöhung des Speichermediums hervorzurufen. Hierfür werden Rohre innerhalb des Grundwassers verlegt und gibt das Grundwasser dementsprechend Wärme an die Rohre und in weiterer Folge an das Wärmemittel ab. Ein derartiger Wärmespeicher, der nicht hydraulisch entkoppelt ist und dahingehend kein neues Wasser aufnimmt bzw. kein altes Wasser abführt, sondern bestehendes Wasser im Inneren aufheizt und abkühlt, kann als geschlossenes System und demnach als nach § 31c Abs. 5 leg cit als Anlage zur Wärmenutzung der Gewässer gesehen werden.

¹¹⁹ Wonach es sich gem. § 10 um eine bewilligungspflichtige Wasserentnahme handelt.

¹²⁰ Wonach es sich gem. § 32 um eine bewilligungspflichtigen (Wieder-)Einleitung des temperaturveränderten Wassers handelt.

¹²¹ Weil diese nicht (hinreichend eindeutig) von §§ 9, 10 bzw. 32 erfasst sind.

¹²² *Oberleitner/Berger*, WRG-ON 1.04 § 31c, 7a (Stand: Juli 2016, rdb.at).

Für Anlagen zur Wärmenutzung der Gewässer ist das Anzeigeverfahren gem. § 114 WRG 1959 anzuwenden, wobei eine Bewilligung mit max. 25 Jahren ab Einbringung der Anzeige befristet ist. Auf Vorhaben gem. § 31 Abs. 5 lit. a bis c WRG ist das Anzeigeverfahren gem. § 114 WRG 1959 anzuwenden. Die Bewilligung gilt als erteilt, wenn die Behörde nicht innerhalb von drei Monaten ab Einlangen der Anzeige schriftlich mitteilt, dass die Durchführung eines Bewilligungsverfahrens erforderlich ist.¹²³ Es findet eine behördliche Prüfung im Anzeigeverfahren statt, ob eine Beeinträchtigung von fremden Rechten¹²⁴ oder von öffentlichen Interessen¹²⁵ zu erwarten ist.

- 7) Die Aufsicht über die Bauausführung, die Kollaudierung und die Gewässeraufsicht im Sinne einer begleitenden Kontrolle des Anlagenbetriebes wird in §§ 120 und 121 WRG 1959 geregelt.

¹²³ § 114 Abs. 3 WRG.

¹²⁴ § 12 Abs. 2 WRG.

¹²⁵ § 105 WRG.

6 Literaturverzeichnis

Arndt, U. (2008). Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation, TU München.

Baresch, M., Goers, S., Tichler, R. Schneider, F.: Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit einem speziellen Schwerpunkt auf Energie inkl. Zusatzmodul MOVE2social: Integration von Einkommen, Alter und Geschlecht. Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität Linz, 2014.

Biermayr, P. et al (2015). Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2014. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 11/2015.

Binder, Lukas, Vermessungswesen-Messwesen-Eichwesen, in: Holoubek, Michael / Potacs, Michael (Hrsg.) Öffentliches Wirtschaftsrecht, Band 2, 2. Auflage, Springer Wien 2007, 431-449.

Biomasseverband OÖ (2013). Wirtschaftlichkeit von Holzgasanlagen. Heizwerke Betreibertag 2013. Landwirtschaftskammer OÖ

Biomasseverband OÖ (2015). Strom aus kleinen Holzgasanlagen – Interessant für bäuerliche Betriebe? Fachtagung Energie 16.01.2015

CEDIGAZ (2015) Medium and long term natural gas outlook. February 2015.

Eicker, U. (2012). Solarthermische Anlagen für Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung. In: Taschenbuch für Heizung+Klimatechnik, ISBN 3835632027, 75th edition 2011/2012, Oldenbourg Industrieverlag GmbH

EPA (2015): Catalog of CHP Technologies;
http://epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_full.pdf

EU Kommission (2013) EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050. Reference Scenario 2013.

Feik, Rudolf, Gewerbliches Betriebsanlagenrecht, in: Raschauer, Nicolas / Wessely, Wolfgang (Hrsg.), Handbuch Umweltrecht, 1. Auflage, Springer Wien 2006, 179-200

Fleckl, Th. et al (2015). Effiziente Abwärmenutzung durch Hochtemperaturwärmepumpen in der Industrie. URL: http://www.ak-energie.at/pdf/ET2015/ET2015_Fleckl.pdf (dl: 25.02.2016)

Frederiksen, S. und Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. Studentlitteratur Lund, 2013.

Gruber, Gunther / Paliege-Barfuß, Sylvia, Die Gewerbeordnung - GewO Online, (Stand: 1.10.2017, rdb.at)

Hattenberger, Doris, Anlagenrelevante Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes in: Holoubek, Michael / Potacs, Michael (Hrsg.) Öffentliches Wirtschaftsrecht, Band 2, 2. Auflage, Springer Wien 2007, 975-1030.

Herkel, S. (2015). Energiewirtschaftliche Fragestellungen der Solarthermie. URL: http://www.nachhaltigwirtschaften.at/iea_pdf/iea_shc_task_52_ee_3-15_artikel_herkel.pdf (dl: 26.02.2016)

Hofstädter, Ch. (2015). Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie. Diplomarbeit, TU Wien.

Knopf, B., Pahle, M., Edenhofer, O. (2012) Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62(6), 37-40.

Krejci, Heinz, Konsumentenschutzgesetz Kommentar, in: Rummel, Peter / Lukas, Meinhard, ABGB online - Kommentar zum Allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuch, (Stand 1.1.2002, rdb.at)

Lambauer, J. et al (2008). Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung.

Mangold, M. et al (2007). Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht zum BMU Vorhaben 0329607L.

Mauthner, F. et al (2016). Technology and Demonstrators. Technical Report Subtask C –Part C1. IEA Task 52 Solar Heat and Energy Economics in Urban Environments. URL: http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2016-05-28/iea-shc_task_52_stc1-classification_and_benchmarking_2016-03-31_report.pdf

Müller, A. et al (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts Solargrid (FFG 834552)

Oberleitner, Franz / Berger, Wolfgang, WRG-ON - Kommentar zum Wasserrechtsgesetz 1959, Version 1.04 (Stand: 1.7.2016, rdb.at)

Österreichischer Biomasseverband (2015) Basisdaten 2015 Bioenergie Österreich.

Potacs, Michael, Gewerbliches Betriebsanlagenrecht in in: Holoubek, Michael / Potacs, Michael (Hrsg.) Öffentliches Wirtschaftsrecht, Band 2, 2. Auflage, Springer Wien 2007, 795-836

Solites (2015). URL: http://www.keabw.de/fileadmin/user_upload/pdf/veranstaltungen/Solarthermische_Grossanlagen/Pausching_er_Solites_SolareNahundFernwaerme_20150203.pdf (dl: 23.02.2016)

Stadt Wien (2008). Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Magistratsabteilung 27.

Sterner, Michael / Stadler Ingo, Energiespeicher – Bedarf Technologien Integration, Springer Vieweg 2014

T i c h l e r , R. (2009): Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Energiewissenschaftliche Studien, Band 4.

Wagner, Erika, echtliche Rahmenbedingungen der Geothermie in Europäisches Klimaschutzrecht und erneuerbare Energien, IUR/ÖWAV (Hrsg), Schriftenreihe Recht der Umweltrecht (2014), Band 39, 187-214

Wilk, V. et al (2015). Techno - ökonomische Analyse der Integration von flusswassergespeisten Großwärmepumpen in FW-Netzen. Präsentation AIT.

Wünsch, M. et al (2014). Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Online-Ressourcen

http://www.alpha-innotec.fi/uploads/Preisliste_2014_CH_DE.pdf

<https://www.pumpenscout.de/Heizung-Solar/Heizungspumpe/Wilo-Nasslaeuffer-Hocheffizienzpumpe-Stratos-100-1-6-PN10-DN100-1300W.html>

http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Vergleichsgrafik_Investitionskosten_CS_P_okt12.pdf (dl: 23.02.2016)

http://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Bauen_und_Wohnen/Biomasse_heizanlagen.pdf (dl: 05.08.2017)

<http://www.inocal.com/c/44/Fernwaermestationen.html> (dl: 31.03.2016)

7 Anhang: Fragebogen zur Erhebung des Status-quo

Betriebswirtschaftliche Kriterien		
Informationen zur Nahwärmanlage		
Parameter	Angabe	Einheit
Jahr der Anlageninbetriebnahme		
installierte Kesselleistung		[kW]
installierte Leistung Spitzenlastkessel, wenn vorhanden		[kW]
jährliche Betriebsstunden		
jährliche Betriebsstunden Spitzenlastkessel, falls relevant		[h/a]
Art der eingesetzten Brennstoffe		
...wenn zutreffend, Brennstoffeinsatz bitte nach Brennstoffen differenziert eingeben		
Parameter	Angabe	Einheit
Brennstoffeinsatz 1		m ³ /a
Brennstoffeinsatz 2		z.B.. kWh/a, t/a (bitte zutreffende Einheit angeben)
Brennstoffeinsatz 3		z.B.. kWh/a, t/a (bitte zutreffende Einheit angeben)
Wirkungsgrad der Anlage		[%]
Wärmeabgabe ins Netz		[kWh/a]
Länge des derzeit vorhandenen Leitungsnetzes		[m]
Leitungsnetzverluste		[%]
Heizperiode		[%]
Nicht-Heizperiode		[%]
Wirtschaftlichkeit aus Betreibersicht		
Parameter	Angabe	Einheit

Wärmegestehungskosten inkl. direkter Förderungen		[Euro/kwhWärme]
Anfangsinvestition		[Euro]
...davon Kesselanlage		[Euro]
...davon Kesselhaus		[Euro]
...davon Brennstofflager		[Euro]
...davon Leitungsnetz		[Euro]
...weiter technische od. bauliche Maßnahmen		[Euro]
Lebensdauer der Anlage		[a]
Lebensdauer der Leitungsnetzes		[a]
Energieträgerkosten		Euro/a
Hackgut...Energieträger 1		€/a
...Energieträger 2		z.B.: €/a, €/t (bitte zutreffende Einheit angeben)
...Energieträger 3		z.B.: €/a, €/t (bitte zutreffende Einheit angeben)
...Energieträger xx		z.B.: €/a, €/t (bitte zutreffende Einheit angeben)
zuordenbare Personalkosten		€/a
Betriebsmittel		€/a
Versicherung		€/a
Wartung		€/a
Generierte direkte Förderung		
Art der Förderung		z.B.: einmaliger Investitionszuschuss
Wärmegestehungskosten exkl. Förderungen		[Euro/kwhWärme]
Amortisationsdauer der Anlagen		[a]
an den Enkuden gelieferte Wärmemenge		[kwh/a]
Endkundenpreis		[€/kWh]
jährlicher Umsatz		€

Nachfrage		
Parameter	Angabe	Einheit
Anzahl der angeschlossenen Verbraucher		[Anzahl]
gesamte Anschlussleistung der Verbraucher		und [kW]
...davon Einfamilienhäuser		[Anzahl] und [kW]
...davon Mehrfamilienhäuser		[Anzahl] und [kW]
...davon Betriebsgebäude		[Anzahl] und [kW]
...davon öffentliche Gebäude		[Anzahl] und [kW]
...andere		[Anzahl] und [kW]
Anschlussverpflichtung gegeben		[ja/nein]
...wenn ja: Welche Voraussetzungen existieren für die Anschlussverpflichtung?		
mögliche zusätzliche Anschlussleistung (Schätzung)		[kW_{max}]
...davon Einfamilienhäuser		[kW _{max}]
...davon Mehrfamilienhäuser		[kW _{max}]
...davon Betriebsgebäude		[kW _{max}]
...davon öffentliche Gebäude		[kW _{max}]
...andere		[kW _{max}]
Bestehen Prognosen zur Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs im Netz?	nein	[ja/nein]
...wenn ja: Mit welchem Gesamtwärmebedarf ist zukünftig zu rechnen?		[kWh]
...kurzfristig bis 2017		[kWh]
...mittelfristig bis 2020		[kWh]
...langfristig bis 2030		[kWh]
Preisvolatilität		
Parameter	Angabe	Einheit
Welche Energieträger werden zur Bereitstellung der Fernwärme genutzt?		[Angabe des Energieträgers]
Welchen Anteil haben die jeweiligen Energieträger an der Gesamtwärmeerzeugung?		[kWh] oder [%]
Wie hoch schätzen Sie die Sensitivität der Wärmegestehungskosten auf Energieträger-Marktpreisschwankungen ein?		[0...nicht vorhanden, 1...sehr gering, 2...gering, 3...mittelmäßig, 4...hoch, 5...sehr hoch]

Volkswirtschaftliche Kriterien

Energieimporte

Parameter	Angabe	Einheit
Beziehen Sie (einen) Energieträger aus Österreich? Wenn ja, welche(n)?		
Welchen Anteil an eingesetzten Energieträgern zur Wärmeerzeugung beziehen Sie aus Österreich?		je nach Datenlage/Energieträger [kWh/a], [m ³ /a], [srm/a], [l/a],...
...wenn ja: Mit welcher Entwicklung ist zukünftig zu rechnen?		je nach Datenlage/Energieträger [kWh/a], [m ³ /a], [srm/a], [l/a],...
...kurzfristig bis 2017		je nach Datenlage/Energieträger [kWh/a], [m ³ /a], [srm/a], [l/a],...
...mittelfristig bis 2020		je nach Datenlage/Energieträger [kWh/a], [m ³ /a], [srm/a], [l/a],...
...langfristig bis 2030		je nach Datenlage/Energieträger [kWh/a], [m ³ /a], [srm/a], [l/a],...

Parameter	Angabe	Einheit
Beziehen Sie die eingesetzten Technologien aus Österreich? Wenn ja, welche und zu wieviel Prozent?		
...davon Kesselanlage		[€] oder [%]
...davon Kesselhaus		[€] oder [%]
...davon Brennstofflager		[€] oder [%]
...davon Leitungsnetz		[€] oder [%]
...weitere technische od. bauliche Maßnahmen		[€] oder [%]
...wenn ja: Mit welcher allgemeinen Entwicklung ist zukünftig zu rechnen?		[€] oder [%]
...kurzfristig bis 2017		[€] oder [%]
...mittelfristig bis 2020		[€] oder [%]
...langfristig bis 2030		[€] oder [%]

Parameter	Angabe	Einheit
-----------	--------	---------

Wieviele Personen sind derzeit bei der Anlage beschäftigt?		[Anzahl]
Wieviele davon Vollzeit?		[Anzahl]
Wieviele davon Teilzeit? (Bitte Stundenanzahl angeben)		[Anzahl]
Wärmesystem vor Etablierung des Nahwärmenetzes		
Parameter	Angabe	Einheit
Welche Heizsysteme waren bei den Verbrauchern vor der Umstellung auf Nahwärme installiert?		
...Heizölkessel		[Anzahl]
...davon Haushalte		[Anzahl]
...davon Betriebe		[Anzahl]
...davon öffentliche Einrichtungen		[Anzahl]
...Gaskessel		[Anzahl]
...davon Haushalte		[Anzahl]
...davon Betriebe		[Anzahl]
...davon öffentliche Einrichtungen		[Anzahl]
...Wärmepumpe		[Anzahl]
...davon Haushalte		[Anzahl]
...davon Betriebe		[Anzahl]
...davon öffentliche Einrichtungen		[Anzahl]
...Biomassekessel (Pellets, Hackschnitzel)		[Anzahl]
...davon Haushalte		[Anzahl]
...davon Betriebe		[Anzahl]
...davon öffentliche Einrichtungen		[Anzahl]
...sonstige		[Anzahl]
...davon Haushalte		[Anzahl]
...davon Betriebe		[Anzahl]
...davon öffentliche Einrichtungen		[Anzahl]
Wann und in welchem Umfang des jeweiligen Jahres hat die Umstellung auf Nahwärme stattgefunden?		[%]
2000		[%]
2001		[%]
2002		[%]
2003		[%]
2004		[%]
2005		[%]
2006		[%]
2007		[%]
2008		[%]
2009		[%]

2010		[%]
2011		[%]
2012		[%]
2013		[%]
2014		[%]
2015		[%]