

Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

Wien, 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren:

Mostafa Fallahnejad, Marcus Hummel, Daniel Keshaw, Andreas Müller (e-think)



Ardak Akhatova, Ali Kök, Lukas Kranzl, Aadit Malla (TU Wien)



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Gesamtumsetzung: e-think energy research GmbH

Wien, 2024.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an
vi-6@bmk.gv.at.

Zusammenfassung

Aufgrund der Europäischen Energie-Effizienz-Richtlinie 2023/1791/EU (kurz: EED III, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2023) müssen alle Mitgliedsstaaten eine „Umfassende Bewertung des Potentials für effiziente Wärme und Kälte“ im jeweiligen Land erarbeiten. In Folge der Neufassung der Richtlinie sind die durchgeführten Bewertungen im Rahmen des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (kurz: NEKP) und dessen Aktualisierungen an die Europäische Kommission zu übermitteln (vgl. Art. 25 Abs 1 EED III).

Nach den zu berücksichtigenden Übergangsbestimmungen waren inhaltlich und methodisch die Anforderungen der Vorläuferrichtlinie relevant, konkret Art. 14 Abs. 1 und 3 EED II, in Verbindung mit der Änderung der Anhänge VIII und IX gemäß Delegierte Verordnung (EU) 2019/826 sowie unter Berücksichtigung der entsprechenden Empfehlungen der Kommission (Europäische Kommission, 2019) heranzuziehen. Die vorliegende Bewertung kommt daher der Vorlagepflicht im Rahmen des NEKP, Periode 2021-2030, und der Durchführungspflicht gemäß Art. 25 Abs. 1 EED III nach.

Die Struktur der Bewertung gliedert sich gemäß den Vorgaben der Kommission folgendermaßen: Nach einer Einleitung in Kapitel 1 wird in Kapitel 2 (Teil 1 gemäß Änderung des Anhangs VIII gemäß delegierter Verordnung (EU) 2019/826) eine Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung in Österreich gegeben. Kapitel 3 (Teil 2 gemäß Änderung des Anhangs VIII) stellt die bestehenden Ziele, Strategien und politischen Maßnahmen in diesem Zusammenhang dar (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2023). In Kapitel 4 erfolgt die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Kapitel 5 fasst schließlich potenzielle und geplante neue Strategien und strategische Maßnahmen zur Erschließung der Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zusammen.

Die Durchführungspflicht an die Europäische Kommission umfasst unter anderem die regionalisierte Darstellung des Wärmebedarfs sowie die Abschätzung von ökonomischen Potenzialen im Zeitraum bis zum Jahr 2030 sowie 2050. Dieses Karten-Material sowie Hintergrunddaten zur Bewertung werden im Rahmen der [Austrian Heatmap](#) bereitgestellt. Diese wurde bereits im Jahr 2015 im Rahmen der „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ (Büchele et al., 2015) in einer ersten Version erstellt, im Jahr 2020 aktualisiert und wird nun neuerlich mit den aktuellen Daten im Rahmen dieser Bewertung auf den letzten Stand gebracht.

Im Vergleich zur Bewertung, die im Jahr 2020 durchgeführt wurde, erfolgten folgende Anpassungen:

1. Aktualisierte Daten zu Gasnetzen, Abwärmepotenzialen, bestehenden Fernwärmenetzen sowie der Statistik Austria (Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2024a), Energiebilanz (Statistik Austria, 2024a) sowie Mikrozensus (Statistik Austria, 2024b) wurden in den Berechnungen bzw. der Darstellung in der Austrian Heatmap berücksichtigt.
2. Aktualisierte Szenarien zum Wärme- und Kältebedarf wurden verwendet.
3. Aktualisierung der Energiepreisszenarien sowie sämtlicher Kostendaten auf EURO₂₀₂₃.
4. Methodische Anpassungen bei der Ermittlung von Fernwärmepotenzialen.

Die ökonomischen Potenziale für verschiedene Varianten der effizienten Wärme- und Kälteversorgung sind stark von den zukünftigen Rahmenbedingungen abhängig wie Energiepreise, CO₂-Preise, der Frage ob externe Kosten berücksichtigt werden oder erzielbare Anschlussraten der Fernwärme. Um dieser Tatsache gerecht zu werden, wurden eine große Anzahl an Szenarien gerechnet. Für diese Varianten wurden mögliche Fernwärmeregionen auch geographisch explizit ausgewiesen.

Die Grundannahme der Bewertung ist, dass das Ziel der (Netto-) Klima-Neutralität in Österreich – gemäß Regierungsprogramm 2040 erreicht wird, was auch in Einklang mit der europäischen Zielsetzung für 2050 ist. Das bedeutet, dass fossile Energieträger bei der Ermittlung des ökonomischen Potenzials für 2030 noch eine Rolle spielen, für 2050 allerdings nicht mehr. Für 2050 wird daher unter anderem davon ausgegangen, dass der etwaige Bedarf nach Gas erneuerbar bereitgestellt wird.

Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich folgende Kernaussagen:

- Die Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung in Österreich ist möglich, allerdings nur unter einigen wesentlichen Annahmen und Rahmenbedingungen, wie umfangreicher Anstrengungen zur Gebäudesanierung, gleichzeitiger Dekarbonisierung der Stromaufbringung sowie der erfolgreichen Integration industrieller Abwärme bei gleichzeitiger Dekarbonisierung der Industrie.
- Der Anteil der wirtschaftlich über Fernwärme bereitstellbaren Wärme ist vor allem von der in den Fernwärmeregionen erzielbaren Anschlussrate abhängig, die wiederum in starkem Zusammenhang mit energieraumplanerischen Rahmenbedingungen steht. Je nach erzielbarer Anschlussrate wird ein ökonomisches Potenzial der Fernwärme

von knapp 20 % bis etwa 45 % des Wärmebedarfs (Erzeugernutzwärmeabgabe, Raumwärme und Warmwasserbedarf) für das Jahr 2050 errechnet.

- Die zukünftige Preis-Entwicklung erneuerbarer Energieträger hat einen starken Einfluss auf die wirtschaftlichen Potenziale zur Bereitstellung von Wärme aus Fernwärmesystemen. Dabei zeigt sich, dass die Kosten der Bereitstellung aus Fernwärme deutlich weniger sensitiv auf mögliche Preisentwicklungen reagieren, als dies für die Kosten der objektbezogenen Versorgung der Fall ist.

Zum Technologiemix der Fernwärme-Bereitstellung ergeben sich folgende Aussagen:

- Unter den in dieser Bewertung getroffenen Annahmen erweist sich erneuerbares Gas nicht als kostengünstige Option zur Dekarbonisierung der Fernwärme.
- Biomasse stellt weiterhin einen wesentlichen Anteil an der Aufbringung erneuerbarer Wärme dar, sowohl dezentral als auch in der Fernwärme. Es zeigt sich dabei, dass in den Szenarien mit geringer Effizienzsteigerung der Druck auf die Ressourcen-Nutzung der Biomasse stark steigen würde. In diesem Sinne besteht eine durchaus beträchtliche Unsicherheit hinsichtlich des zu erwartenden Biomasse-Preises.
- Es zeigt sich, dass Wärmepumpen nicht nur in dezentralen Anwendungen, sondern auch in der Fernwärmeaufbringung eine wesentliche Rolle spielen.
- Tiefengeothermie stellt eine robuste Option zur erneuerbaren Versorgung von Fernwärmenetzen dar, sofern die spezifischen Standortbedingungen dies erlauben. Es gilt, insbesondere auch neue Technologieentwicklungen weiter zu verfolgen, die einen breiteren Einsatz der Tiefengeothermie ermöglichen könnten. Die sich daraus möglicherweise ergebenden Potenziale wurden nicht vollumfänglich berücksichtigt.
- Welche Rolle thermische Kraftwerke und KWKs in einem zukünftigen erneuerbaren Stromsystem spielen, war nicht im Fokus dieser Bewertung. Im Sinne einer hohen Brennstoffausnutzung ist bei bestehenden thermischen Kraftwerken eine Wärmeauskopplung unbedingt anzustreben, also eine Umstellung von reiner Strombereitstellung auf gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung. Bis 2050 ergibt sich allerdings aus den Analysen, dass der Einsatz von Gas-KWKs nur mit relativ geringen Volllaststunden erfolgen wird. Das liegt daran, dass sich die Rolle von thermischen Kraftwerken mit der steigenden Bedeutung fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung auf die Abdeckung der Residuallast fokussiert. Dies ist gemäß zahlreichen Modellrechnungen nur in einer relativ geringen Anzahl an Stunden pro Jahr erforderlich. Das gleiche gilt auch für die Abdeckung von Spitzenlasten auf der thermischen Seite.

- Große Solarthermieranlagen können eine ökonomisch sinnvolle Option darstellen, wobei eine starke Abhängigkeit einerseits vom gesamten Gefüge des Erzeugungsportfolios besteht, und andererseits von den erzielbaren Kostenreduktionen – diese skalieren wiederum stark mit der Größe der Anlagen. Auch bestehen hinsichtlich der Grundstückskosten substantielle standortspezifische Unterschiede.
- Es zeigt sich, dass der Einsatz von großen thermischen Speichern deutlich zu einem ökonomischen Betrieb der Wärmenetze beiträgt. Gleichzeitig bestehen hinsichtlich der damit verbundenen Kosten signifikante Unsicherheiten, die nicht zuletzt vom genauen Standort abhängig sind.

Modellhafte, aggregierte Analysen wie in dieser Bewertung sind stets mit Unsicherheiten behaftet. Diese bestehen einerseits in der möglichen Kostenentwicklung sowie den lokal vorhandenen spezifischen Standortbedingungen, die zu Abweichungen hinsichtlich der Kosten führen können. Andererseits bestehen auch Unsicherheiten hinsichtlich der technologischen Entwicklungen und der künftig zu erwartbaren Technologie- und System-Effizienzen und entsprechender Technologie-Charakteristika. Weiters zeigt sich auch, dass das Wechselspiel der verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Fernwärme mit erneuerbaren Energieträgern und Abwärme im Portfolio der jeweiligen Fernwärmenetze, auch unter Einsatz von Wärmespeichern komplex ist und stark vom erwartbaren Fernwärmebedarf abhängt. Der erwartbare Wärmebedarf ist wiederum stark abhängig von den Maßnahmen im Bereich Gebäudesanierung als auch hinsichtlich der erzielbaren Anschlussraten. Da diese Faktoren nicht langfristig mit ausreichender Sicherheit prognostizierbar sind, bedarf es eines sich kontinuierlich anpassenden Planungsprozesses, der die (Fern)Wärmebereitstellung als auch auf Wärmebedarfe berücksichtigt, durch die relevanten Beteiligten wie Wärmenetzbetreiber, Verwaltung und der Politik.

Summary

Due to the European Energy Efficiency Directive 2023/1791/EU (short: EED III, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2023), all member states must prepare a “Comprehensive Assessment of the Potential for Efficient Heating and Cooling” in the respective country. As a result of the new version of the directive, the assessments carried out as part of the integrated national energy and climate plan for Austria (NECP for short) and its updates must be submitted to the European Commission (see Art. 25 Para. 1 EED III).

According to the transitional provisions to be taken into account, the requirements of the predecessor directive were relevant in terms of content and methodology, specifically Art. 14 para. 1 and 3 EED II, in conjunction with the amendment of Annexes VIII and IX in accordance with Delegated Regulation (EU) 2019/826 and taking into account the corresponding recommendations of the Commission (Europäische Kommission, 2019). This evaluation therefore complies with the submission obligation under the NECP, period 2021-2030, and the implementation obligation pursuant to Art. 25 para. 1 EED III.

The structure of the report is organized as follows in accordance with the Commission's requirements: After an introduction in Chapter 1, Chapter 2 (Part 1 in accordance with amended Annex VIII pursuant to Delegated Regulation (EU) 2019/826) provides an overview of the heating and cooling supply in Austria. Chapter 3 (Part 2 according to amended Annex VIII) presents the existing objectives, strategies, and policy measures in this context (European Parliament and Council of the European Union, 2023). Chapter 4 analyses the economic potential for an efficient heating and cooling supply. Finally, Chapter 5 summarizes potential and planned new strategies and strategic measures for tapping the potential for an efficient heating and cooling supply.

The reporting obligation to the European Commission includes, among other things, the regionalized illustration of heat demand and the estimation of economic potential in the period up to 2030 and 2050. This map material and background data for the assessment are provided as part of the [Austrian Heatmap](#). The first version of this map was created in 2015 as part of the "Assessment of the potential for the use of high-efficiency CHP and efficient district heating and cooling supply" (Büchele et al., 2015), updated in 2020 and is now being updated with the latest data as part of this assessment.

The following adjustments were made compared to the assessment carried out in 2020:

1. Updated data on gas networks, waste heat potential, existing district heating networks and Statistics Austria were taken into account in the calculations and the presentation in the [Austrian Heatmap](#).
2. Updated scenarios for heating and cooling demand were used.
3. Update of the energy price scenarios and all cost data to EURO₂₀₂₃.
4. Methodological adjustments in the determination of district heating potentials.

The economic potential for different variants of efficient heating and cooling supply is heavily dependent on future framework conditions such as energy prices, CO₂ prices, the question of whether external costs are taken into account or achievable connection rates for district heating. In order to take this into consideration, a large number of scenarios were calculated. Possible district heating regions were also explicitly identified geographically for these variants.

The basic assumption of the assessment is that the goal of (net) climate neutrality in Austria - in accordance with the government programs for 2040 - will be achieved, which is also in line with the European target for 2050. This means that fossil fuels still play a role in determining the economic potential for 2030, but no longer for 2050. For 2050, it is therefore assumed, among other things, that any demand for gas will be supplied from renewable sources.

Under these conditions, the following key statements can be made:

- The decarbonization of the heating and cooling supply in Austria is possible, but only under certain key assumptions and framework conditions, such as extensive efforts to renovate buildings, simultaneous decarbonization of electricity generation and the successful integration of industrial waste heat with simultaneous decarbonization of industry.
- The proportion of heat that can be provided economically via district heating is strongly dependent on the connection rate that can be achieved in the district heating regions, which in turn is strongly linked to the energy planning framework conditions. Depending on the achievable connection rate, an economic potential of district heating of just under 20 % to about 45 % of the heat demand (space and water heating) is calculated.

- The future price development of renewable energy carriers has a strong influence on the economic potential for the provision of heat from district heating systems. The analysis shows that the costs of supplying heat from district heating systems react much less sensitively to possible price changes than the costs of individual heating systems.

The following statements can be made about the technology mix for district heating supply:

- Under the assumptions made in this assessment, renewable gas does not prove to be a cost-effective option for decarbonizing district heating.
- Biomass continues to make up a significant proportion of the supply of renewable heat, both decentralized and in district heating. It can be seen that in the scenarios with low efficiency increases, the pressure on the resource utilization of biomass would rise sharply. In this sense, there is considerable uncertainty regarding the expected biomass price.
- According to our analysis, heat pumps do not only play an important role in decentralized applications, but also in district heating.
- Deep geothermal energy represents a robust option for the renewable supply of district heating networks, provided the site-specific conditions allow this. In particular, new technological developments that could enable the wider use of deep geothermal energy must be pursued. The potential that may arise from this has not been fully considered.
- The role of thermal power plants and CHP plants in a future renewable electricity system was not the focus of this assessment. In terms of high fuel efficiency, it is essential to aim for heat extraction in existing thermal power plants, i.e. a switch from pure electricity provision to combined electricity and heat provision. By 2050, however, the analyses show that gas-fired CHP plants will only be used with relatively low full-load hours. This is due to the fact that the role of thermal power plants will focus on covering the residual load as the importance of fluctuating renewable electricity generation increases. According to numerous model calculations, this is only necessary for a relatively small number of hours per year. The same also applies to covering thermal peak loads.
- Large solar thermal systems can be an economically viable option, although there is a strong dependency on the overall structure of the generation portfolio on the one hand, and on the achievable cost reductions on the other - these in turn scale strongly with the size of the systems. There are also substantial site-specific differences in terms of property costs.

- The use of large thermal storage systems can make a significant contribution to the economic operation of heating networks. At the same time, there are significant uncertainties regarding the associated costs, which depend not least on the exact location.

Model-based, aggregated analyses such as those in this assessment are always subject to uncertainties. On the one hand, these uncertainties relate to possible cost developments and the specific local conditions, which can lead to deviations in terms of costs. On the other hand, there are also uncertainties with regard to technological developments and the technology and system efficiencies and corresponding technology characteristics that can be expected in the future. Furthermore, it is also evident that the interplay of the various technologies for the supply of district heating with renewable energy sources and waste heat in the portfolio of the respective district heating networks, including the use of heat storage systems, is complex and depends heavily on the expected district heating demand. The expected heat demand is in turn strongly dependent on the measures taken in the area of building refurbishment and the connection rates that can be achieved. As these factors cannot be predicted with sufficient certainty in the long term, a continuously adapting planning process is required, which takes into account the (district) heating supply as well as heating requirements, by the relevant stakeholders such as heating network operators, administration and politics.

Inhalt

Zusammenfassung	3
Summary	7
1 Einleitung	13
2 Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung in Österreich	15
2.1 Wärme- und Kältebedarf sowie -versorgung in Österreich	15
2.1.1 Vor Ort bereitgestellte Energie.....	18
2.1.2 Außerhalb des Standorts bereitgestellte Energie.....	18
2.2 Netzgekoppelte Versorgung	21
2.2.1 Entwicklung des Fernwärmesektors und aktueller Stand	21
2.2.2 Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze	24
2.3 Szenarien für den Wärme- und Kühlbedarf.....	30
2.4 Potenziale zur Nutzung von Abwärme	36
2.5 Kartendarstellungen	38
3 Ziele, Strategien und politische Maßnahmen	39
4 Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung.....	40
4.1 Methodik und gewählte Szenarien.....	41
4.1.1 Methodik Wärme.....	41
4.1.2 Übersicht über gerechnete Szenarien und zentrale Inputdaten Wärme.....	49
4.1.3 Methodik Kühlung	55
4.1.4 Übersicht über gerechnete Szenarien und zentrale Inputdaten Kälte.....	56
4.2 Potenziell für Fernwärme geeignete Regionen anhand der Wärmeverteilungskosten	58
4.3 Ermittlung typischer Fernwärmeregionen	63
4.4 Kosten verschiedener Fernwärmeversorgungsportfolios in den Regions-Typen	69
4.5 Kosten objektbezogener Wärmeversorgung.....	79
4.6 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse Wärme.....	83
4.7 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse Kälte.....	92
4.8 Diskussion und Schlussfolgerungen.....	97
5 Potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen	103
6 Anhang.....	104
6.1 Annahmen und Daten zur Berechnung	104
Abkürzungen.....	108

Tabellenverzeichnis.....	109
Abbildungsverzeichnis.....	112
Literaturverzeichnis	115

1 Einleitung

Aufgrund der Europäischen Energie-Effizienz-Richtlinie 2023/1791/EU (kurz: EED III, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2023) müssen alle Mitgliedsstaaten eine „Umfassende Bewertung des Potentials für effiziente Wärme und Kälte“ im jeweiligen Land erarbeiten. In Folge der Neufassung der Richtlinie sind die durchgeführten Bewertungen im Rahmen des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (kurz: NEKP) und dessen Aktualisierungen an die Europäische Kommission zu übermitteln (vgl. Art. 25 Abs 1 EED III).

Nach den zu berücksichtigenden Übergangsbestimmungen waren inhaltlich und methodisch die Anforderungen der Vorläuferrichtlinie, konkret Art. 14 Abs. 1 und 3 EED II, in Verbindung mit der Änderung der Anhänge VIII und IX gemäß Delegierte Verordnung (EU) 2019/826 sowie unter Berücksichtigung der entsprechenden Empfehlungen der Kommission (Europäische Kommission, 2019) heranzuziehen. Die vorliegende Bewertung kommt daher der Vorlagepflicht im Rahmen des NEKP, Periode 2021-2030, und der Durchführungspflicht gemäß Art. 25 Abs. 1 EED III nach.

Die Struktur der Bewertung gliedert sich gemäß den Vorgaben der Kommission folgendermaßen: In Kapitel 2 (Teil 1 gemäß Änderung des Anhangs VIII delegierte Verordnung (EU) 2019/826) wird eine Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung in Österreich gegeben. Kapitel 3 (Teil 2 gemäß Änderung des Anhangs VIII) stellt die bestehenden Ziele, Strategien und politischen Maßnahmen in dem Zusammenhang dar (Europäisches Parlament and Rat der Europäischen Union, 2023). In Kapitel 4 erfolgt die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Kapitel 1 fasst schließlich potenzielle und geplante neue Strategien und strategische Maßnahmen zur Erschließung der Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zusammen.

Bereits im Jahr 2015 erstellte die TU Wien gemeinsam mit e-think und ecofys die „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ (Büchele et al., 2015). Im Zuge dieses Projekts wurde auch die Austrian Heatmap erstellt, die seither unter austrian-heatmap.gv.at verfügbar ist. Im Jahr 2020 wurden die Analysen und Darstellungen in der Austrian Heatmap aktualisiert (Büchele et al., 2022). Die aktuelle Bewertung baut auf beiden

Berichten auf, auch wenn gemäß den geänderten und anders strukturierten Empfehlungen zur Durchführung der Bewertung Anpassungen und eine zum Teil andere methodische Vorgangsweisen erforderlich waren.

Im Vergleich zur Bewertung, die im Jahr 2020 durchgeführt wurde, erfolgten folgende Anpassungen:

- Aktualisierte Daten zu Gasnetzen, Abwärmepotenzialen, bestehenden Fernwärmenetzen sowie der Statistik Austria (Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2024a), Energiebilanz (Statistik Austria, 2024a) sowie Mikrozensus (Statistik Austria, 2024b)) wurden in den Berechnungen bzw. der Darstellung in der Austrian Heatmap berücksichtigt.
- Aktualisierte Szenarien zum Wärme- und Kältebedarf wurden verwendet.
- Aktualisierung der Energiepreisszenarien sowie sämtlicher Kostendaten auf EURO₂₀₂₃.
- Methodische Anpassungen bei der Ermittlung von Fernwärmepotenzialen.

Das Karten-Material sowie Hintergrunddaten zur Bewertung werden wiederum im Rahmen der Austrian Heatmap bereitgestellt.

2 Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung in Österreich

In diesem Kapitel erfolgt eine Übersicht über den Wärme- und Kältebedarf sowie der entsprechenden Versorgung, sowohl im Basisjahr als auch in verschiedenen Szenarien bis 2030 und 2050. Ein besonderer Fokus liegt auf der Darstellung der derzeitigen netzgekoppelten Wärmeversorgung.

2.1 Wärme- und Kältebedarf sowie -versorgung in Österreich

Für die Darstellung des Endenergiebedarfs für die Endnutzungssektoren Wärme und Kälte wurde die Nutzenergieanalyse der Statistik Austria bis zum Jahr 2022 ausgewertet (Statistik Austria, 2024a). Hierfür wurde der gesamte produzierende Bereich („Industrie“), öffentliche und private Dienstleistungen sowie die gesamten sonstigen Wirtschaftsbereiche (beide zusammengefasst als „Gewerbe“) wie auch die privaten Haushalte („Haushalte“) ausgewertet. In den drei definierten Sektoren wurden jeweils jene Kategorien der Nutzenergieaufbringung berücksichtigt, welche für die Wärme- und Kälteversorgung relevant sind (z.B. „Raumheizung“ und „Klimaanlagen“, „Prozesswärme<200°C“ und „Prozesswärme>200°C“).

Die folgende Abbildung 1 zeigt den Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen im österreichischen Industriesektor. Es ist zu erkennen, dass in den letzten Jahren für die Bereiche der Prozesswärme <200°C sowie für Prozesswärme >200°C zusammen etwa die dreifache Menge an Endenergie aufgebracht wurde als für Raumheizung und Klimaanlagen.

Abbildung 2 stellt den Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen in den Sektoren öffentliche und private Dienstleistungen sowie Landwirtschaft dar. Der mit Abstand größte Anteil wird hier im Bereich Raumklima und Warmwasser verbucht.

Abbildung 1 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen im österreichischen Industriesektor [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]

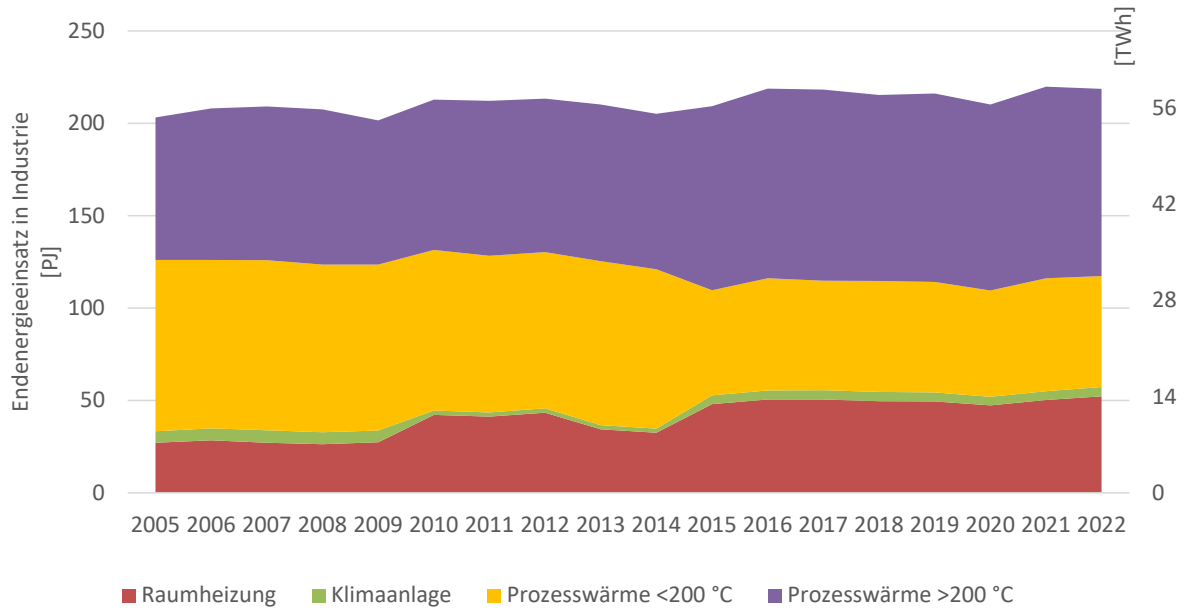
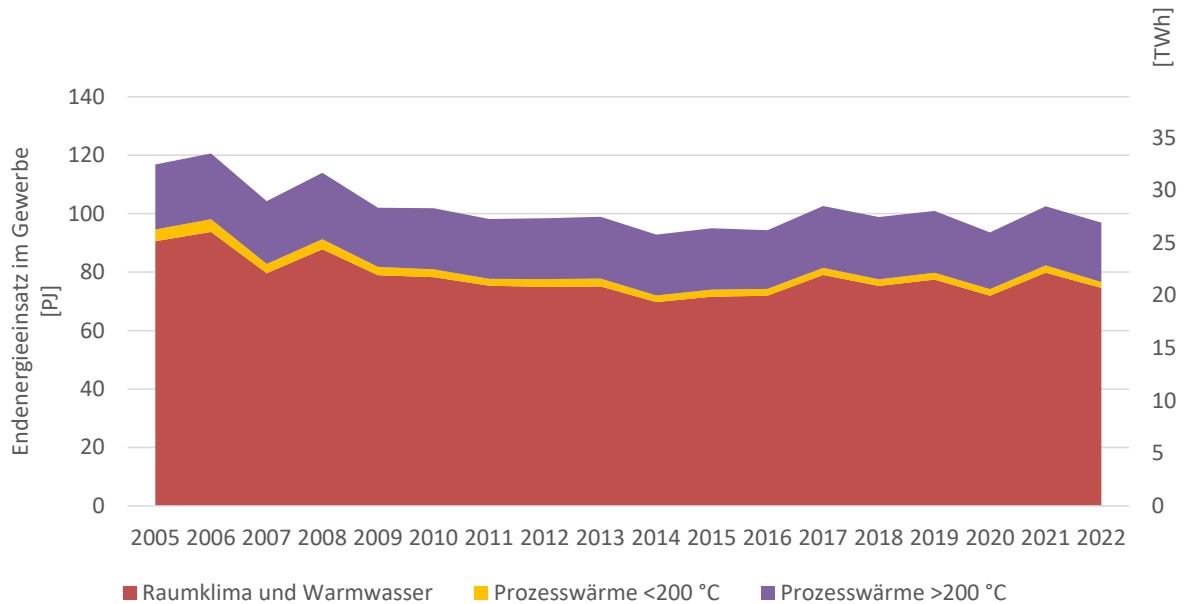
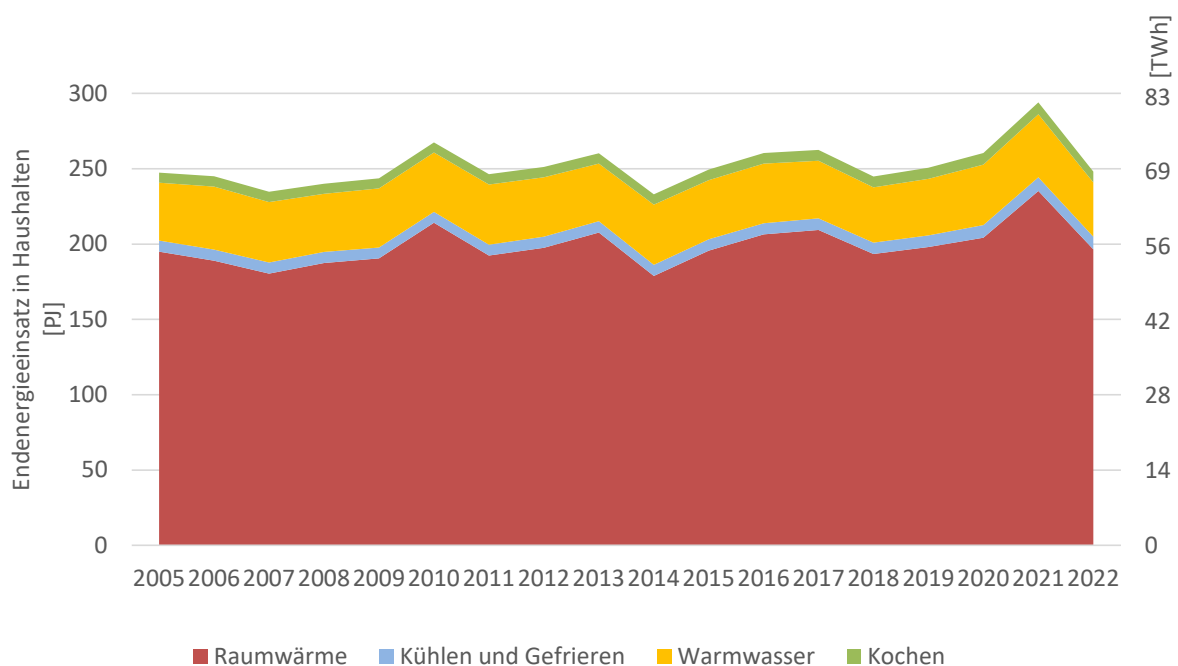


Abbildung 2 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen für öffentliche und privaten Dienstleistungen in Österreich [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]



Der Endenergieeinsatz im Wärme- und Kältesektor für österreichische Haushalte wird in Abbildung 3 dargestellt. Hierbei wird thermische Energie für Raumwärme, Kühlen und Gefrieren und Warmwasser sowie für Kochzwecke (in Nutzenergieanalyse kategorisiert als „Kochen“) aufgewendet. Der größte Teil der Energie wird für Raumwärme genutzt, gefolgt von Warmwasser, Kühlen und Gefrieren sowie Kochen. Insgesamt blieb der Energieverbrauch im betrachteten Zeitraum mehr oder weniger stabil.

Abbildung 3 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen in österreichischen Haushalten [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]



Zur Standardisierung der Berichterstattung für die umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung stellt die Europäische Kommission eine Vorlage zur Verfügung, die zur Anwendung empfohlen wird (Europäische Kommission, 2020). Bei der Meldung über die derzeitige Wärme- und Kälteversorgung mittels dieser Vorlage wird zwischen vor Ort bereitgestellter Energie und außerhalb des Standorts bereitgestellter Energie unterschieden, wobei diese jeweils weiter in Sektoren (Wohngebäude, Dienstleistungen, Industrie und andere Sektoren) unterteilt werden. Innerhalb der Sektoren erfolgt die Unterteilung zwischen fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Energien (sowie weiteren Unterteilungen, welche in der folgenden Beschreibung erläutert werden und in Tabelle 1 ersichtlich sind).

2.1.1 Vor Ort bereitgestellte Energie

Die Werte für reine Wärmeerzeuger („ausschl. wärmeerz. Kesselanl.“) sowie für „andere Technologien“ entstammen der aktuellen Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (Statistik Austria, 2024c). Für „hocheffiziente KWK“ wurde die Annahme getroffen, dass diese nur im Sektor Industrie unmittelbar zur Anwendung kommt und in der direkten Anwendung in den Sektoren Wohngebäude, Dienstleistung und andere Sektoren eine vernachlässigbare Rolle spielt. Für den Sektor Industrie wurden die Werte für „hocheffiziente KWK“ mittels Daten aus der Gesamtenergiebilanz der Statistik Austria abgeleitet (Statistik Austria, 2024a). Hierfür wurden die laut Gesamtenergiebilanz bereitgestellten gesamten Energiemengen von unternehmenseigenen Anlagen („UEA“) mittels Daten der Betriebsstatistik zu (elektrischen) Wirkungsgraden von Wärmekraftwerken (E-Control, 2023a) auf entsprechende Wärmemengen umgerechnet. Die Werte für Wärmepumpen entstammen ebenfalls der Gesamtenergiebilanz (Statistik Austria, 2024a), wobei hier die Energiemengen aus „Umgebungswärme etc.“ abzüglich „Solarwärme“ (effektiv also „Umgebungswärme“ und „Reaktionswärme“) eingeflossen sind. Die für Wärmepumpen angegebenen Werte basieren auf der Annahme einer gemittelten Leistungszahl (COP) für alle sich im Einsatz befindenden Wärmepumpen (Annahme: COP = 3). In der Kategorie „andere Technologien“ sind Technologien wie elektrische Widerstandsheizungen sowie Mini-/ und MikroBHKWs beinhaltet (letztere wurden allerdings, auch aufgrund mangelnder Daten vernachlässigt).

2.1.2 Außerhalb des Standorts bereitgestellte Energie

Die ausgekoppelte industrielle Abwärme in Österreich beläuft sich laut den Analysen von (Moser and Lassacher, 2020) auf rd. 1,8 TWh/a. Neuere Ergebnisse in (Moser and Jauschnik, 2023) lassen vermuten, dass die Menge ausgekoppelter industrieller Abwärme seither leicht angestiegen ist. Eine genaue Quantifizierung dieses Anstiegs war im Rahmen dieser Bewertung nicht möglich. Werte für „hocheffiziente KWK“, sowie „andere Technologien“ entstammen der Gesamtenergiebilanz (Statistik Austria, 2024a), wobei hier die von Energieversorgungsunternehmen („EVU“) bereitgestellten Energiemengen anteilmäßig laut deren sektoraler Aufteilung in der Fernwärme ausgegeben werden. Da für die Aufteilung der jeweils eingesetzten fossilen bzw. erneuerbaren Brennstoffe auf unterschiedliche Sektoren keine Daten vorliegen, wurde hier eine aliquote Gleichverteilung angenommen. Da außerdem keine Information darüber vorliegt, inwiefern die Abwärme auf Basis erneuerbarer Energien oder fossiler Brennstoffe aufgebracht wurde, wurde hier in der folgenden Tabelle keine Unterscheidung vorgenommen.

Tabelle 1 Derzeitige Wärme- und Kälteversorgung, 2022. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission

Vor Ort bzw. außerhalb des Standorts bereitgestellte Energie	Sektor	Art des Energieträgers	Technologie	Wert (GWh/a)	
Vor Ort bereitgestellte Energie	Wohngebäude	Fossile Brennstoffe	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	25.246	
			andere Technologien	3.124	
			hocheffiziente KWK	0	
		Erneuerbare Energien	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	19.242	
			hocheffiziente KWK	0	
			Wärmepumpen	4.746	
	andere Technologien		4.141		
	Dienstleistungen	Fossile Brennstoffe	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	5.706	
			andere Technologien	3.041	
			hocheffiziente KWK	0	
		Erneuerbare Energien	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	922	
			hocheffiziente KWK	0	
			Wärmepumpen	3.510	
	andere Technologien		4.031		
		Industrie	Fossile Brennstoffe	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	35.920
				andere Technologien	2.430
				hocheffiziente KWK	3.771
	Erneuerbare Energien		ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	16.918	
hocheffiziente KWK			3.877		
Wärmepumpen			168		
andere Technologien		3.222			
Andere Sektoren	Fossile Brennstoffe	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	326		
		andere Technologien	161		
		hocheffiziente KWK	0		

Vor Ort bzw. außerhalb des Standorts bereitgestellte Energie	Sektor	Art des Energieträgers	Technologie	Wert (GWh/a)	
		Erneuerbare Energien	ausschl. wärmeerz. Kesselanl.	1.856	
			hocheffiziente KWK	0	
			Wärmepumpen	86	
			andere Technologien	213	
Außerhalb des Standorts bereitgestellte Energie	Wohngebäude	Fossile Brennstoffe	hocheffiziente KWK	3.097	
			andere Technologien	924	
		Erneuerbare Energien	hocheffiziente KWK	1.775	
			andere Technologien	3.738	
		Abwärme	-	823	
	Dienstleistungen	Fossile Brennstoffe	hocheffiziente KWK	2.650	
			andere Technologien	791	
			Erneuerbare Energien	hocheffiziente KWK	1.519
				andere Technologien	3.198
			Abwärme	-	704
		Industrie	Fossile Brennstoffe	hocheffiziente KWK	990
				andere Technologien	295
			Erneuerbare Energien	hocheffiziente KWK	567
	andere Technologien			1.194	
		Abwärme	-	263	
	Andere Sektoren	Fossile Brennstoffe	hocheffiziente KWK	41	
andere Technologien			12		
Erneuerbare Energien		hocheffiziente KWK	23		
		andere Technologien	49		
	Abwärme	-	11		

Quelle: eigene Analysen auf Basis von (E-Control, 2023a; Statistik Austria, 2024c, 2024a) und (Moser and Lassacher, 2020)

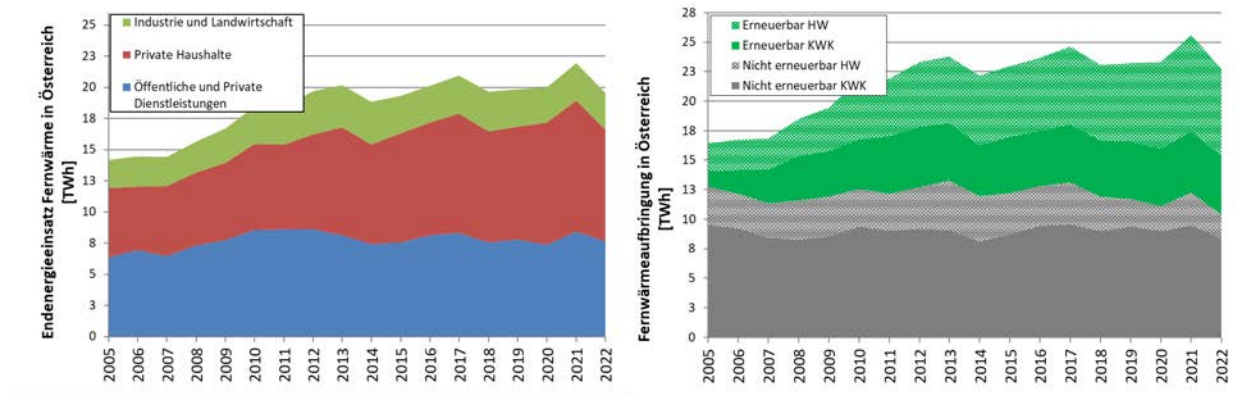
2.2 Netzgekoppelte Versorgung

In diesem Kapitel wird die bisherige Entwicklung des österreichischen Fernwärmesektors und der vorhandenen Netze nach Möglichkeit bis zum Jahr 2022 analysiert. Dazu erfolgt eine regional aufgelöste Darstellung der wesentlichsten Wärmeversorgungsgebiete in Österreich. Verschiedene Netzstrukturen und relevante Parameter werden erhoben und verglichen. Die Versorgungsstruktur dieser Gebiete (Müllverbrennung, Biomasseanlagen, Heizwerke und Heizkraftwerke nach unterschiedlichen Energieträgern) wird recherchiert und dargestellt.

2.2.1 Entwicklung des Fernwärmesektors und aktueller Stand

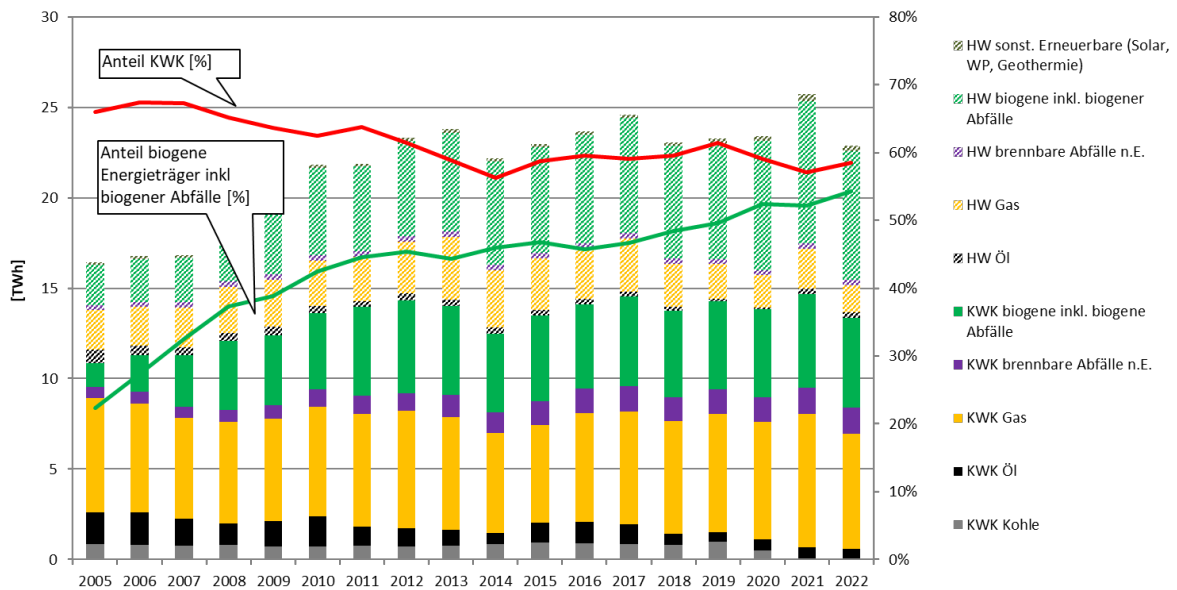
Aus den Daten der Gesamtenergiebilanz (Statistik Austria, 2024a) wird ersichtlich, dass Wärmenetze seit den 70er Jahren in Österreich eine zunehmende Bedeutung erfahren. Im Zeitraum zwischen 2005 und 2022 ist die Fernwärmeerzeugung in Österreich um rund 39 % angestiegen und folgt insgesamt einem ansteigenden Trend. Im Zeitraum zwischen 2012 und 2022 blieb die Fernwärmeaufbringung sowie auch der Endenergieeinsatz in der Fernwärme dann in etwa konstant. Die Netzverluste im gesamten Fernwärmesektor betragen im Mittel über die Jahre 2005 bis 2022 etwa 20 %. Mit der resultierenden Absatzmenge von etwa 20 TWh konnten im Jahr 2022 über 18 % des gesamten Wärmebedarfes in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen über Fernwärme gedeckt werden. Im produzierenden Bereich betrug dieser Anteil fast 5 % und in der Landwirtschaft ebenso fast 5 %. Die Fernwärmeaufbringung in Abbildung 4 zeigt deutlich den leicht rückgängigen Verlauf der Aufbringung aus KWK-Anlagen und Heizwerken mit Nicht-erneuerbarer Erzeugung und gleichzeitig einen deutlichen Anstieg der Erzeugung aus KWK-Anlagen und Heizwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger.

Abbildung 4 Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung des Fernwärmesektors in Österreich [Quelle: (Statistik Austria, 2024a)]



Somit ist aus den beiden Abbildungen zu erkennen, dass der Anstieg des Fernwärmebedarfes nahezu ausschließlich durch den Ausbau von Heizwerken und Kraftwärmekopplungsanlagen zur Nutzung erneuerbare Energieträger (im Wesentlichen Biomasse) aufgebracht. Der Gesamtanteil von erneuerbaren Energieträgern an der Fernwärmeerzeugung ist von 22 % im Jahr 2005 auf 54 % im Jahr 2022 angestiegen. Öl und Kohle spielen in der Fernwärmeaufbringung dabei schon länger nur noch eine untergeordnete bzw. marginale Rolle. Der Anteil der in KWK-Anlagen erzeugten Wärme lag dabei immer zwischen 56 % und 67 %. Die Erzeugung aus den einzelnen Energieträgern ist in Abbildung 5 dargestellt.

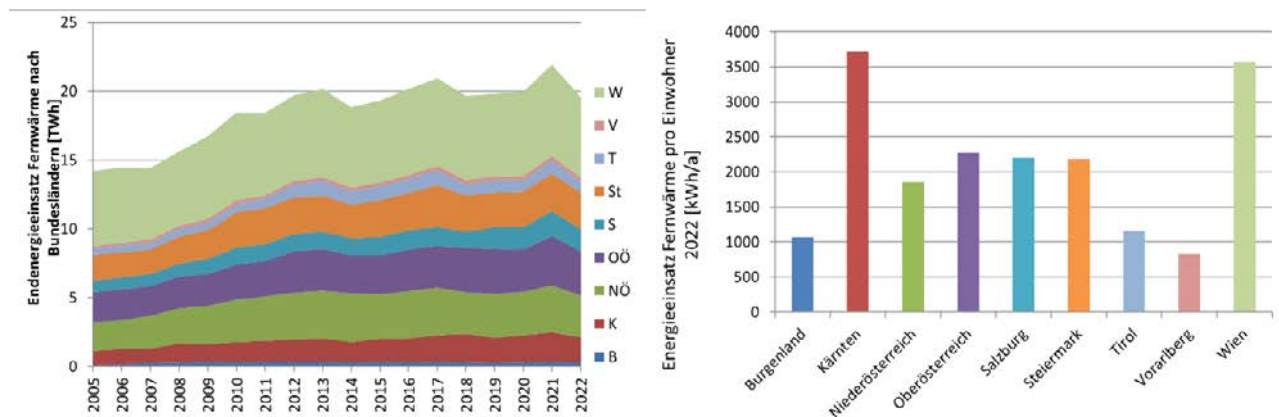
Abbildung 5 Anteile der Energieträger an der Fernwärmeaufbringung [Quelle: (Statistik Austria, 2024a)]



Die aktuelle Situation der Fernwärmeversorgung für die privaten Haushalte ergibt sich aus den Ergebnissen der Wohnungserhebung im Mikrozensus (Statistik Austria, 2024b). Demzufolge wurden im Jahr 2023 über 1,2 Mio. der insgesamt 4,1 Mio. Hauptwohnsitze mit Fernwärme versorgt. Das entspricht einem Anteil von 26,7 % der österreichischen Hauptwohnsitze. Laut Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) wurden im Jahr 2022 dafür in einem insgesamt rund 6.000 km langen Netz Wärme von Wärmeversorgungsunternehmen an Endkunden geliefert (Fachverband Gas Wärme, 2023).

Abbildung 6 zeigt die Aufteilung des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die österreichischen Bundesländer. Die Verbreitung netzgebundener Wärmeversorgung ist in den einzelnen Bundesländern sehr unterschiedlich. Es ist zu erkennen, dass in Wien annähernd ein Drittel der gesamten Fernwärme abgesetzt wird, gefolgt von Oberösterreich, Niederösterreich und der Steiermark. Schlusslichter sind hier Vorarlberg und das Burgenland. Auch beim Absatz pro Einwohner weisen Vorarlberg und das Burgenland die geringsten Werte auf. Den höchsten Absatz pro Kopf haben die Bundesländer Kärnten und Wien. Ein ansteigender Trend der Fernwärmeversorgung kann aber über den Betrachtungszeitraum in allen Bundesländern verzeichnet werden.

Abbildung 6 Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die Bundesländer [Quelle: Statistik Austria, 2024c]



2.2.2 Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze

Prinzipiell erfolgt die Bereitstellung der Fernwärme in Österreich auf Basis folgender Optionen:

- Wärme aus KWK-Anlagen verschiedenster Brennstoffe, unter anderem Biomasse
- Wärme aus Müllverbrennungsanlagen (MVAs)
- Wärme aus Heizwerken mit verschiedenen Brennstoffen, unter anderem Biomasse
- Industrielle Abwärme
- Geothermische Wärme
- Solarthermische Wärme
- Großwärmepumpen
- Elektrische Direktheizungen

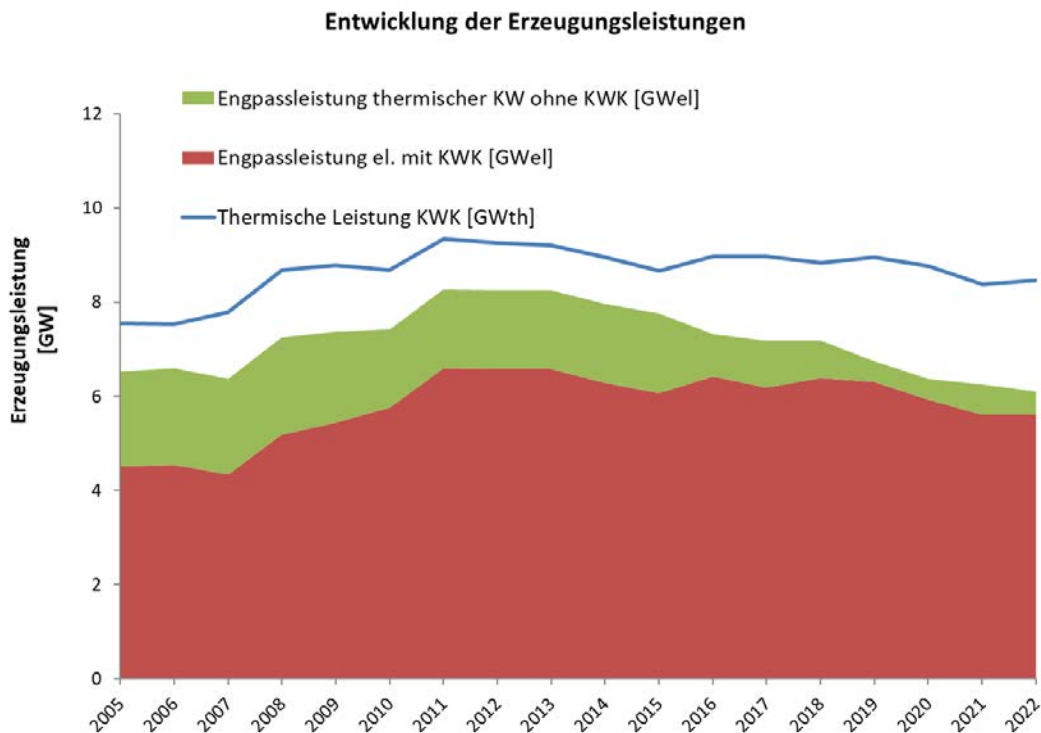
Aufgrund dieser vielen Möglichkeiten ist die Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze sehr unterschiedlich. In den größeren Städten wurden die Netze ursprünglich meist durch gekoppelt erzeugte Wärme aus den KWK-Anlagen der Elektrizitätsversorger gespeist. In diesen großen Netzen kommt aber auch der Müllverbrennung eine relevante Rolle zu, und zunehmend werden auch alternative Quellen wie industrielle Abwärme oder Großwärmepumpen eingesetzt. Zusätzlich werden in den größeren Städten meist Heizkessel zur Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve benötigt. In kleineren Gemeinden werden Fernwärmenetze meist mit Biomasse-Heizwerken oder Biomasse-KWK gespeist.

Im Jahr 2022 waren in Österreich, zum primären Zweck der Stromerzeugung, 68 fossil befeuerte Wärmekraftwerke, 472 biogen befeuerte Wärmekraftwerke sowie 22 weitere Wärmekraftwerke (sonstige Biogene, sonstige Brennstoffe und Mischfeuerung) im Einsatz (E-Control, 2023b). Von diesen insgesamt 562 Kraftwerken waren fast 94 % der installierten elektrischen Leistung von etwa $6,1 \text{ GW}_{\text{el}}$ als KWK-Anlagen ausgeführt (E-Control, 2023b).

Die 472 biogen befeuerten Kraftwerke stellen eine installierte elektrische Leistung von $504 \text{ MW}_{\text{el}}$ zur Verfügung. Hier sind die meisten nicht als KWK betriebenen Anlagen mit Biogas befeuerte Mikro-gasturbinen oder kleine Gasmotoren zur Stromerzeugung. Die gesamte Wärmeleistung aller KWK-Anlagen (fossil und biogen) betrug im Jahr 2022 mehr als $8,5 \text{ GW}_{\text{th}}$ und erzeugte fast 30 TWh an Wärme (E-Control, 2023b), wovon nur ein Teil in Fernwärme eingespeist wird, der andere Teil direkt, z.B. für Prozesswärmeanwendungen genutzt wird. Die Entwicklung der thermischen und elektrischen Leistungen aller im Einsatz befindlichen fossilen und biogenen KWK-Anlagen seit 2005 ist in Abbildung 7 dargestellt (E-Control, 2023b). Darin ist zu erkennen, dass die installierten thermischen und elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen bis zum Jahr 2011 stetig zunahmen und seitdem wieder leicht rückgängig sind. Die kumulierte Leistung von Kraftwerken ohne KWK ist hingegen konstant rückgängig.

Große Heizwerke mit fossiler Befeuerung gibt es in Österreich fast ausschließlich in den Großstädten. Die überwiegende Anzahl aller Heizwerke sind kleinere Heizwerke, welche mit biogenen Energieträgern versorgt werden. Laut Biomasseheizungserhebung 2022 (Haneder, 2023) wurden seit dem Jahr 2000 insgesamt 910 Hackgutfeuerungen mit einer Wärmeleistung größer 1 MW_{th} installiert. Aufgrund der durchschnittlichen Leistung von $2,93 \text{ MW}_{\text{th}}$ ergibt sich somit eine Gesamtleistung von fast $2,7 \text{ GW}_{\text{th}}$. Bei Anlagen dieser Größe kann fast immer davon ausgegangen werden, dass diese der Einspeisung in ein Nah-/ oder Fernwärmenetz dienen. Wird eine durchschnittliche Lebensdauer von etwa 20 Jahren bei diesen Anlagen angenommen so dürften aktuell 829 Anlagen dieser Größenklasse mit einer Gesamtleistung von $2,43 \text{ GW}_{\text{th}}$ installiert sein.

Abbildung 7 Installierte Leistungen (elektrisch und thermisch) der thermischen Kraftwerke in Österreich [Quelle: (E-Control, 2023a)]



Für die Beseitigung von Abfall gibt es in Österreich 33 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit einer Kapazität über 2 t/h. Davon sind 17 Anlagen der Industrie, 7 Anlagen den Energieversorgungsunternehmen und 9 Anlagen speziellen Kommunal- bzw. Verwertungsgesellschaften zuzuordnen (Kellner, 2024). Insbesondere die Anlagen der Kommunal- und Energieversorgungsunternehmen speisen bereits zu einem großen Teil in Fernwärmenetze ein. Industrielle Mitverbrennungsanlagen dienen meist der Eigenerzeugung von Wärme für bestimmte Prozesse. Weiter gibt es 24 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit Kapazitäten unter 2 t/h welche hier nicht genauer behandelt werden (Kellner, 2024).

Bereits heute speisen einige große Industriebetriebe ihre Abwärme in ein Fernwärmenetz ein. Insbesondere für größere Netze wird dadurch ein Teil der Grundlast gedeckt, da die Wärme bei vielen Prozessen kontinuierlich anfällt. Beispiele für umgesetzte Abwärmeeinspeisungen sind:

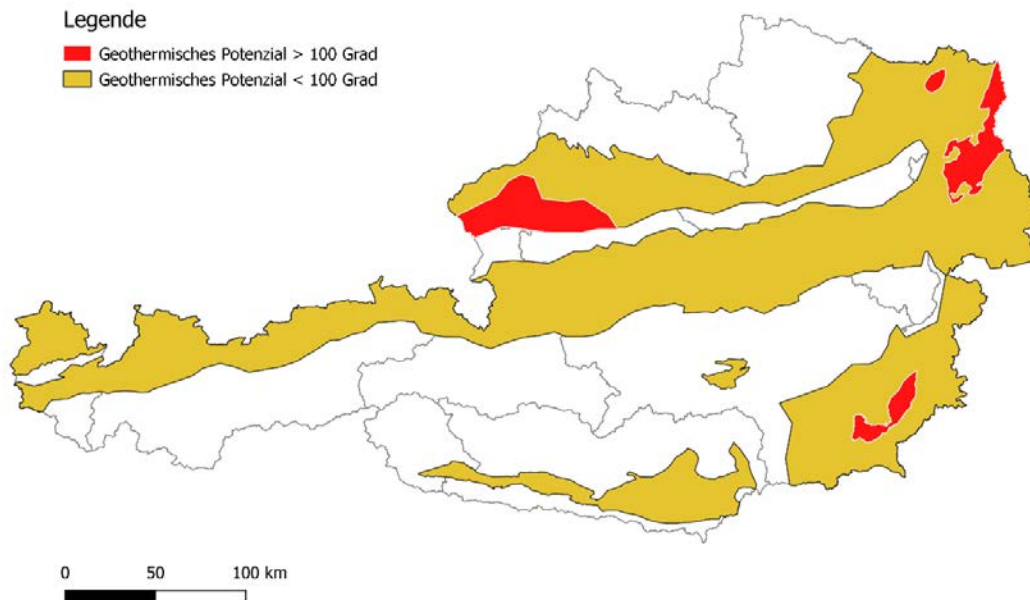
- KWK der OMV Schwechat speist in das Wiener Fernwärmenetz
- Hrachowina und Henkel Austria speisen in das Wiener Fernwärmenetz
- Stahlwerk Marienhütte sowie Sappi speisen in das Grazer Fernwärmenetz

- Böhler Edelstahl speist ins Fernwärmenetz Kapfenberg
- Voestalpine Stahl Donawitz speist ins Fernwärmenetz Leoben
- Zementwerk Hofmann Kirchdorf speist ins Fernwärmenetz der Energie AG in Kirchdorf

Die ausgekoppelte Abwärme in Österreich beläuft sich laut den Analysen von (Moser and Lassacher, 2020) auf rd. 1,8 TWh/a. Dabei müssen jedoch die zeitlichen Schwankungen über die Jahre hinweg beachtet werden, die beispielsweise durch eine veränderte Produktion verursacht werden. Laut Daten der Kommunalkredit Public Consulting GmbH beläuft sich die ausgekoppelte Abwärme von Anlagen, die seit 2011 gefördert wurden, auf rd. knapp über 0,8 TWh/a (KPC, 2021). Diese Daten beinhalten jedoch nur öffentlich geförderte Projekte, welche ab 2011 systematisch erfasst worden sind. Die Energiebilanz (Statistik Austria, 2024a) weist für das Jahr 2022 einen Umwandlungsausstoß von 2,7 TWh aus unternehmenseigenen KWK-Anlagen für die Fernwärmeaufbringung aus. In Tabelle 1 wurden die Werte basierend auf (Moser and Lassacher, 2020) angegeben.

Die geothermischen (hydrothermalen) Nutzungen in Österreich beschränken sich auf Potenzialgebiete in Oberösterreich und in der Steiermark. Insgesamt sind 12 Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie vorhanden, wobei im oberösterreichischen Becken acht Anlagen und im steirischen Becken vier Anlagen aufzufinden sind. Zur Erzeugung von Fernwärme dienen alle oberösterreichischen sowie zumindest zwei der steirischen Geothermieanlagen (Könighofer et al., 2014a). Oberösterreich weist aktuell die höchste installierte thermische Leistung aus geothermischen Quellen auf. Insgesamt werden etwa 70MWth von sieben Anlagen bereitgestellt (Lassacher, 2018). Abbildung 8 weist geothermische Potenzialgebiete in Österreich aus.

Abbildung 8 Geothermische Potenzialgebiete in Österreich [Quelle: eigene Abbildung auf Basis von Verein Geothermie Österreich, 2019]



Großtechnische Solarthermieanlagen sind aufgrund der überwiegenden Wärmeproduktion in den Sommermonaten besonders für Netze geeignet, in denen im Sommer keine kostengünstige Wärmebereitstellung (z.B. durch Müllverbrennung oder Abwärmenutzung) zur Verfügung steht. Mit Ende des Jahres 2022 waren in Österreich ca. 4,6 Millionen Quadratmeter thermische Sonnenkollektoren in Betrieb, was einer installierten Leistung von 3.2 GW_{th} entspricht (Fink et al., 2023). Der Nutzwärmeertrag dieser Anlagen lag bei 2.063 GWh_{th}. Insgesamt wurden in Österreich bisher 20 solar unterstützte Nah- und Fernwärmeanlagen (> 0,35 MW_{th}) mit 48.680 m² Kollektorfläche bzw. 34,1 MW_{th} installiert. Damit liegt Österreich in absoluten Zahlen im weltweiten Vergleich hinter Dänemark, China und Deutschland an vierter Stelle (Fink et al., 2023). Die größten dieser Anlagen sind in Tabelle 2 aufgelistet (Austria Solar, 2024; SDH, 2017).

Tabelle 2 Großtechnische Solarthermieanlagen in Österreich

Anlage	Jahr	Betreiber	Ort	Fläche [m ²]	Leistung [kWth]
Fernheizwerk	2006	S.O.L.I.D., AT	Graz	7.750	5.300
Mürzzuschlag	2023	SolarWärme MZ GmbH	Mürzzuschlag	7.000	5.000
HELIOS	2021	Energie Graz GmbH & Co KG	Graz	6.000	4.200
Friesach	2021	Unser Kraftwerk GmbH	Friesach	5.750	4.025
Wasserwerk Andritz	2009	S.O.L.I.D., AT	Graz	3.860	2.702
Wels	2011	Elektrizitätswerke Wels, AT	Wels	3.388	2.400
Berliner Ring	2004	S.O.L.I.D., AT	Graz	2.480	1.736
Eibiswald	1997	Nahwärmegen. Eibiswald, AT	Eibiswald	2.450	1.715
Salzburg	2011	GSWB, AT	Salzburg	2.150	1.505
St. Ruprecht	2023	nah Wärme St. Ruprecht	St. Ruprecht	1.955	1.400
AVL List	2017	S.O.L.I.D., AT	Graz	1.584	1.109
Waldmühle Rodaun	2015	Wien Energie, AT	Kaltenleutgeben	1.500	1.050
Perg	2014	HABAU, AT	Perg	1.420	1.000
Merkur Arena	2002	S.O.L.I.D., AT	Graz	1.407	985
Loeben	2013	Brauerei Göss, AT	Loeben	1.375	963
Villach	2017	Energieinsel Landskron, AT	Villach	1.357	950
Gleinstätten	2006	Nahwärme Gleinstätten, AT	Gleinstätten	1.315	921
Bad Mitterndorf	1997	BIO-SOLAR, AT	Bad Mitterndorf	1.120	784
Wohnen am Lohbach I	1999	Wohnen am Lohbach I, AT	Innsbruck	1.080	756
Sieghartskirchen	2013	Fleischwaren Berger, AT	Sieghartskirchen	1.068	748
Bolaring	2000	Gem. Salzbr. Wohn. G.m.b.H., AT	Salzburg	1.056	739
Lodenareal	2009	NEUE HEIMAT TIROL, AT	Innsbruck	1.050	735

Quelle: (SDH, 2017), (Austria Solar, 2024)

2.3 Szenarien für den Wärme- und Kühlbedarf

Für die Abschätzung von Fernwärmepotenzialen und effizienter Wärmeversorgung sind Szenarien für die Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs erforderlich. Diese sind durch Sanierungs-, Neubau- und Abrissaktivitäten geprägt. Für den Zweck dieser Bewertung wurden Szenarien herangezogen, die auf dem Projekt „Wärmebedarf der Kleinverbraucher im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050“ im Rahmen der Erstellung von Energieszenarien basieren (Krutzler et al., 2023).

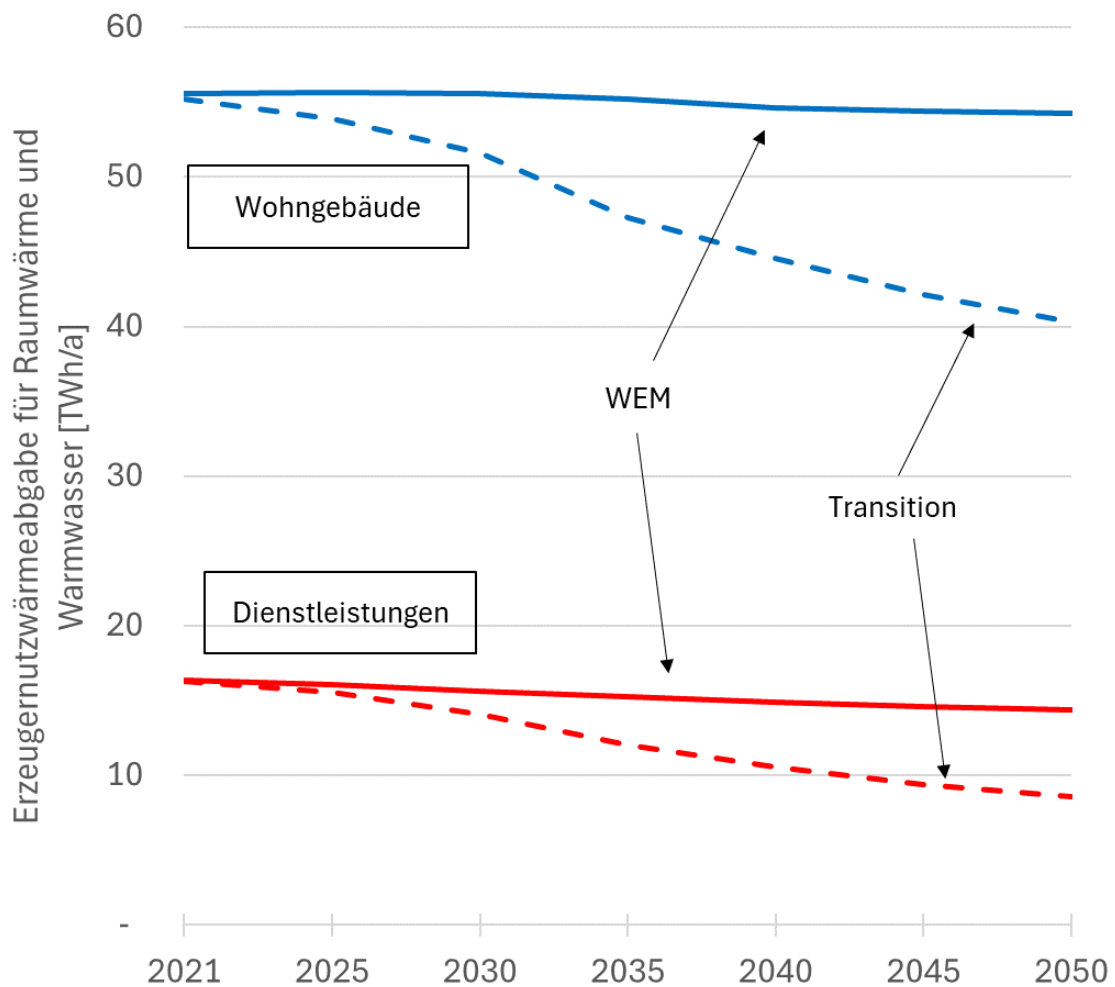
Es werden dabei zwei Szenarien unterschieden: Im Szenario „WEM“ (with existing measures) wird angenommen, dass die bereits implementierten Maßnahmen unverändert in Kraft bleiben. Im Szenario „Transition“ wird eine Entwicklung des Endenergiebedarfes und des Endenergieeinsatzes dargestellt, welche zu einer CO₂-Neutralität im Jahr 2040 führt. Im Kapitel 4, das auf diesen Szenarien aufbaut, wird daher angenommen, dass die verbleibenden flüssigen und gasförmigen Energieträger CO₂-neutral aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden, während davon ausgegangen wird, dass das Niveau der Reduktion des Energiebedarfs aufgrund von forcierter Gebäudesanierung und effizienten Neubaus ausreichend ist, um eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen.

Für die Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden wird als relevanter Indikator diejenige Energiemenge ausgewiesen, die von Erzeugungsanlagen vor Ort bereitgestellt werden muss. Diese Energiemenge kann einerseits als Endenergiemenge, reduziert um etwaige Kesselwirkungsgrade, definiert werden. Zum anderen kann diese als Nutzenergie inklusive der Wärmeverteilverluste in den Gebäuden gedeutet werden. Dieser Indikator wird im Folgenden als „Erzeugerwärmeabgabe“ bezeichnet. Die Erzeugerwärmeabgabe wird deshalb als relevanter Indikator in dieser Bewertung verwendet, da auf dieser Ebene ein Vergleich zwischen Erzeugungsanlagen in den Gebäuden und der Versorgung über Fernwärmenetze stattfinden kann.

Während im Transition-Szenario der Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser um etwa ein Drittelsinkt, ist die Reduktion im WEM-Szenario nur sehr gering. In Kapitel 4 werden diese beiden Szenarien der Nutzwärmebedarfsentwicklung herangezogen, um das ökonomische Potenzial für verschiedene individuelle, dezentrale Heizsysteme sowie für Fernwärme unter der Annahme einer – zwischen 2030 und 2050 erzielten – vollständigen Dekarbonisierung des Sektors zu ermitteln.

Weitere Informationen zum Szenario-Setting, den Politik-Annahmen, den unterstellten ökonomischen Rahmenbedingungen sowie den mit den Szenarien implizierten Sanierungs- sowie Kesseltauschaktivitäten finden sich in (Krutzler et al., 2023).

Abbildung 9 Entwicklung der Erzeugernutzwärmeabgabe¹ für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Dienstleistungssektor in den beiden berechneten Szenarien [Quelle: eigene Berechnungen]

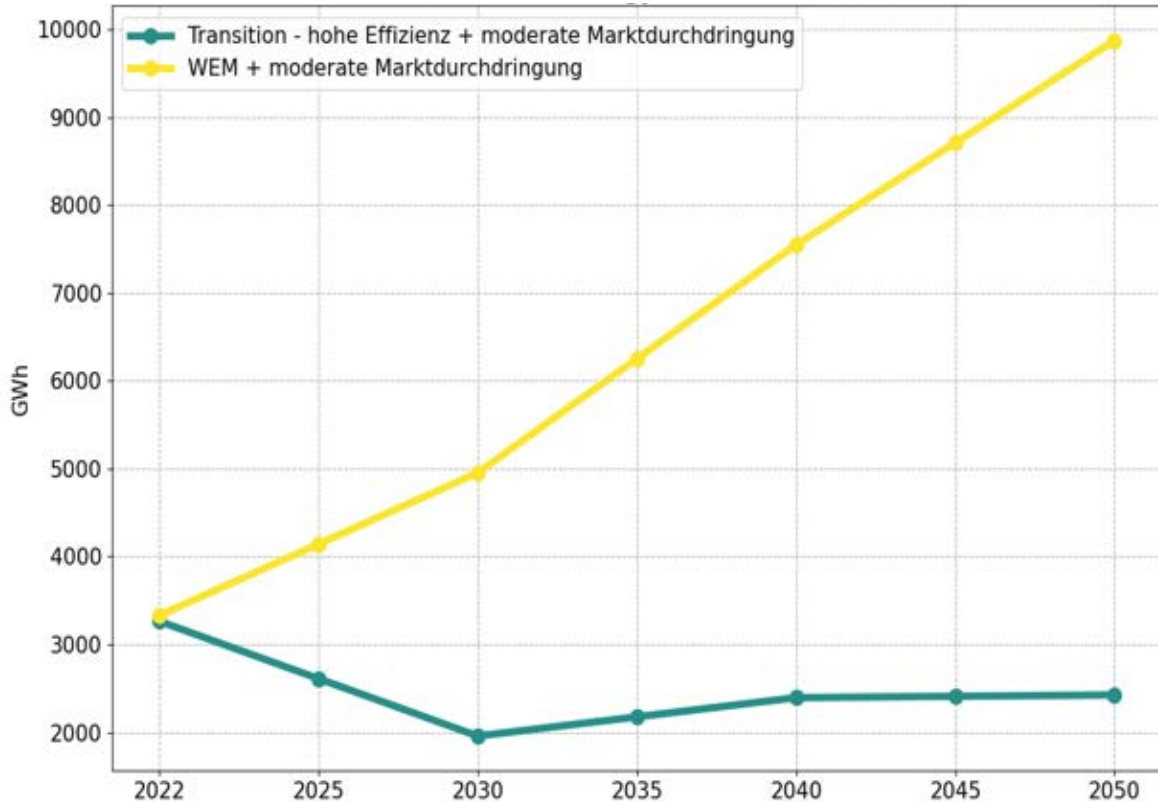


¹ Die Erzeugernutzwärmeabgabe entspricht dem Endenergiebedarf exklusive eines etwaigen Kesselwirkungsgrades bzw. dem Nutzenergiebedarf inklusive der Wärmeverteilverluste innerhalb der Gebäude

Die Szenarien für den Kühlbedarf basieren auf den gleichen Grundannahmen zur Entwicklung des Gebäudesektors wie die oben für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf dargestellten Ergebnisse. Im Transition-Szenario wurden zusätzliche Annahmen zu passiven Maßnahmen (im Wesentlichen Verschattung und Nachtkühlung) bzw. der Marktdurchdringung aktiver Kühlung (d.h. der tatsächlichen Deckung des theoretischen Kühlbedarfs) getroffen. Diese werden in Kapitel 0 im Sinne von Sensitivitätsanalysen variiert und mit verschiedenen Szenarien zur aktiven Deckung des Kühlbedarfs kombiniert.

Daraus ergibt sich eine potenziell große Bandbreite des Nutzenergiebedarfs für die Raumkühlung, wie aus der nachstehenden Abbildung hervorgeht. Diese wird in Kapitel 0 weiter variiert und diskutiert. Während im WEM-Szenario der Kühlbedarf aufgrund nur moderater Fortschritte bei passiven Maßnahmen und des Klimawandels kontinuierlich ansteigt, reduziert sich der Kühlbedarf im Transition-Szenario. Dies ist in erster Linie aufgrund der Annahme von Verhaltensänderungen (erhöhte Innenraumtemperatur im Sommer) zu erklären, die bis 2030 umgesetzt wird. Anschließend können passive Maßnahmen dem Anstieg der Temperaturen aufgrund des Klimawandels sowie steigender gekühlter Flächen entgegenstehen, sodass der Kühlbedarf auf annähernd konstantem Niveau gehalten werden kann.

Abbildung 10 Entwicklung des Kühlbedarfs (Nutzenergiebedarf für Raumkühlung) in Haushalten und Dienstleistungssektor [Quelle: (Krutzler et al., 2023), (Mayrhofer et al., 2023), (Kapeller et al., 2024), eigene Annahmen]



Für die Berechnung des Heiz- und Kühlbedarfs wurde jeweils ein Klimawandelszenario mit einem Anstieg der Durchschnittstemperatur um 0,8°C zwischen 2021 und 2050 angenommen.

Diese Szenarien wurden herangezogen, um die Vorlage der Europäischen Kommission zur Meldung des derzeitigen sowie prognostizierten Wärme- und Kältebedarfs mittels Angaben zum Endenergiebedarf sowie durch Angaben zum Nutzenergiebedarf zu befüllen (Tabelle 3).

Für den Endenergie-Wärmebedarf wurde die aktuelle Nutzenergieanalyse der Bundesanstalt für Statistik (Statistik Austria) in Österreich herangezogen (Statistik Austria, 2024c), welche den aktuellen energetischen Endverbrauch nach Nutzenergiekategorien beschreibt. Hierfür wurden die gesamten Energiemengen aller für den Wärmebedarf relevanten Kategorien, nämlich „Raumheizung und Klima“, „Prozesswärme <200 °C“ sowie „Prozesswärme >200 °C“, jeweils für Wohngebäude (Private Haushalte), Dienstleistungen

(Öffentliche und Private Dienstleistungen), Industrie (Produzierender Bereich Gesamt) sowie für andere Sektoren (Landwirtschaft) berücksichtigt.

Der Endenergiebedarf zur Kältebereitstellung wird aus zwei verschiedenen Quellen abgeleitet. Für Wohngebäude sowie für Industrie werden die Daten direkt aus der Europäischen Statistik entnommen. (EUROSTAT, 2022) Für Nichtwohngebäude im Dienstleistungssektor wird auf Daten zurückgegriffen, welche in einem Projekt für die Europäische Kommission durchgeführt wurde. Dabei wurden Bestandsdaten von Kühlanlagen und deren Größenverteilung sowie entsprechende Endenergieeffizienzen verwendet. (Kranzl et al., 2022)

Der Nutzenergie-Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser ist auf Basis des oben beschriebenen WEM- bzw. Transition-Szenarios dargestellt. Die Nutzenergiemengen des Industriesektors wurden auf Basis von Szenariodaten des WIFO erstellt, die ebenfalls in (Krutzler et al., 2023) publiziert sind. Die dargestellten Werte beinhalten dabei nur Energie zur Wärmeversorgung („Raumheizung“, „Prozesswärme <200 °C“ sowie „Prozesswärme >200 °C“). Die in dieser Quelle ermittelten Endenergiemengen wurden auf Basis von Annahmen zu Wirkungsgraden (80 %) auf Nutzenergie umgerechnet.

Prozesswärme- und -kälte sowie Raumkühlung wird in den weiteren Rechnungen zur Bestimmung des ökonomischen Fernwärmepotenzials im Rahmen dieses Projekts nicht explizit berücksichtigt.

Tabelle 3 Derzeitiger und prognostizierter Wärme- und Kältebedarf in GWh/a, 2022. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission. Die Szenarienentwicklungen bis 2050 basieren auf dem WEM Szenario, die mit „Trans“) markierten Werte beschreiben das Transition Szenario.

Energiebedarf	Sektor	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wärmebedarf, Endeenergie	Wohngebäude	76.992	-	-	-	-	-	-
	Dienstleistungen	25.400	-	-	-	-	-	-
	Industrie	62.086	-	-	-	-	-	-
	Andere Sektoren	3.074	-	-	-	-	-	-
Kältebedarf, Endeenergie	Wohngebäude	8	10	11	13	14	16	17
	Dienstleistungen	797	943	1.089	1.165	1.241	1.327	1.415
	Industrie	3.440	-	-	-	-	-	-
	Andere Sektoren	-	-	-	-	-	-	-
Wärmebedarf, Nutzenergie	Wohngebäude	55.589	55.641	55.537	55.184	54.639	54.397	54.222
	Wohngebäude (Trans)	55.197	53.854	51.608	47.299	44.579	42.146	40.279
	Dienstleistungen	16.399	16.087	15.660	15.288	14.909	14.633	14.399
	Dienstleistungen (Trans)	16.315	15.522	14.109	12.059	10.584	9.384	8.566
	Industrie	49.669	52.072	54.476	55.116	55.757	55.677	55.597
	Industrie (Trans)	49.669	46.064	42.459	42.058	41.658	40.216	38.774
	Andere Sektoren	-	-	-	-	-	-	-
Kältebedarf, Nutzenergie	Wohngebäude	34	217	521	1380	2239	3028	3818
	Wohngebäude (Trans)	34	84	165	336	506	519	565
	Dienstleistungen	3.296	3.641	4.217	4.525	4.832	5.200	5.569
	Dienstleistungen (Trans)	3.296	2.656	1.705	1.711	1.716	1.713	1.710
	Industrie	22.170	-	-	-	-	-	-
	Andere Sektoren	-	-	-	-	-	-	-

Quellen: eigene Analysen auf Basis von (Statistik Austria, 2024c), (Krutzler et al., 2023), (Kranzl et al., 2022), (EUROSTAT, 2022)

2.4 Potenziale zur Nutzung von Abwärme

Im Rahmen des Forschungs-Projektes INXS wurden industrielle Abwärmepotenziale für Österreich erhoben. Dabei wurden einerseits Fragebögen an Betriebe verschickt, andererseits wurden mittels zweier Ansätze (Top-down und Bottom-up) möglicherweise vorhandene Abwärmemengen abgeschätzt. Ziel war eine möglichst flächendeckende Erfassung vorhandener technisch nutzbarer Abwärmepotenziale in Österreich, wobei diese einerseits georeferenziert und andererseits in verschiedene Temperaturniveaus aufgespalten sein sollten.

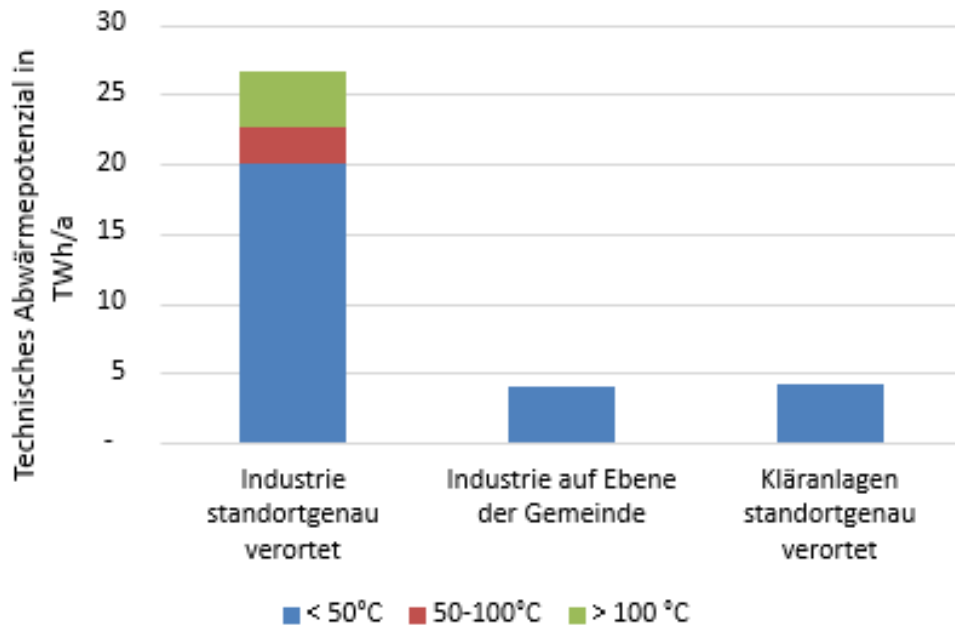
Als Ergebnis des Projektes wurde u.a. ein Datensatz veröffentlicht, der die identifizierten Abwärmepotenziale darstellt. Dieser Datensatz ist über die [Austrian Heatmap](#) sichtbar und zum Download verfügbar.

Der Datensatz enthält einerseits Potenziale aus Industriebetrieben, die standortgenau vorliegen. Dabei werden für 311 Standorte in Österreich in Summe gut 26,5 TWh Abwärme jährlich ausgewiesen. Diese liegt zum größten Teil (ca. 20 TWh/a) auf einem Temperaturniveau unter 50°C vor. Abwärmequellen sind dabei vor allem Kühl- bzw. Abwasser, Rauchgas, Kondensat, Abwärme aus Produktions- oder Maschinenhallen sowie weitere unspezifizierte Quellen. Abwärme bei Temperaturen über 100°C kommt dabei vorwiegend aus Rauchgas bzw. in Maschinen- und Produktionshallen vor, Abwärme unter 50°C vorwiegend aus Kühl- und Abwasser bzw. unspezifizierten Quellen.

Neben den standortgenauen industriellen Abwärmepotenzialen wurden auch gewerbliche Potenziale auf Ebene der Gemeinden als Abschätzung über statistische Daten erhoben. Hierbei wurden noch einmal knapp 5 TWh jährlich auf einem Temperaturniveau < 50°C identifiziert. Als dritte mögliche Quelle von Abwärme wurden Kläranlagen in die Untersuchung mit aufgenommen. Für alle in Österreich vorhandenen Kläranlagen wurden standortgenau möglicherweise nutzbare Wärmemengen aus dem Ablauf der Anlagen abgeschätzt. Hierbei wurden noch einmal knapp 5 TWh jährlich an Abwärme auf einem Temperaturniveau < 50°C gefunden.

Die folgende Abbildung 11 zeigt einen Überblick über die im Rahmen der INXS Studie identifizierten Abwärmepotenziale aufgeteilt nach Abwärmequelle und Temperaturniveau.

Abbildung 11 Technisches Abwärmepotenzial nach Abwärmequelle und Temperaturniveau² [Quelle: Erhebung im Rahmen des Projektes INXS, verfügbar über die Austrian Heatmap (Technische Universität Wien and e-think, 2023)]. Der Begriff „Industrie“ umfasst zum Teil auch Gewerbe, wobei in den Daten eine genaue Abgrenzung zwischen Industrie und Gewerbe nicht immer möglich ist.



Zur Ermittlung der verfügbaren Abwärme aus Wärmekraftwerksanlagen sowie Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde die elektrische Erzeugung aus Wärmekraftwerken ohne KWK herangezogen (E-Control, 2023a). Daraus wurden mögliche erzielbare Mengen der Wärmeauskopplung – bei entsprechender, zumindest teilweise wärmegeführter Fahrweise der Kraftwerke – abgeschätzt, unter Berücksichtigung der Schwellwerte von 50 MW (fossile Wärmekraftwerksanlagen) und 20 MW (Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Wechselwirkungen auf das Stromsystem nicht im Detail berücksichtigt werden konnten.

Die Abwärme von Abfallverbrennungsanlagen wird in Österreich zu einem großen Teil bereits genutzt. Eine detaillierte Analyse der möglichen zusätzlichen Abwärmenutzung war im Rahmen dieser Bewertung nicht möglich.

² Der Begriff „Industrie“ umfasst zum Teil auch Gewerbe, wobei in den Daten eine genaue Abgrenzung zwischen Industrie und Gewerbe nicht immer möglich ist.

Tabelle 4 Ermittelte zusätzlich verfügbare Abwärme. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission

Abwärme	Schwelle	Einheit	Wert
Wärmeerkraftwerksanlagen	50 MW	GWh/a	38
Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien	20 MW	GWh/a	88
Industrieanlagen	20 MW	GWh/a	25.014

Quelle: eigene Berechnungen

2.5 Kartendarstellungen

Die Karten werden im Rahmen der Austrian Heatmap dargestellt. Dort wird einerseits die Wärme- und Kälte-dichte für verschiedenen Szenarien und Jahre (2022, 2030, 2050) dargestellt. Andererseits erlaubt die Karte der Nutzerin / dem Nutzer, die in Kapitel 4 ermittelten Fernwärmepotenziale unter verschiedenen Annahmen von Anschlussquoten sowie Fernwärmeverteilungskosten anzuzeigen und für diese Gebiete gewisse Kerndaten abzulesen.

Als weitere Layer bietet die Austrian Heatmap Informationen zu bestehenden Wärmenetzen, bestehenden thermischen Kraftwerken und Heizwerken sowie zu industriellen Abwärmepotenzialen.

3 Ziele, Strategien und politische Maßnahmen

In Bezug auf den geplanten Beitrag zu den nationalen Zielen, Vorgaben und Beiträgen zu den fünf Dimensionen der Energieunion gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2018/1999 sowie den allgemeinen Überblick über die bestehenden Politiken und Maßnahmen wird insbesondere auf das Kapitel 1.2.2 des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (Periode 2021-2030) verwiesen.

4 Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

Dieses Kapitel zeigt die Analysen zum wirtschaftlichen Potenzial für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung in Österreich. Auf eine Beschreibung der Methodik erfolgt die Darstellung von Ergebnissen der einzelnen Schritte sowie der identifizierten wirtschaftlichen Potenziale zur effizienten Wärme- und Kälteversorgung Österreichs.

Zunächst wird die gewählte Methodik zur Berechnung der wirtschaftlichen Potenziale beschrieben inklusive wichtiger Annahmen und analysierter Szenarien und Sensitivitäten. Dies erfolgt getrennt für die Analyse der Wärme- und die Analyse der Kälteversorgung aufgrund der zentral unterschiedlichen angewandten Methoden. Darauf folgt eine detaillierte Darstellung der Analysen und Ergebnisse der einzelnen Analyseschritte. Zunächst für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für die Wärmeversorgung angefangen von der Identifikation potenziell geeigneter Fernwärmeregionen auf Basis der voraussichtlichen Verteilungskosten, der Zusammenführung ähnlicher Regionen zu Regionstypen, der Berechnung der Kosten von Wärmeeinspeisung in potenzielle Fernwärmenetze und die Abschätzung der Kosten für objektbezogene Bereitstellung. Dann werden noch die Ergebnisse des Vergleichs der Kosten für netzbezogene und objektbezogene Bereitstellung gezeigt sowie die daraus abgeleiteten wirtschaftlichen Potenziale für Fernwärme. Darauf folgt die Darstellung der Ergebnisse der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials zur effizienten Kälteversorgung.

4.1 Methodik und gewählte Szenarien

In diesem Kapitel wird zunächst die Methode für die Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) im Rahmen dieser Bewertung beschrieben. Es wird die Methodik dargestellt, wie wirtschaftliche Potenziale der Wärmebereitstellung aus Fernwärme identifiziert werden, und welche Kostenkomponenten dabei berücksichtigt werden. Darüber hinaus werden die Methoden zur Berechnung dieser Kostenkomponenten im Einzelnen dargestellt. Es folgt eine Übersicht der durchgeführten Szenarien-Rechnungen hinsichtlich verschiedener kostenrelevanter Eingangsparameter inklusive der Darstellung der gewählten Parameter.

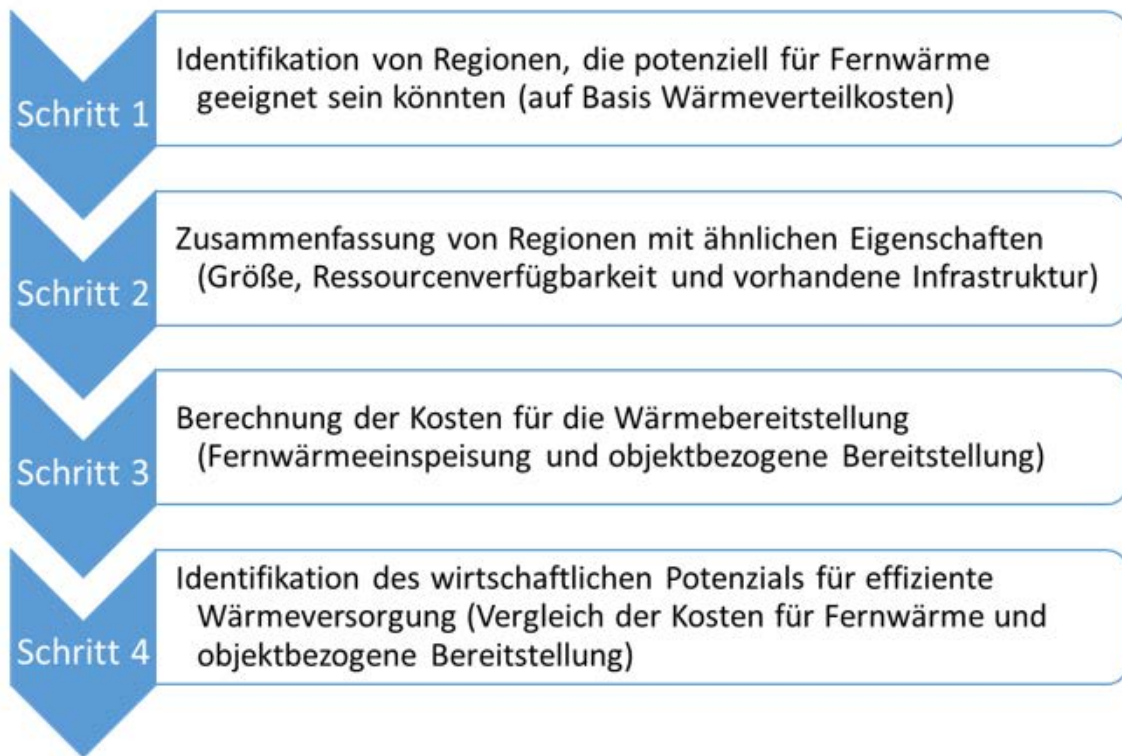
4.1.1 Methodik Wärme

Die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials der effizienten Wärmeversorgung erfolgt in den folgenden vier Schritten:

1. Identifikation von Regionen, in denen Fernwärme potenziell in Frage kommt; dies erfolgt anhand voraussichtlicher Kosten für die Wärmeverteilung entsprechend der Wärmedichte (Dichte von Raumwärme und Warmwasserbedarf)
2. Zusammenfassung von Regionen mit ähnlichen Eigenschaften hinsichtlich Fernwärmeeignung (vorhergehender Schritt) und Angebotspotenzialen Ressourcen sowie vorhandener Infrastruktur zu typischen Regionen (Regionstypen)
3. Berechnung der Kosten für die Wärmebereitstellung...
 - a) aus Fernwärme für verschiedene Portfolien in den identifizierten Regionstypen unter verschiedenen Rahmenbedingungen
 - b) aus dezentraler Bereitstellung in verschiedenen Objektstypen für unterschiedliche Technologien und Rahmenbedingungen
4. Identifikation des wirtschaftlichen Potenzials für effiziente Fernwärme über den Vergleich der objektbezogenen Bereitstellungskosten und der Kosten für die Bereitstellung aus Fernwärme in den identifizierten Regionstypen. Aggregation der Potenziale in den Regionstypen zu österreichweiten Potenzialen.

Die folgende Abbildung 12 zeigt die einzelnen Schritte dieser Methodik im Überblick.

Abbildung 12 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – schrittweise Identifikation der wirtschaftlichen Potenziale



Im Folgenden werden die eingesetzten Methoden und Annahmen für diese vier Schritte dargestellt.

Schritt 1: Identifikation von Regionen, in denen Fernwärme potenziell in Frage kommt

In diesem ersten Schritt werden Wärmeverteilkosten für jeden Hektar in Österreich, für den ein Wärmebedarf vorliegt, abgeschätzt und daraus durchschnittliche Wärmeverteilkosten für zusammenhängende Gebiete mit ausreichender Wärmedichte berechnet. Dies basiert auf der Methodik von (Persson und Werner, 2011) und (Fallahnejad et al., 2024). Aus dem Wärmebedarf sowie der Bebauung (Geschossflächen) werden für jeden Hektar in Österreich, für den ein Wärmebedarf vorliegt, die potenzielle Wärmelieferung über ein Fernwärmenetz sowie die dabei anfallenden Kapitalkosten berechnet. Diese ergeben die potenziellen Wärmeverteilkosten bei Installation eines Fernwärmenetzes in diesem Hektar. Über definierte maximale durchschnittliche Wärmeverteilkosten werden dann zusammenhängende Gebiete identifiziert, die

potenziell für Fernwärme geeignet erscheinen, da die Wärmeverteilungskosten gesetzte Grenzwerte (gemäß Tabelle 5) nicht überschreiten.

Die Basis für diese Berechnungen bilden die Wärmebedarfsdichtekarten sowie die Bebauungsdichtekarten für die Jahre 2021, 2030 und 2050, die aus den Szenarien WEM und Transition erstellt wurden (siehe Kapitel 2.3). Prozesswärme spielt für die Untersuchung der räumlich aufgelösten Fernwärmepotenziale eine untergeordnete Rolle, da zum einen nur ein geringer Anteil der Prozesswärme potenziell aus Fernwärme gedeckt werden kann, und zum anderen eine räumlich aufgelöste Darstellung der Entwicklung des entsprechenden Prozesswärmebedarfs mit entsprechend hohen Unsicherheiten behaftet ist. Prozesswärme wird daher in der Abschätzung der Fernwärmepotenziale nicht berücksichtigt. Weitere wichtige Eingangsgrößen sind die spezifischen Kapitalkosten für die Netzinstallation, die Anteile des Wärmebedarfs im jeweiligen Hektar, die über Fernwärme gedeckt werden (Marktanteile), die Grenzwerte der zulässigen durchschnittlichen Wärmeverteilungskosten, sowie der kalkulatorische Zinssatz. Die spezifischen Kapitalkosten werden aus (Fallahnejad et al., 2024; Persson et al., 2019) entnommen und als kalkulatorischer Zinssatz wird 5 % angesetzt. Annahmen zu den Marktanteilen sowie den Grenzwerten der zulässigen durchschnittlichen Wärmeverteilungskosten werden in Szenarien variiert, um deren Einfluss auf die Größe potenzieller Fernwärmeregionen darzustellen. Mit dem Modell werden langfristige Potenziale bis zum Jahr 2050 gerechnet. Die Ergebnisse für das Jahr 2030 ergeben sich dann aus dem Verlauf der derzeitigen Situation bis zum identifizierten Potenzial in 2050.

Das Ergebnis dieser Berechnungen sind Gebiete, die unter bestimmten Annahmen potenziell zur Nutzung von Fernwärme geeignet sind. Für jedes potenzielle Fernwärmegebiet ergibt sich der Wärmebedarf, der über Fernwärme gedeckt werden könnte, sowie die dabei anfallenden durchschnittlichen Wärmeverteilungskosten.

Weitere Details zur Methodik sowie die Ergebnisse dieses Schrittes sind in Kapitel 4.2 dargestellt.

Schritt 2: Zusammenfassung von Regionen mit ähnlichen Eigenschaften zu typischen Regionen (Regionstypen)

Im zweiten Schritt erfolgt nun die Zusammenfassung von Regionen, die potenziell für den Einsatz von Fernwärme geeignet sind, zu Regionen mit ähnlichen Eigenschaften hinsichtlich Größe, Verfügbarkeit von Ressourcen sowie bestehender Infrastruktur. Dabei werden zunächst folgende Informationen für jedes potenzielle Fernwärmegebiet identifiziert:

- verfügbares Potenzial an industrieller Abwärme über 100°C, geeignet zur direkten Einspeisung in ein Fernwärmenetz mittels Wärmetauscher (siehe Kapitel 2.4)
- verfügbares Potenzial an industrieller Abwärme unter 100°C bzw. Abwärme aus Kläranlagen, geeignet zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz mittels Wärmepumpe (siehe Kapitel 2.4)
- verfügbares Potenzial an Tiefengeothermie (Könighofer et al., 2014b)
- Größe eines eventuell vorhandenen Flusses als potenzielle Wärmequelle für Wärmepumpen (Umweltbundesamt, 2020)
- Verfügbarkeit von Gasnetz-Infrastruktur (Gas Connect Austria, 2021)

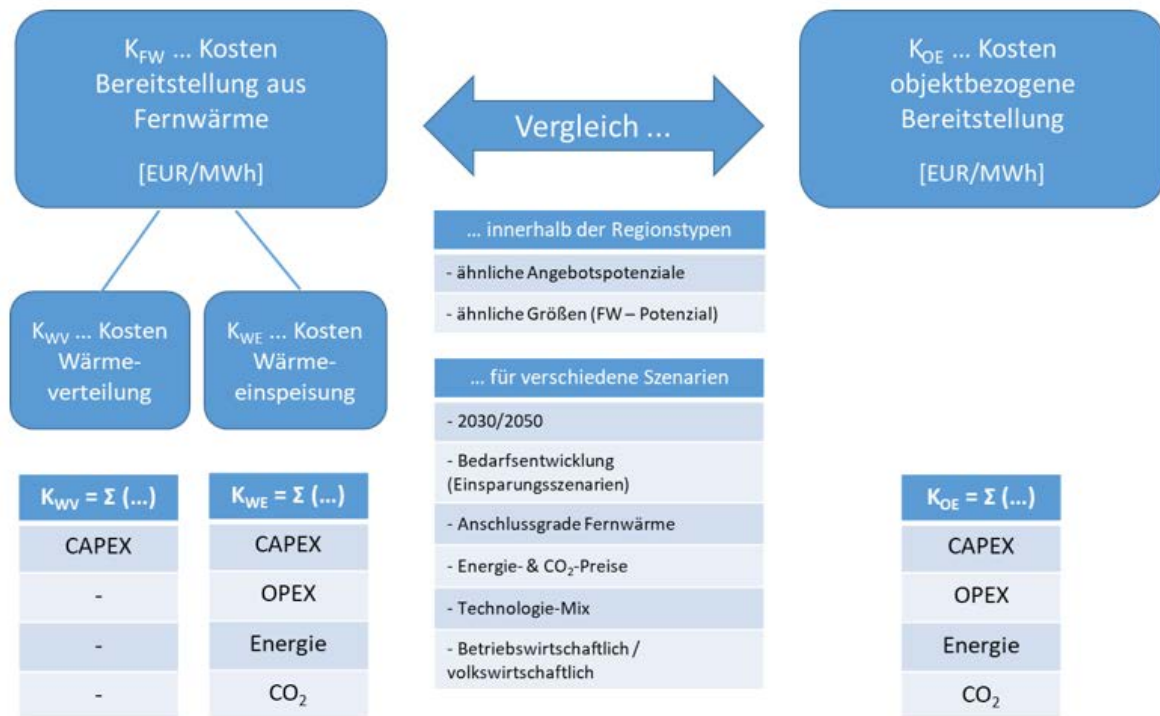
Die vier größten identifizierten Fernwärmeregionen werden dann von allen anderen potenziellen Regionen separiert. Diese werden in den weiteren Analysen gesondert betrachtet. Konkret handelt es sich hier um die Städte Wien, Graz, Linz und Salzburg. Alle anderen Regionen werden nun mittels Cluster-Analyse zu sechs typischen Regionen zusammengefasst. Dafür wird die Methodik der minimalen „mathematischen Distanz“ zwischen ausgewählten Parametern herangezogen. Als Parameter wurden in dieser Analyse die vorhin aufgezählten Daten herangezogen.

Die Ergebnisse dieses Schrittes werden in Kapitel 4.3 dargestellt.

Schritt 3: Berechnung der Kosten für die Wärmebereitstellung

In einem nächsten Schritt werden nun die Kosten für die Bereitstellung der Wärme berechnet. Dabei werden einerseits die Kosten der Bereitstellung von Wärme in Fernwärmesystemen berechnet, und andererseits die Kosten einer Bereitstellung direkt in zu versorgenden Objekten. Zur Identifikation der wirtschaftlichen Potenziale für effiziente Fernwärmeversorgung werden diese Kosten dann miteinander verglichen. Die folgende Abbildung 13 zeigt einen Überblick über verschiedenen Kostenkomponenten, die dabei berücksichtigt werden, sowie einen Überblick über die Szenarien, die gerechnet werden.

Abbildung 13 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – Übersicht
 Kostenkomponenten und Szenarien



Als Indikator werden abweichend zu den Empfehlungen der Kommission zum Inhalt der umfassenden Bewertung des Potenzials (Europäische Kommission, 2019) die Levelized Costs Of Heat (LCOH) anstatt des Kapitalwertes verwendet. Dies ist darin begründet, dass zur Berechnung des Kapitalwertes Investitionen in Renovierungen in den Gebäuden mitberücksichtigt werden müssten. Dies war im Rahmen dieses Projektes nicht möglich, da Renovierungsmaßnahmen nicht gebäudescharf berücksichtigt wurden, sondern aggregiert in den zugrundeliegenden Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs (WEM und Transition). Da die LCOH den auf die Wärmemenge bezogenen Kapitalwert darstellen, erlaubt dieser Indikator eine äquivalente Aussage und führt zu keinen Nachteilen gegenüber dem Kapitalwert.

Auf Seiten der Fernwärmeversorgung werden die Kosten für die Wärmeverteilung sowie die Kosten für die Wärmeinspeisung berücksichtigt. Erstere wurden bereits in Schritt 1 der KNA für die verschiedenen potenziell für Fernwärme geeigneten Regionen berechnet. Diese Kosten repräsentieren die annuisierten Kapitalkosten für die Netzinfrastruktur.

Die Kosten der Wärmeeinspeisung in die potenziellen Fernwärmenetze werden nun für die in Schritt 2 identifizierten typischen Regionen berechnet. Dadurch können in diesem Schritt Technologie-Portfolien entsprechend der Verfügbarkeit von Ressourcen und Infrastrukturen in den jeweiligen Regionen angesetzt und berechnet werden.

Für jede typische Fernwärmeregion werden nun die Kosten der Wärmeeinspeisung für verschiedene Szenarien unter Einsatz eines Fernwärme-Einsatz-Modells berechnet. Das Fernwärme-Einsatz-Modell minimiert dabei die laufenden jährlichen Kosten des Einsatzes eines definierten Kraftwerks-Parks unter Berücksichtigung sich stündlich ändernder Parameter wie Wärmenachfrage, Angebotspotenzial, Strompreise, Temperaturen im Netz und in potenziellen Wärmequellen. Hierbei wird das Fernwärme-Einsatz-Modell verwendet, welches im Rahmen des EU Horizon 2020 Projekts Hotmaps entwickelt wurde³. Das Modell ermöglicht u.a. die Berücksichtigung der Abhängigkeit der Effizienzen von Wärmepumpen von den sich über das Jahr ändernden Temperaturen in den Wärmequellen sowie in den Netzen (Vorlauf).

Eine detaillierte Zusammenstellung der gerechneten Szenarien hinsichtlich Technologie-Portfolien und Wärmebedarfe findet sich zusammen mit der Darstellung und Beschreibung der Ergebnisse in Kapitel 4.4.

Die Kosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung werden ebenfalls mit einem Modell gerechnet, welches im Rahmen des EU Horizon 2020 Projektes Hotmaps entwickelt wurde. Es berechnet die notwendige installierte Leistung der Bereitstellungsanlage auf Basis des jährlichen Wärmebedarfs in einem Objekt und dann dafür die Kosten der Wärmebereitstellung für verschiedene Technologien bzw. Technologie-Kombinationen. Darüber hinaus ermöglicht es die Berechnung von Referenz-Kosten objektbezogener Wärmebereitstellung über die Definition von Technologie-Einsatz (Mix) in den unterschiedlichen Gebäuden. Abbildung 14 zeigt diese Vorgehensweise und die dabei notwendigen Parameter und gewählten Szenarien.

³ hotmapsdispatch.readthedocs.io/en/latest

Abbildung 14 Berechnung der Kosten und Szenarien für objektbezogene Wärmebereitstellung

	Gebäudebestand	Technologien	Ökonomie
Struktur	Gebäudetypen (z.B. Einfamilienhaus, ...)	Einzeltechnologie	Kosten (CAPEX, OPEX)
	Baualtersklassen	Kombiniert (Solar + andere)	Preise (Energie, CO ₂)
	Renovierungszustände		
Szenarien	2030 / 2050		Energie- und CO ₂ -Preise
	WEM / Transition		Betriebswirtschaftlich (BW) / volkswirtschaftlich (VW)
Ergebnisse	1 Kosten der dezentralen Wärmebereitstellung jeweils für unterschiedliche Technologien in unterschiedlichen Gebäudetypen in verschiedenen Szenarien		
	Gebäudebestand je Szenario	Technologie-Mix	
	2 Referenz-Kosten der dezentralen Wärmebereitstellung jeweils für die verschiedenen Szenarien		

Die Kosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung werden dabei für verschiedene Technologien in unterschiedlichen typischen Gebäuden (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude, etc.) aus unterschiedlichen Bauperioden (Baualtersklassen) berechnet. Hierbei werden die Renovierungszustände der Gebäude und die Zusammensetzung des Gebäudebestandes berücksichtigt, so wie sie sich aus den Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs in den Gebäuden entsprechend Szenario WEM und Transition ergeben (siehe dazu auch Kapitel 2.3). Für die Berechnungen wird ein Modul eingesetzt, welches im Rahmen des Horizon 2020 Projektes Hotmaps entwickelt wurde⁴. Das in Hotmaps entwickelte Modul wird in diesem Projekt mit dem Modell Invert/EE-Lab verbunden, um auf zentrale Input- und Outputdaten aus den Szenarien WEM und Transition automatisch zugreifen zu können.

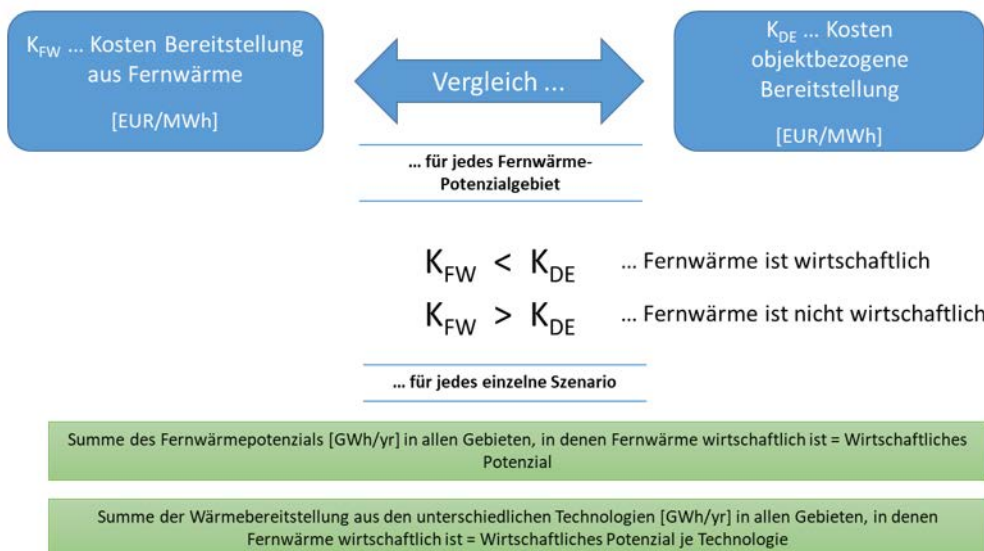
Die Ergebnisse der Berechnungen für objektbezogene Wärmebereitstellung werden in Kapitel 4.5 dargestellt.

⁴ Calculation Module (CM) – Decentral Heating Supply: wiki.hotmaps.eu/en/CM-Decentral-heating-supply

Schritt 4: Identifikation des wirtschaftlichen Potenzials für effiziente Fernwärme

In einem letzten Schritt werden nun die Ergebnisse der vorhergehenden Schritte verwendet, um die wirtschaftlichen Potenziale für den Einsatz von Fernwärme und KWK (in der Fernwärme) zu identifizieren. Der Vergleich der Wärmebereitstellungskosten aus Fernwärme (Wärmeeinspeisung + Wärmeverteilung) und aus objektbezogenen Optionen für eine lt. Schritt 1 potenziell für Fernwärme geeignete Region entscheidet dann über die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme in dieser Region. Sind die Kosten der Bereitstellung aus Fernwärme in einer potenziell geeigneten Region in einem bestimmten Setting (z.B. Jahr 2030, WEM, volkswirtschaftliche Betrachtung, niedrige Preise, Marktdurchdringung 90 %, maximale durchschnittliche Wärmeverteilungskosten 65 EUR/MWh) geringer als die Kosten der Bereitstellung aus objektbezogenen Optionen, so wird der gesamte Wärmebedarf, der in dieser Region in diesem Setting potenziell durch Fernwärme gedeckt werden kann, als wirtschaftliches Potenzial ausgewiesen. Die Summe der Wärmebereitstellung aus den unterschiedlichen Technologien aus dem jeweils günstigsten Mix, entweder objektbezogen oder aus Fernwärme, ergibt dann das wirtschaftliche Potenzial je Technologie in dieser Region. Die Summe des Wärmebedarfs in denjenigen Regionen, in denen eine Versorgung aus Fernwärme günstiger ist als aus objektbezogener Bereitstellung ergibt dann das gesamte wirtschaftliche Fernwärmepotenzial im jeweiligen Setting. Darin enthalten ist auch das wirtschaftliche Potenzial für KWK in der Fernwärme. Die folgende Abbildung 15 zeigt dieses Prinzip.

Abbildung 15 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – Identifikation des wirtschaftlichen Potenzials für Fernwärme bzw. objektbezogene Bereitstellung



Die Ergebnisse dieses Schrittes und damit die finalen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) werden in Kapitel 4.6 dargestellt.

4.1.2 Übersicht über gerechnete Szenarien und zentrale Inputdaten Wärme

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Szenarien und die dabei variierten Parameter in der KNA im Rahmen dieser Bewertung, sowie zentrale Inputdaten für die verschiedenen Schritte in der KNA wie im vorherigen Kapitel erläutert.

Die folgenden Tabellen zeigen die gewählten Szenarien-Variationen für die Identifikation von potenziell fernwärmegeeigneten Regionen (Tabelle 5), in der Fernwärme-Aufbringung (Tabelle 6) sowie in der Berechnung der objektbezogenen Wärmebereitstellung (Tabelle 7).

Tabelle 5 Übersicht über die gewählten Szenarien in der Identifikation für Fernwärme potenziell geeigneter Regionen

Name	Anzahl	Beschreibung
Zeitpunkt	1	2050
Wärmebedarfsentwicklung	2	WEM und Transition
Marktanteile Fernwärme in potenziell fernwärmeversorgten Gebieten	2	60 % vs. 90 %
Maximal zulässige durchschnittliche Wärmeverteilungskosten	3	45, 55 und 65 EUR/MWh
Gesamt	12	-

Tabelle 6 Übersicht über die gewählten Szenarien in der Fernwärme-Aufbringung

Name	Anzahl	Beschreibung
Cluster	10	4 konkrete Gebiete (Wien, Graz, Linz, Salzburg), 6 typische Gebiete (Bedarf / Angebotspotenziale) Für jeder Cluster: <ul style="list-style-type: none"> • Temperaturen (Luft, Wasser, Wärmequellen) • Einstrahlung • Lastprofil • Ressourcenverfügbarkeit
Zeitpunkt	2	2030 / 2050
Wirtschaftlichkeit	2	Betriebswirtschaftlich / volkswirtschaftlich
Wärmebedarf	4	Je zwei Bedarfe pro Zeitpunkt
Energie – und CO ₂ -Preise	2	Niedrige vs. Hohe Preise
Technologie-Portfolien	3	BAU: vorwiegend Gas Alternative 1: Gas mit Erneuerbaren und Abwärme Alternative 2: Vorwiegend Erneuerbare und Abwärme, Gas nur noch als Spitzenlast-Technologie
Gesamt	960	-

Tabelle 7 Übersicht über die gewählten Szenarien zur Berechnung der Referenzkosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung

Name	Anzahl	Beschreibung
Gebäudebestands- und Bedarfsentwicklung	2	Zusammensetzung des Gebäudebestandes aus 20 verschiedene Gebäudekategorien für Wohn- und Nichtwohngebäude, sowie 11-13 Verschiedene Baualtersklassen je Gebäudekategorie. Die Entwicklung des Bestands und des Bedarfs der Gebäude ist aus dem WEM und Transition Szenarien entnommen. Die Kosten und der Energieträgerbedarf werden für einzelne Gebäude berechnet und auszugsweise in den Ergebnissen dargestellt. Zur Berechnung der Referenzkosten objektbezogener Versorgung werden die Kosten entsprechend der Bestandszusammensetzung gewichtet.
Zeitpunkt	2	2030 / 2050

Name	Anzahl	Beschreibung
Wirtschaftlichkeit	2	Betriebswirtschaftlich / volkswirtschaftlich
Energie- und CO ₂ -Preise	2	Niedrige vs. hohe Preise
Technologie-Portfolien (zur Berechnung der Referenzkosten objektebezogener Versorgung)	1	Je eine Technologie-Verteilung in den verschiedenen Gebäudetypen je Zeitpunkt und Wärmebedarfsszenario
Gesamt	16	-

Weitere Details zu gewählten Inputparameter-Kombinationen sowie die Ergebnisse der Szenarienrechnungen in den einzelnen Bereichen / Schritten werden in den folgenden Kapiteln 4.2, 4.3, 4.4 und 4.5 dargestellt. Zusammengehörige Szenarienvarianten aus den unterschiedlichen Bereichen werden dann in der Identifikation wirtschaftlicher Potenziale verwendet. Diese werden in Kapitel 4.6 dargestellt.

Zentrale Inputparameter für die Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) sind Energieträgerpreise, CO₂-Preise, Emissionsfaktoren, externe Kosten der CO₂-Emissionen sowie Abschreibdauern und Zinssätze. Dabei werden zwei Betrachtungsweisen in allen Berechnungen unterschieden:

- Volkswirtschaftliche Perspektive: es werden keine Steuern berücksichtigt, aber externe Kosten; als Zinssatz wird 2 % verwendet, und die Abschreibdauer entspricht der technischen Lebensdauer der Infrastrukturen
- Betriebswirtschaftliche Perspektive: es werden Steuern und CO₂ Preise berücksichtigt, aber keine externen Kosten; als Zinssatz wird 4 % verwendet, und die Abschreibdauer entspricht der technischen Lebensdauer der Infrastrukturen

In der folgenden Tabelle 8 werden die zentralen Annahmen und Datenquellen zu den Preisen und CO₂- Emissionen für diese Bewertung beschrieben. Die darauffolgenden Tabellen zeigen die auf dieser Basis gewählten Parameter zu Preisen, externen Kosten und Emissionsfaktoren für die verschiedenen Energieträger in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen (Fernwärme-Aufbringung, private Haushalte und Dienstleistungen) für die Jahre 2030 und 2050. Alle Preise wurden auf EURO₂₀₂₃ inflationskorrigiert.

Tabelle 8 Annahmen und Datenquellen zu Preisen und CO₂-Emissionen

Energieträger	Annahmen	Datenquellen
Strom	<p>Stündliche Großmarktpreise f. Österreich in zwei Szenarien zu unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich Technologie-Schwerpunkte und regulatorischer Rahmen, beide Szenarien folgen einem EU Dekarbonisierungs-Pfad bis 2050, in Österreich fallen dabei bereits 2030 netto keine Emissionen mehr an</p> <p>Die beiden Szenarien: Gemeinsame EU weite Vision vs. Lokalisierte Lösungen</p>	<p>Berechnungen mit dem Enertile-Modell (Fraunhofer ISI, 2020) im Rahmen des Projektes (SET-Nav, 2020). Eine Beschreibung der Szenarien findet sich in (Sensfuß et al., 2019).</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
Gas	<p>Anteil grünes Gas (synthetisches Gas & Biogas) im Erdgasnetz 2030 bei 6 %, 2050 bei 100 %</p> <p>2030 vorwiegend Biomethan im grünen Gas, 2050 vorwiegend H₂ und PtG.</p> <p>Details zu den Annahmen zu grünem Gas finden sich in Tabelle 26 im Anhang.</p>	<p>(Agora et al., 2018), (Lambert, 2018), (Prognos AG, 2020), (Thrän et al., 2014), (Lux and Pfluger, 2020), (Brändle et al., 2020)</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
Öl	<p>Sinkende Nachfrage nach Öl => stabile, niedrige Preise; kein Öl mehr zur Wärmeversorgung (2050)</p>	<p>(SET-Nav, 2020) und (Sensfuß et al., 2019)</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
Biomasse	<p>Preis-Stabilisierung im Niederpreis-Szenario, moderater Preisanstieg im Hoch-Preis-Szenario;</p> <p>Biomasse als CO₂ neutral angenommen</p>	<p>Eigene Analysen auf Basis von (IEA, 2018), (Biermayr et al., 2020)</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
Müll	<p>Müll kostet 0 – 5 EUR/MWh</p> <p>Spezifische Emissionen verringern sich um 20 % bis 2050</p>	<p>Annahme</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
Industrielle Abwärme	<p>Abwärme kostet 5 – 20 EUR/MWh, je nach Qualität und Preisszenario</p> <p>Für Niedrige Temperaturen wird eine Wärmepumpe benötigt</p>	<p>Erfahrungswerte</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>
CO ₂	<p>CO₂-Steuer: aus dem gleichen Modell und Szenario wie die Wärmenachfrage (WEM, Transition); `</p> <p>Externe Kosten der CO₂-Emissionen (nur für volkswirtschaftliche Berechnungen) analog zur Studie 2021.</p>	<p>Müller et al, 2023, Büchele et al, 2021, Krutzler et al, 2023</p> <p>Feedback von Experten und Stakeholdern</p>

Tabelle 9 Preise, CO₂-Faktoren und externe Kosten für die verschiedenen Energieträger im Jahr 2030

Energieträger	Niedrige Preise			Hohe Preise			Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh]	CO ₂ -Preis [EUR/tCO ₂]	Externe Kosten [EUR/tCO ₂]	
	Steuern und Abgaben Ohne	Steuern und Abgaben mit	Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh]	CO ₂ -Preis [EUR/tCO ₂]	Externe Kosten [EUR/tCO ₂]	Steuern und Abgaben Ohne				Steuern und Abgaben mit
Einsatz in der Fernwärme										
Strom	74,3	96,9	0,008	90	398	89,0	111,6	0,012	90	398
Erdgas	39,3	44,6	0,2	90	398	50,7	56,0	0,2	90	398
Synthesegase / Biogas	90,5	95,8	0,002	90	398	123,7	129,0	0,003	90	398
Heizöl	64,2	70,9	0,266	90	398	83,5	90,2	0,266	90	398
Hackschnitzel	24,7	24,7	-	90	398	28,8	28,8	-	90	398
Müll	0,0	0,0	0,13	90	398	6,6	6,6	0,13	90	398
Industrielle Abwärme < 100°C	6,6	6,6	-	90	398	13,3	13,3	-	90	398
Industrielle Abwärme > 100°C	19,9	19,9	-	90	398	26,5	26,5	-	90	398
Einsatz in Haushalten										
Strom	181,1	265,0	0,008	50	398	195,9	282,8	0,008	90	398
Erdgas	79,1	106,8	0,2	50	398	90,5	120,6	0,2	90	398
Synthesegase / Biogas	130,3	168,3	0,002	50	398	163,5	208,1	0,002	90	398
Heizöl	73,9	96,6	0,266	50	398	93,2	119,7	0,266	90	398
Scheitholz	42,1	50,4	-	50	398	52,0	62,4	-	90	398
Pellets	70,7	84,8	-	50	398	82,5	99,1	-	90	398
Einsatz in der Dienstleistung										
Strom	181,1	220,9	0,008	50	398	195,9	235,7	0,008	90	398
Erdgas	79,1	88,9	0,2	50	398	90,5	100,5	0,2	90	398
Synthesegase / Biogas	130,3	140,1	0,002	50	398	163,5	173,3	0,002	90	398
Heizöl	73,9	80,5	0,266	50	398	93,2	99,8	0,266	90	398
Hackschnitzel	33,4	33,4	-	50	398	41,4	41,4	-	90	398
Pellets	70,7	70,7	-	50	398	82,5	82,5	-	90	398

Tabelle 10 Preise, CO₂-Faktoren und externe Kosten für die verschiedenen Energieträger im Jahr 2050

Energieträger	Niedrige Preise			Hohe Preise						
	Steuern und Abgaben		Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh]	CO ₂ -Preis [EUR/ tCO ₂]	Externe Kosten CO ₂	Steuern und Abgaben		Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh]	CO ₂ -Preis [EUR/ tCO ₂]	Externe Kosten CO ₂
Ohne	mit	Ohne				mit				
	[EUR/MWh]				[EUR/MWh]					
Einsatz in der Fernwärme										
Strom	117,7	140,3	0,002	492	398	169,2	191,8	0,009	492	398
Erdgas	42,3	47,6	0,2	492	398	54,7	60,0	0,2	492	398
Synthesegase / Biogas	117,7	123,0	0,003	492	398	170,8	176,1	0,011	492	398
Heizöl	56,4	63,0	0,266	492	398	73,4	80,0	0,266	492	398
Hackschnitzel	23,8	23,8	-	492	398	37,7	37,7	-	492	398
Müll	0,0	0,0	0,104	492	398	6,6	6,6	0	492	398
Industrielle Abwärme < 100°C	6,6	6,6	-	492	398	13,3	13,3	-	492	398
Industrielle Abwärme > 100°C	19,9	19,9	-	492	398	26,5	26,5	-	492	398
Einsatz in Haushalten										
Strom	224,5	317,3	0,002	492	398	275,9	378,9	0,002	492	398
Erdgas	82,1	110,4	0,2	492	398	94,5	125,4	0,2	492	398
Synthesegase / Biogas	157,5	200,9	0,003	492	398	210,6	264,6	0,003	492	398
Heizöl	66,1	87,2	0,266	492	398	82,9	107,5	0,266	492	398
Scheitholz	42,9	51,4	-	492	398	67,9	81,5	-	492	398
Pellets	67,9	81,6	-	492	398	107,9	129,5	-	492	398
Einsatz in der Dienstleistung										
Strom	224,5	264,3	0,002	492	398	275,9	315,7	0,002	492	398
Erdgas	82,1	92,0	0,2	492	398	94,5	104,4	0,2	492	398
Synthesegase / Biogas	157,5	167,3	0,003	492	398	210,6	220,4	0,003	492	398
Heizöl	66,1	72,7	0,266	492	398	82,9	89,6	0,266	492	398
Hackschnitzel	34,0	34,0	-	492	398	54,0	54,0	-	492	398
Pellets	67,9	67,9	-	492	398	107,9	107,9	-	492	398

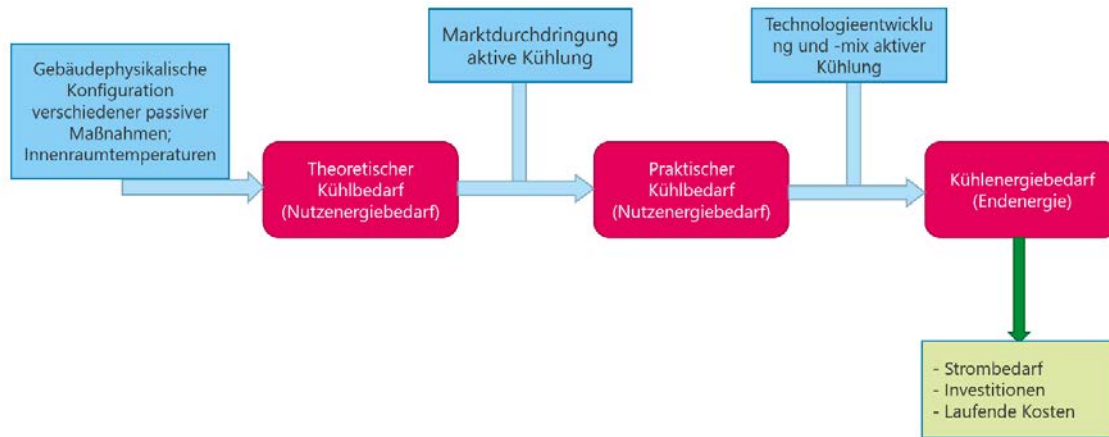
4.1.3 Methodik Kühlung

Die folgende Abbildung zeigt den Ablauf der methodischen Schritte zur Bewertung der Szenarien für den Kühlenergiebedarf.

Für die Verteilung des Gebäudebestands werden zuerst die bauphysikalischen Parameter konfiguriert, um die passiven Maßnahmen nachzubilden. Auf diese Weise können die potenziellen Energieeinsparungen unter verschiedenen Szenarien der Implementierung passiver Maßnahmen abgeschätzt werden. Dies erfolgt auf Basis der Modells Invert/EE-Lab, das auch für die Erstellung der Wärmebedarf-Szenarien im Gebäudesektor angewandt wurde (s. Kapitel 2.3). Dies dient als Grundlage für die Berechnung des theoretischen Kühlbedarfs (Nutzenergiebedarf). Dieser stellt den Kühlbedarf dar, wenn man davon ausgeht, dass 100 % der bebauten Flächen, die einen gewissen Kühlbedarf haben auch tatsächlich mit aktiver Kühlung konditioniert werden. Anschließend werden die Technologieverbreitungsraten der aktiven Raumkühlung einbezogen, die das Tempo und das Ausmaß der Einführung aktiver Kühlungstechnologien berücksichtigen. Dieser Schritt ist von entscheidender Bedeutung, da er den theoretischen Kühlbedarf in einen praktischen Kühlbedarf überführt, der tatsächlich zu decken ist. Diese Kennzahl spiegelt den realistischen Energiebedarf für die Raumkühlung wider, nachdem die Marktdurchdringung von aktiven Kühltechnologien und -Maßnahmen berücksichtigt wurde.

In der nachfolgenden Phase der Bewertung konzentrieren wir uns auf den Kühlenergiebedarf (Endenergiebedarf), der den tatsächlichen Energieverbrauch nach der Implementierung von aktiven Kühl-Technologien angibt. Dabei werden unterschiedliche Raten der technologischen Entwicklung und des Mixes aktiver Technologien berücksichtigt. Im Zuge dessen wird angenommen, dass technologischer Fortschritt zu verbesserten Arbeitszahlen führt. Für jede der daraus sich ergebenden Szenarien werden Strombedarf sowie ökonomische Kennzahlen ermittelt, die abschließend gegenübergestellt und interpretiert werden.

Abbildung 16 Ablaufdiagramm der methodischen Schritte zur ökonomischen Bewertung von Kühlenergie-Szenarien [Quelle: Eigene Darstellung]



4.1.4 Übersicht über gerechnete Szenarien und zentrale Inputdaten Kälte

Gemäß der oben dargestellten Methodik wird ausgehend von den Szenarien zum Kühlbedarf (Nutzenergie), die in Kapitel 2.3 gezeigt wurden, folgender Szenario-Rahmen aufgespannt, um den Effekt von passiven Maßnahmen, Marktdurchdringung aktiver Kühlung und der Effizienz von Kühltechnologien aufzuzeigen. Die Kernannahmen dazu sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 11 Szenario-Annahmen theoretischer Kühlbedarf

Parameter		WEM (Default)	Transition Moderate Effizienz (Manuelle Systeme)	Transition Hohe Effizienz (Strahlungsab- hängig geregelte Systeme)
Parameter zur Bewertung der Aktivierung von Sonnenschutzeinrichtungen bei	Süd	0,66	0,67	0,79
	Ost-West	0,24	0,36	0,7
	Norden	0	0	0
Anteil von Verschattungseinrichtungen an Fensterflächen	Süd	0,5	0,5	0,8
	Ost-West	0,33	0,33	0,5
	Norden	0	0	0
Abminderungsfaktor z für bewegliche Sonnenschutzeinrichtungen		1	0,8	0,24
g-Wert		0,65 (2-fach- Verglasung/ Einfachverglasung)	0,35 (3-Scheiben- Wärmeschutz- verglasung)	0,25 (Sonnenschutz- verglasung)
Nachlüftung (Luftwechselrate während Nachtlüftung)		Baseline	Baseline *1,5	Baseline *2,0
Mittlere Innenraumtemperatur gekühlter Gebäudeflächen		24°C	26 °C	28 °C

Quelle: eigene Annahmen auf Basis von Mayrhofer et al., 2023

Tabelle 12 Szenario-Annahmen praktischer Kühlbedarf und Kühlenergiebedarf

Szenario-Dimension	Name	Bandbreite des Szenario-Designs
Marktdurchdringung aktiver Kühlung	Hoch-moderat-niedrig	Hohe Marktdurchdringung: +10 % bis 2050 im Vergleich zu „moderat“ Moderate Marktdurchdringung: 2 % Anstieg bis zum Jahr 2050 Niedrige Marktdurchdringung: kein Anstieg der Marktdurchdringung im Vergleich zum Basisjahr
Jahresnutzungsgrad aktive Kühlung	Hoch-moderat-niedrig	Hoher Jahresnutzungsgrad: Durchschnittliche Jahresarbeitszahlen steigen bis 2050 um den Wert von 6. Moderater Jahresnutzungsgrad: Durchschnittliche Jahresarbeitszahlen steigen bis 2050 um den Wert von 3. Niedriger Jahresnutzungsgrad: Kein Anstieg der Jahresarbeitszahlen im Vergleich zum Basisjahr

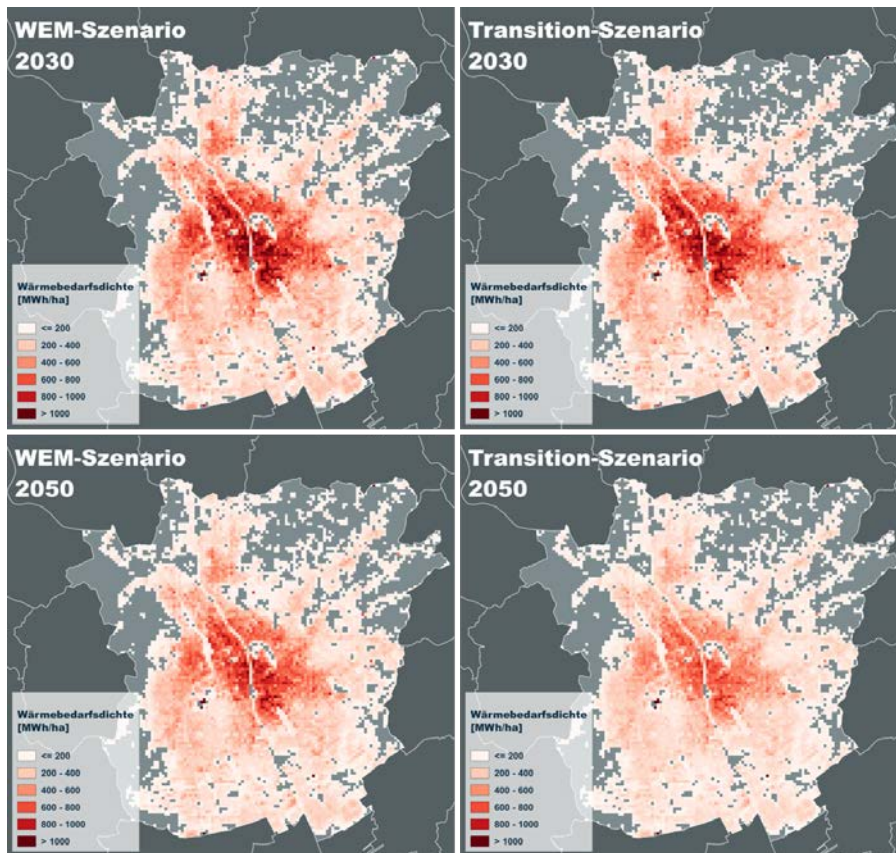
Quelle: eigene Annahmen auf Basis von Mayrhofer et al., 2023

4.2 Potenziell für Fernwärme geeignete Regionen anhand der Wärmeverteilkosten

Wie im vorhergehenden Kapitel dargestellt werden potenziell für Fernwärme geeignete Gebiete über die zu erwartenden Wärmeverteilkosten identifiziert. Die Wärmeverteilkosten werden auf Basis der Wärmedichte, Bebauungsdichte, Investitionskosten und Marktanteile von Fernwärme in potenziellen Gebieten berechnet. Über die Definition von maximal zulässigen Wärmeverteilkosten in zusammenhängenden Gebieten werden dann potenziell geeignete Gebiete identifiziert.

Basis für die Berechnungen sind Wärmebedarfsdichten sowie Bebauungsdichten aus den Szenarien in Kapitel 2.3. Die Abbildung 17 zeigt die Wärmebedarfsdichten in der Stadt Graz für die beiden Szenarien WEM und Transition jeweils für die Jahre 2030 und 2050.

Abbildung 17 Wärmebedarfsdichte in Graz im Jahr 2030 und 2050 in Abhängigkeit der Entwicklung der Wärmenachfrage (WEM oder Transition) [Quelle: Eigene Berechnungen]



Die Abbildung zeigt deutlich, dass sich die Wärmebedarfsdichten in den verschiedenen Szenarien und Zeitpunkten deutlich unterscheiden. Vor allem für 2050 zeigt sich anschaulich, dass die Bedarfsreduktion im Transition Szenario deutlich stärker ausfällt als im WEM Szenario.

Wir betrachten eine schrittweise Entwicklung der Wärmenachfrage und des Marktanteils der Fernwärme vom Basisjahr 2021 bis zum Zieljahr 2050. Nach Durchführung zahlreicher Sensitivitätsanalysen werden die Marktanteile der Fernwärme im Basisjahr so gewählt, dass sie den durchschnittlichen Nutzenergiebedarf widerspiegeln, der im Zeitraum 2016-2021 durch Fernwärme gedeckt wurde und von Statistik Austria für jedes Bundesland (BL) unter „Raumklima und Warmwasser“ berichtet wird.

$$FW_NEB = FW_gesamt - FW_Produzierender_Bereich_Gesamt$$

Formel 1 Berechnung des Fernwärme-Endenergiebedarfs über die Jahre 2016-2021 nach Bundesländern (BL). Der Fernwärmebedarf des produzierenden Bereichs wird in der Analyse nicht berücksichtigt.

$$\overline{FW_NEB}_{BL} = \sum_{2016}^{2021} \frac{FW_gesamt_{BL} - FW_Produzierender_Bereich_Gesamt_{BL}}{6}$$

Wir unterscheiden zwischen dem Verteilnetz und den Hausanschlussleitungen. Dementsprechend werden die Investitionskosten in jedem Pixel (100m x 100m) der Karte mit Hilfe der folgenden Formel ermittelt. Weitere Details zur Methodik finden sich in (Fallahnejad et al., 2024).

Formel 2 Ermittlung der Investitionskosten für Verteilnetz und Hausanschlüsse je gelieferter Wärmemenge. Diese erfolgt auf Basis einer Konstanten und eines Faktors, der mit dem durchschnittlichen Rohrdurchmesser multipliziert wird. Dieser Betrag wird durch die effektive Breite dividiert. Die absoluten Kosten werden durch die in der Zukunft abdiskontierten Wärmelieferungen dividiert.

$$Inv = \frac{1}{\sum_{t=0}^m q_{T,t} \cdot (1+r)^{-t} + \sum_{t=m}^n q_{T,m} \cdot (1+r)^{-t}} \cdot \left(\frac{C_1 + C_2 \cdot d_{a,Verteilnetz}}{w_{Verteilnetz}} + \frac{C_1 + C_2 \cdot d_{a,Hausanschlüsse}}{w_{Hausanschlüsse}} \right) \left[\frac{EUR}{GJ} \right]$$

Inv	Annuierte Verteilnetzkosten pro durchschn. gelieferte Wärme [EUR/GJ]
w	Effektive Breite [m]
C _{1,T}	Konstruktionskosten Konstante [EUR/m], hier 419,85 EUR/m
C _{2,T}	Konstruktionskosten Faktor [EUR/m ²], hier 5.068,24 EUR/m ²
d _a	Durchschnittlicher Rohrdurchmesser [m]
n	Abschreibedauer, hier 40 Jahre
m	Anzahl der Jahre vom Basisjahr bis zum Zieljahr
q _{T,t}	Wärmelieferung durch FW im Jahr "t" [GJ]
r	Kalkulatorische Zinssatz, hier 5 %

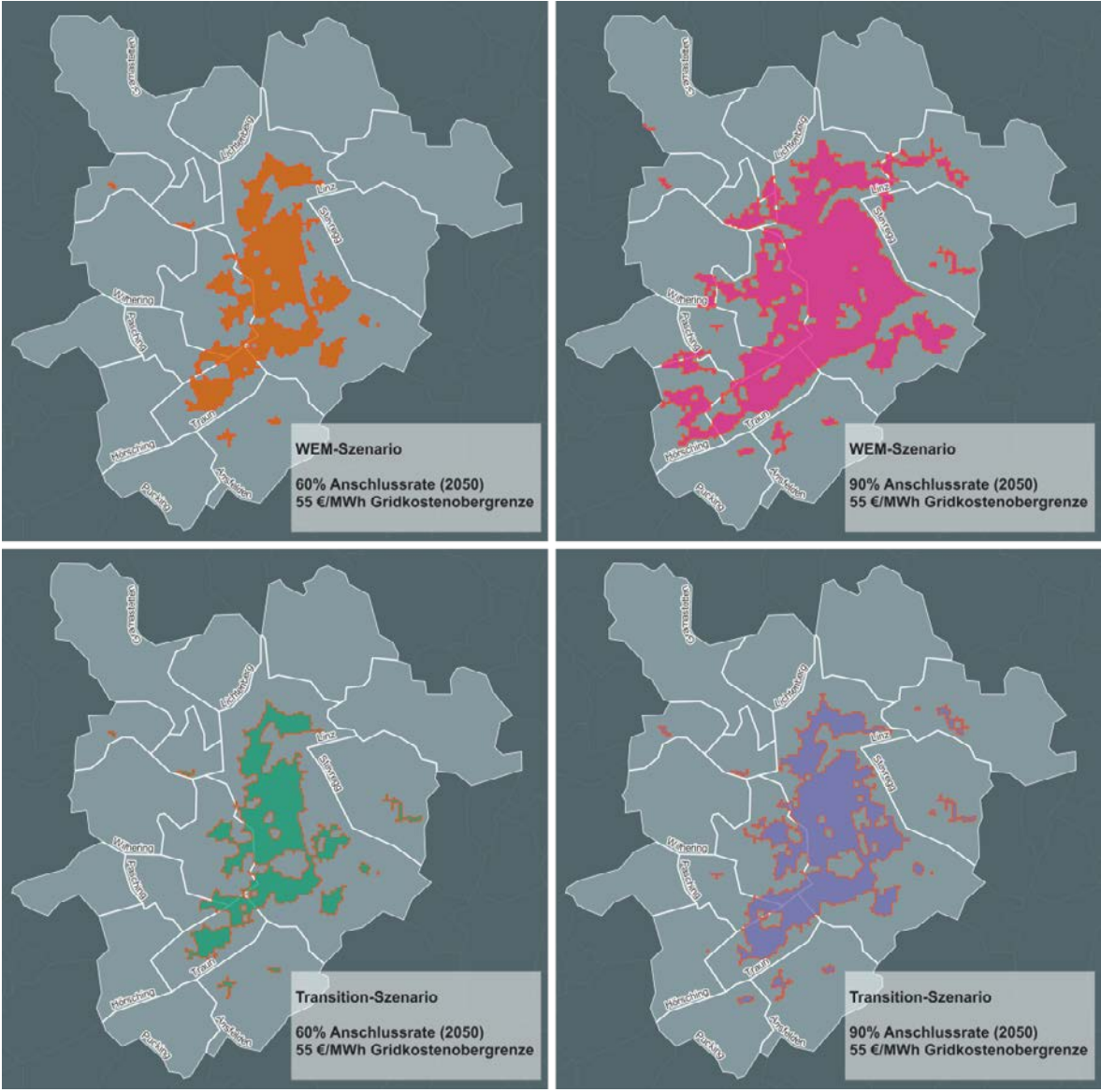
Im Gegensatz zum Basisjahr, in dem unterschiedliche Marktanteile der Fernwärme (FW) für jedes Bundesland festgelegt sind, betrachten wir für das Zieljahr 2050 zwei unterschiedliche Sensitivitäten mit 60 % und 90 % Marktanteil der FW in den FW-Gebieten einheitlich für alle Bundesländer.

Die potenziellen FW-Gebiete, in denen die durchschnittlichen Verteilungskosten eine bestimmten Verteilkostenobergrenze nicht überschreiten, werden als FW-Gebiet ausgewiesen. Wir betrachten 45, 55 und 65 EUR/MWh als Verteilkostenobergrenze. Ein zusätzliches Kriterium für die Identifikation von Fernwärmegebieten ist eine Mindestversorgung mit Fernwärme von 2 GWh/Jahr im Jahr 2050.

Insgesamt wurden 12 Kombinationen aus Wärmenachfrageszenario, Marktanteil und Verteilkostenobergrenze für das Netz berechnet. Die ermittelten FW-Gebiete gelten als langfristige potenzielle FW-Gebiete. Das FW-Potenzial in diesen Gebieten im Zwischenjahr 2030 wird basierend auf der Nachfrage im Jahr 2030 und dem sich entwickelnden Marktanteil der FW ermittelt.

Die folgende Abbildung 18 zeigt die Ausdehnung der Fernwärmegebiete für den Verteilkostenobergrenze von 55 EUR/MWh und verschiedene Zielmarktanteile der Fernwärme (90 % vs. 60 %) unter unterschiedlichen Wärmenachfrageszenarien (WEM vs. Transition). Es ist klar ersichtlich, dass mit höherer Wärmenachfrage (WEM) und höheren erzielbaren Anschlussgraden / Marktanteilen (90 %) die bei einer definierten Verteilkostenobergrenze erschließbaren Gebiete größer sind.

Abbildung 18 Ausdehnung potenzieller Fernwärmegebiete in Linz und Umgebung im Jahre 2050 in Abhängigkeit der Entwicklung der Wärmenachfrage (WEM oder Transition) und der angesetzten Anschlussrate im Zieljahr (60 % oder 90 %) [Quelle: Eigene Berechnungen]



4.3 Ermittlung typischer Fernwärmeregionen

Für die im vorherigen Schritt identifizierten Regionen, die potenziell geeignet sind für den Einsatz von Fernwärme, werden nun typische Regionen ermittelt. Zunächst werden die vier größten Regionen herausgenommen. Diese werden in den weiteren Analysen individuell betrachtet. Diese Regionen sind:

- Wien
- Linz
- Graz
- Salzburg

Die restlichen im vorherigen Kapitel bestimmten Regionen, die aufgrund der Verteilkosten potenziell für Fernwärme geeignet sind, werden im nächsten Schritt mit den jeweils verfügbaren Potenzialen zur Wärmeerzeugung verknüpft, um darauf basierend Fernwärmeregionen mit einer typischen Versorgungsstruktur zu ermitteln. Die ermittelten Regionen, die aufgrund der Verteilkosten potenziell geeignet sind, beschränken sich dabei nicht auf die Gemeindegrenzen. Je nach Szenario und maximal erlaubten Verteilnetzskosten könnten größere oder kleinere Gebiete versorgt werden. In manchen Gemeinden liegen mehrere potenziell geeignete Regionen, in manchen keine, und manche potenziell geeigneten Regionen liegen in zwei oder mehr verschiedenen Gemeinden.

Die Anzahl und Ausdehnung der Regionen, die (neben den vier großen, individuell betrachteten Regionen) aufgrund der Verteilkosten potenziell für Fernwärme geeignet sind, variiert je nach Szenario (Bedarfsentwicklung, Marktanteil der Fernwärme, maximal zulässige Verteilkosten, siehe auch Tabelle 5) sehr stark zwischen 748 und 2.769. Diesen potenziellen Regionen werden im Weiteren die entsprechend der Ausdehnung je Szenario innerhalb der Regionsgrenzen verfügbaren Potenziale zugewiesen.

Allen potenziellen Regionen über alle Szenarien hinweg werden dann die verfügbaren Ressourcenpotenziale zugewiesen. Dabei werden die Potenziale, die auf Gemeindegebiet vorliegen, auf alle potenziellen Regionen in dem Gemeindegebiet entsprechend dem berechneten FW-Potenzial aufgeteilt. Dies geschieht jeweils einmal für jedes berechnete Szenario potenzieller FW-Eignung, da nur diejenigen potenziellen FW-Regionen um die Ressourcen konkurrieren, die im gleichen Szenario identifiziert wurden. Die Verfügbarkeit einer Gasnetzinfrastruktur wird über die Distanz zum bestehenden Netz abgeschätzt und

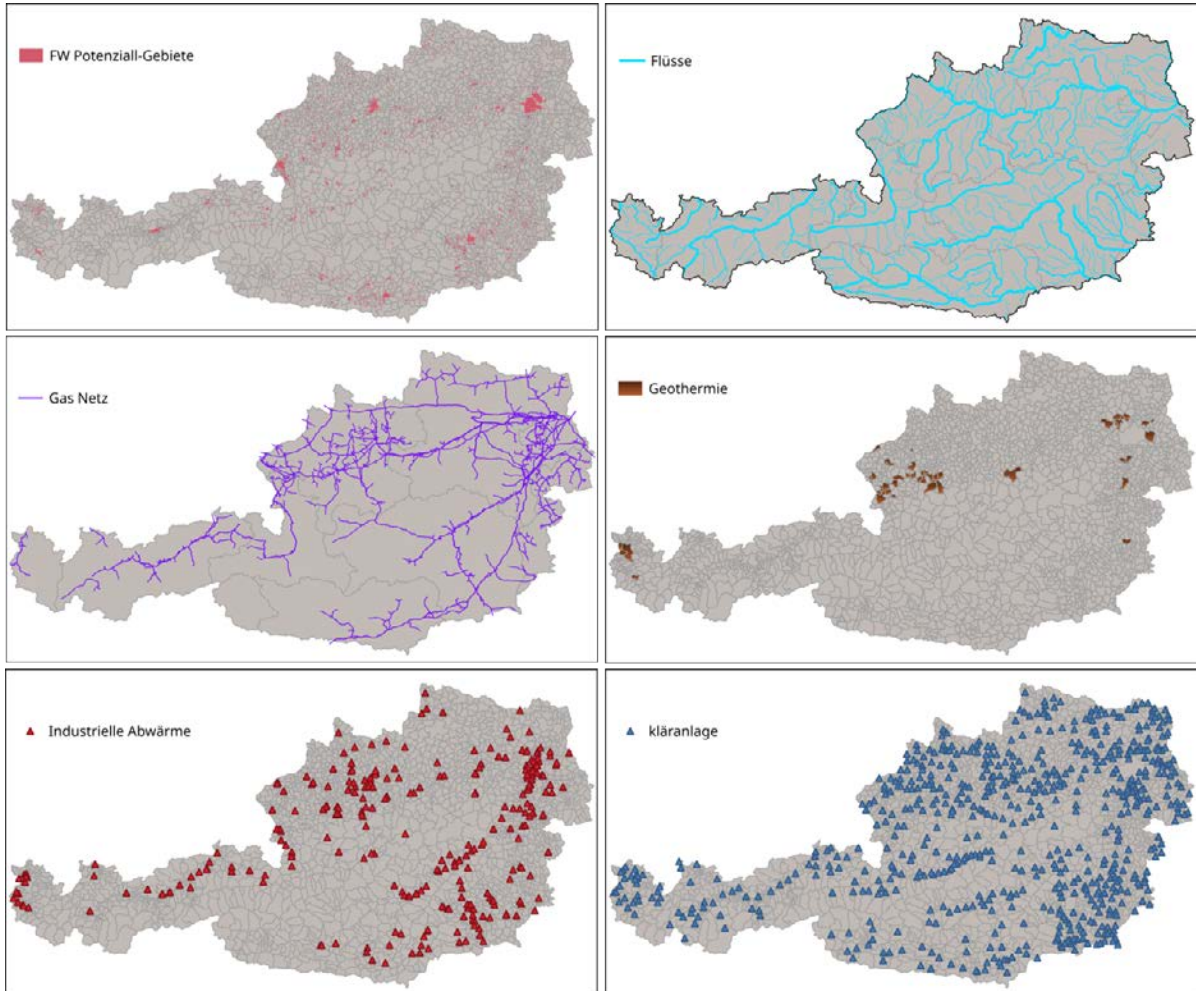
allen Regionen zugewiesen. Die zugeordneten Ressourcenpotenziale werden in weiterer Folge für die Ermittlung typischer Fernwärmeregionen normalisiert. Aus diesem Schritt ergibt sich eine Liste mit ca. 22.000 potenziellen FW-Regionen in den verschiedenen Szenarien verteilt über das Bundesgebiet, welchen Ressourcenverfügbarkeiten zugewiesen wurden.

Folgende Verfügbarkeiten an Ressourcenpotenzialen wurden zur Bestimmung der typischen Regionen herangezogen:

- verfügbares Potenzial an industrieller Abwärme über 100°C, geeignet zur direkten Einspeisung in ein Fernwärmenetz mittels Wärmetauscher (siehe Kapitel 2.4)
- verfügbares Potenzial an industrieller Abwärme unter 100°C bzw. Abwärme aus Kläranlagen, geeignet zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz mittels Wärmepumpe (siehe Kapitel 2.4)
- Potenzial für Tiefengeothermie (Könighofer et al., 2014a)
- Größe eines eventuell vorhandenen Flusses als potenzielle Wärmequelle für Wärmepumpen (Umweltbundesamt, 2020)
- Verfügbarkeit von Gasnetz-Infrastruktur (Gas Connect Austria, 2021)

Die folgende Abbildung 19 zeigt die Verteilung dieser Potenziale und Verfügbarkeiten über Österreich.

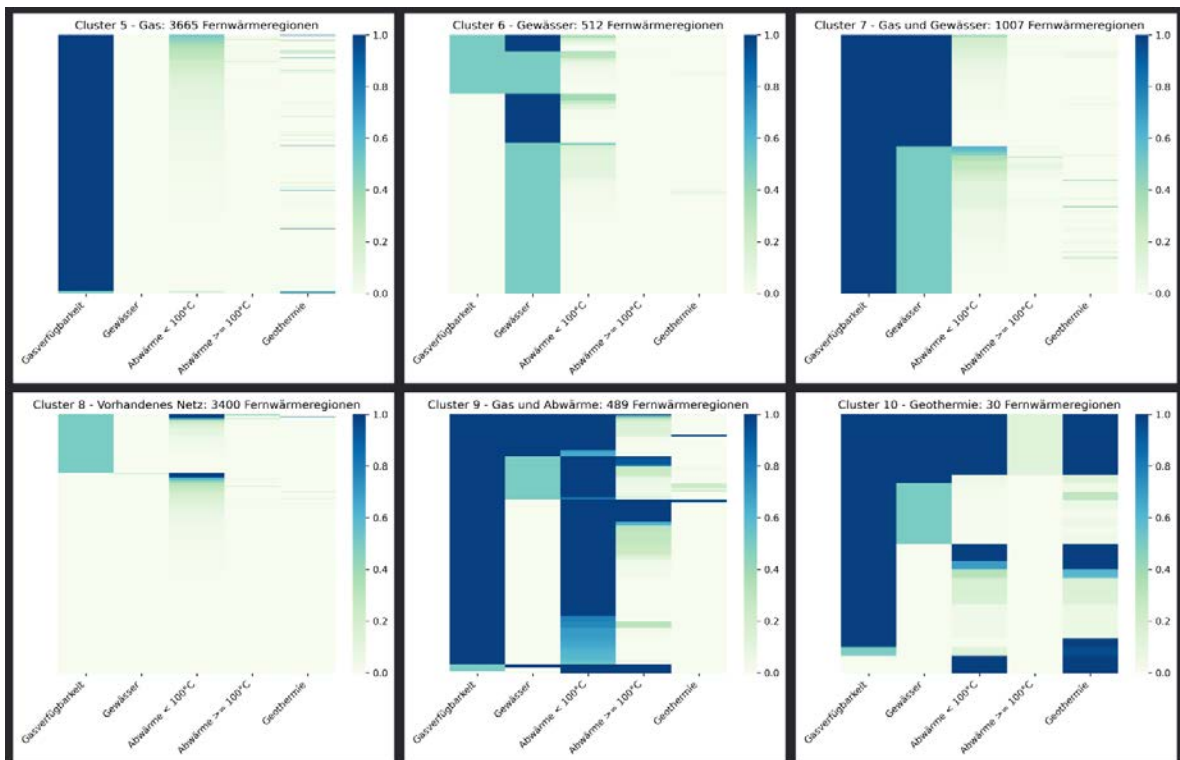
Abbildung 19 Gebiete potenziell geeignet für Fernwärme (links oben), Flüsse (rechts oben), vorhandene Gasnetz-Infrastruktur (links Mitte), Geothermiepoteziale (rechts Mitte), Potenziale industrieller Abwärme standortgenau verortet (links unten), und Abwärmepoteziale aus Kläranlagen (rechts unten) und deren Verteilung über Österreich



Im nächsten Schritt werden die gut 22.000 identifizierten FW-Regionen in sechs typische Regionen aufgeteilt. Dies erfolgt in zwei Schritten. Zunächst werden Gebiete mit einem relevanten Potenzial für Geothermie separiert (40 Regionen) und in eine eigene typische Region zusammengefasst. Zur Bestimmung der weiteren fünf typischen Regionen wird ein Algorithmus angewendet, der jeweils Regionen mit der minimalen „mathematischen Distanz“ zwischen den gewählten Parametern (also Regionen, die sich in den vorhandenen Ressourcenpotenzialen am ähnlichsten sind) zusammenfasst und diese schrittweise gruppiert. In der folgenden Abbildung 20 ist für alle potenziell für Fernwärme geeigneten Regionen (mit Ausnahme der vier größten, welche individuell analysiert werden) die Ressourcenverfügbarkeit grafisch dargestellt. 0 bedeutet dabei, dass kein Potenzial bzw. keine Infrastruktur vorhanden ist, 1 bedeutet, dass Infrastruktur vorhanden ist bzw. ein

entsprechend hohes Ressourcenpotenzial vorhanden ist. In der Abbildung ist ersichtlich, dass in zwei der sechs typischen Regionen, die potenziell für Fernwärme geeignet sind, kaum ein Gasnetz vorhanden ist (Typ 6 und Typ 8). Zusammen sind das rund die Hälfte der identifizierten potenziell für Fernwärme geeigneten Gebiete. In einer dieser Regionen gibt es große Potenziale für die Nutzung von Wärme aus Gewässern (Typ 6), in der anderen der beiden Regionen ohne vorhandenes Gasnetz gibt es allerdings keine örtlich verfügbaren Potenziale (an Abwärme, Gewässern oder Geothermie) (Typ 8). Des Weiteren gibt es einen Typ mit vorhandenem Potenzial für die Nutzung von Gewässern, in dem auch gleichzeitig ein Gasnetz vorhanden ist (Typ 7). In 975 identifizierten Gebieten sind mehr oder weniger hohe Potenziale an Abwärme verfügbar (Typ 9), Typ 10 zeigt die Gebiete mit vorhandenem Potenzial für Tiefengeothermie.

Abbildung 20 Visualisierung der Ressourcenverfügbarkeit in den potenziell für Fernwärme geeigneten Regionen – 0 entspricht „Nicht verfügbar“ und 1 entspricht „Potenzial zu 100 % verfügbar“



Aus diesen Eigenschaften ergeben sich die sechs gewählten Regionstypen für die weiteren Untersuchungen. Die folgende Tabelle 13 stellt die Eigenschaften dieser Regionen qualitativ zusammen.

Tabelle 13 Qualitative Darstellung der sechs identifizierten Regionstypen und deren Eigenschaften hinsichtlich Ressourcenverfügbarkeit

Regionstypen	Gasverfügbarkeit	Gewässerpotenzial	Verfügbarkeit Niedertemperatur-Abwärme	Verfügbarkeit Hochtemperatur-Abwärme	Geothermiepotenzial
Typ 5: Region mit Gasinfrastruktur ohne lokale Potenziale	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
Typ 6: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen	Nein	Hoch	Nein	Nein	Nein
Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur	Ja	Hoch	Nein	Nein	Nein
Typ 8: Region ohne Gasinfrastruktur und ohne lokale Potenziale	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein
Typ 10: Region mit Geothermiepotenzial und Gasinfrastruktur	Ja	Gering	Nein	Nein	Ja

In der folgenden Tabelle 14 sind die Einzelheiten bezüglich der Anzahl und der Größen der Regionen über die verschiedenen Szenarien hinweg nach Regionstypen dargestellt. Je vorteilhafter ein Szenario für den Einsatz von Fernwärme ist, desto mehr Regionen sind potenziell für den Einsatz geeignet und desto höher sind die Werte zu Anzahl und Wärmebedarf in der Tabelle. Vorteilhafte Szenarienparameter sind ein hoher zukünftiger Wärmebedarf, hohe Marktanteile von Fernwärme in Fernwärmegebieten sowie hohe maximal erlaubte Wärmeverteilungskosten. In der Tabelle ist zu erkennen, dass es durch die Variation der genannten Parameter in allen Regionstypen eine sehr hohe Bandbreite für die Anzahl und den Wärmebedarf gibt. Um dieser Bandbreite an potenziellen Wärmebedarfen Rechnung zu tragen, werden in den darauf aufbauenden Berechnungen in jedem Regionstyp die Kosten der Fernwärmebereitstellung für vier verschiedene Fernwärmebedarfe sowohl für 2030 als auch für 2050 berechnet. In der darauffolgenden Zuweisung der Kosten der Fernwärmeaufbringung zu den identifizierten Gebieten werden dann die jeweils ähnlichsten Größen der Fernwärmebedarfe herangezogen.

Tabelle 14 Anzahl und Größe der Regionen für die sechs identifizierten Regionstypen

Regionstypen	Anzahl Regionen pro Szenario (min - max) [-]	Wärmebedarf der Regionen pro Szenario (min - max) [GWh]	Summe Wärmebedarf aller Regionen pro Szenario (min - max) [GWh]
Typ 5: Region mit Gasinfrastruktur ohne lokale Potenziale	137 - 483	0 - 599	1016 - 5677
Typ 6: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen	15 - 84	0 - 97	63 - 748
Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur	45 - 118	0 - 972	1128 - 7805
Typ 8: Region ohne Gasinfrastruktur und ohne lokale Potenziale	105 - 570	0 - 50	244 - 2486
Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial	12 - 106	0 - 152	106 - 898
Typ 10: Region mit Geothermiefpotenzial und Gasinfrastruktur	1 - 13	1 - 1038	8 - 1559

4.4 Kosten verschiedener Fernwärmeversorgungsportfolios in den Regions-Typen

Gemäß der in Kapitel 4.1 beschriebenen Methodik wurden für die in Kapitel 4.3 ermittelten (typischen) Fernwärmeregionen die Wirkungsweise verschiedener Fernwärmeversorgungsportfolios simuliert, um einerseits ökonomisch günstige Technologieportfolios zu identifizieren und andererseits die Wärmegestehungskosten der Fernwärmebereitstellung zu ermitteln. Die Ermittlung der Wärmegestehungskosten erfolgt dabei auf Basis einer stündlichen Kostenminimierung des Technologie-Einsatzes mit dem Hotmaps Fernwärme-Einsatz-Modell (siehe auch Beschreibung in Kapitel 4.1.1).

In diesem Abschnitt werden die Portfolio-Zusammensetzungen und die resultierenden Ergebnisse zweier Regionen näher beschrieben. Dazu werden die Portfolios für eine Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur (Typ 7) und für eine Region mit einem hohen Abwärmepotenzial (Typ 9) definiert und anschließend beispielhafte Ergebnisse diskutiert.

Die folgenden Tabellen beschreiben die Aufbau-logik der Portfolios für Regionen mit einem hohen Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen sowie vorhandener Gasnetzinfrastruktur. Die konkreten Werte für die installierten Kapazitäten der einzelnen Technologien sind in MW_{th} angegeben.

Tabelle 15 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 1 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Ca. 15 % der installierten Leistung sind Fluss- und Luft-Wärmepumpen, der Rest Gas-Heizwerk bzw. -KWK

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 18 GWh	Mittel 140 GWh	Groß 1.000 GWh
FW-Aufbringung [MWh]	2.000	18.000	140.000	1.000.000
Spitzen-Last [MWth]	0,7	6,0	46,4	331,6
Minimal-Last [MWth]	0,04	0,4	2,8	19,9
MVA [MWth]	-	-	-	-
Geothermie [MWth]	-	-	-	-
Abwärme WP [MWth]	-	-	-	-
Abwärme Direkt [MWth]	-	-	-	-
Fluss WP [MWth]	0,1	0,6	4,7	33,2
Luft WP [MWth]	0,1	0,6	4,7	33,2
Abwasser WP [MWth]	-	-	-	-
Biomasse KWK [MWth]	-	-	-	-
Biomasse HW [MWth]	-	-	-	-
Solarthermie [MWth]	-	-	-	-
E-Heizer [MWth]	-	-	-	-
Gasturbine [MWth]	0,3	2,4	18,6	132,7
Gas GuD [MWth]	-	-	-	-
Gas HW [MWth]	0,5	4,2	32,5	232,1
Speicher	0,2 MWth @ 0,1 GWh	1,9 MWth @ 1,2 GWh	15 MWth @ 9,3 GWh	106,8 MWth @ 66,7 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

Tabelle 16 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungspotfolio 2 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Knapp 40 % der installierten Leistung sind Wärmepumpen auf Basis Fluss, Abwasser und Luft, ca. 8 % jeweils über Biomasse KWK und E-Heizer, der Rest Gas-Kessel bzw. -KWK

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 18 GWh	Mittel 140 GWh	Groß 1000 GWh
FW-Aufbringung [MWh]	2.000	18.000	140.000	1.000.000
Spitzen-Last [MW _{th}]	0,7	6,0	46,4	331,6
Minimal-Last [MW _{th}]	0,04	0,4	2,8	19,9
MVA [MW _{th}]	-	-	-	-
Geothermie [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme WP [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme Direkt [MW _{th}]	-	-	-	-
Fluss WP [MW _{th}]	0,2	1,8	14,0	99,5
Luft WP [MW _{th}]	0,1	0,9	7,0	49,8
Abwasser WP [MW _{th}]	0,1	0,3	2,4	16,6
Biomasse KWK [MW _{th}]	0,1	0,6	4,7	33,2
Biomasse HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Solarthermie [MW _{th}]	-	-	-	-
E-Heizer [MW _{th}]	0,1	0,6	4,7	33,2
Gasturbine [MW _{th}]	0,2	1,8	14,0	99,5
Gas GuD [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas HW [MW _{th}]	0,2	1,8	14,0	99,5
Speicher	0,2 MW _{th} @ 0,1 GWh	1,9 MW _{th} @ 1,2 GWh	15 MW _{th} @ 9,3 GWh	106,8 MW _{th} @ 66,7 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

Tabelle 17 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungspotfolio 3 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Über 50 % der installierten Leistung sind Wärmepumpen auf Basis Fluss, Abwasser und Luft, ca. 6 % jeweils über Biomasse KWK und Solarthermie, 17 % jeweils E-Heizer und Gas-Kessel

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 18 GWh	Mittel 140 GWh	Groß 1000 GWh
FW-Aufbringung [MWh]	2.000	18.000	140.000	1.000.000
Spitzen-Last [MW _{th}]	0,7	6,0	46,4	331,6
Minimal-Last [MW _{th}]	0,04	0,4	2,8	19,9
MVA [MW _{th}]	-	-	-	-
Geothermie [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme WP [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme Direkt [MW _{th}]	-	-	-	-
Fluss WP [MW _{th}]	0,4	3,0	23,3	165,8
Luft WP [MW _{th}]	0,3	2,4	18,6	132,7
Abwasser WP [MW _{th}]	0,1	0,6	4,7	33,2
Biomasse KWK [MW _{th}]	0,1	0,6	4,7	33,2
Biomasse HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Solarthermie [MW _{th}]	0,1	0,6	4,7	33,2
E-Heizer [MW _{th}]	0,2	1,8	14,0	99,5
Gasturbine [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas GuD [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas HW [MW _{th}]	0,2	1,8	14,0	99,5
Speicher	0,2 MW _{th} @ 0,1 GWh	1,9 MW _{th} @ 1,2 GWh	15 MW _{th} @ 9,3 GWh	106,8 MW _{th} @ 66,7 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

Die nächsten Tabellen beschreiben die Aufbau-logik der Portfolien für die Regionen mit einem hohen Abwärme-Potenzial (Typ 9).

Tabelle 18 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 1 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Jeweils ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt und Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperatur-Abwärme sowie Luft, der Rest Gas-Kessel und –KWK.

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 50 GWh	Mittel 100 GWh	Groß 200 GWh
FW-Aufbringung [MW _{th}]	2.000	50.000	100.000	200.000
Spitzen-Last [MW _{th}]	0,7	17,7	35,3	70,7
Minimal-Last [MW _{th}]	0,04	0,9	1,8	3,5
MVA [MW _{th}]	-	-	-	-
Geothermie [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme WP [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Abwärme Direkt [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Fluss WP [MW _{th}]	-	-	-	-
Luft WP [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Abwasser WP [MW _{th}]	-	-	-	-
Biomasse KWK [MW _{th}]	-	-	-	-
Biomasse HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Solarthermie [MW _{th}]	-	-	-	-
E-Heizer [MW _{th}]	-	-	-	-
Gasturbine [MW _{th}]	0,3	7,1	14,2	28,3
Gas GuD [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas HW [MW _{th}]	0,5	10,7	21,3	42,5
Speicher	0,2 MW _{th} @ 0,1 GWh	5,3 MW _{th} @ 3,3 GWh	10,7 MW _{th} @ 6,7 GWh	21,4 MW _{th} @ 13,3 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

Tabelle 19 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 2 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt, etwa 45 % Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperaturabwärme, Fluss, Luft und Abwasser, 8 % E-Heizer und etwa 30 % Gas-Kessel und –KWK.

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 50 GWh	Mittel 100 GWh	Groß 200 GWh
FW-Aufbringung [MWh]	2.000	50.000	100.000	200.000
Spitzen-Last [MW _{th}]	0,7	17,7	35,3	70,7
Minimal-Last [MW _{th}]	0,04	0,9	1,8	3,5
MVA [MW _{th}]	-	-	-	-
Geothermie [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme WP [MW _{th}]	0,2	3,6	7,1	14,2
Abwärme Direkt [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Fluss WP [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Luft WP [MW _{th}]	0,2	3,6	7,1	14,2
Abwasser WP [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Biomasse KWK [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Biomasse HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Solarthermie [MW _{th}]	-	-	-	-
E-Heizer [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Gasturbine [MW _{th}]	0,2	3,6	7,1	14,2
Gas GuD [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas HW [MW _{th}]	0,2	3,6	7,1	14,2
Speicher	0,2 MW _{th} @ 0,1 GWh	5,3 MW _{th} @ 3,3 GWh	10,7 MW _{th} @ 6,7 GWh	21,4 MW _{th} @ 13,3 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

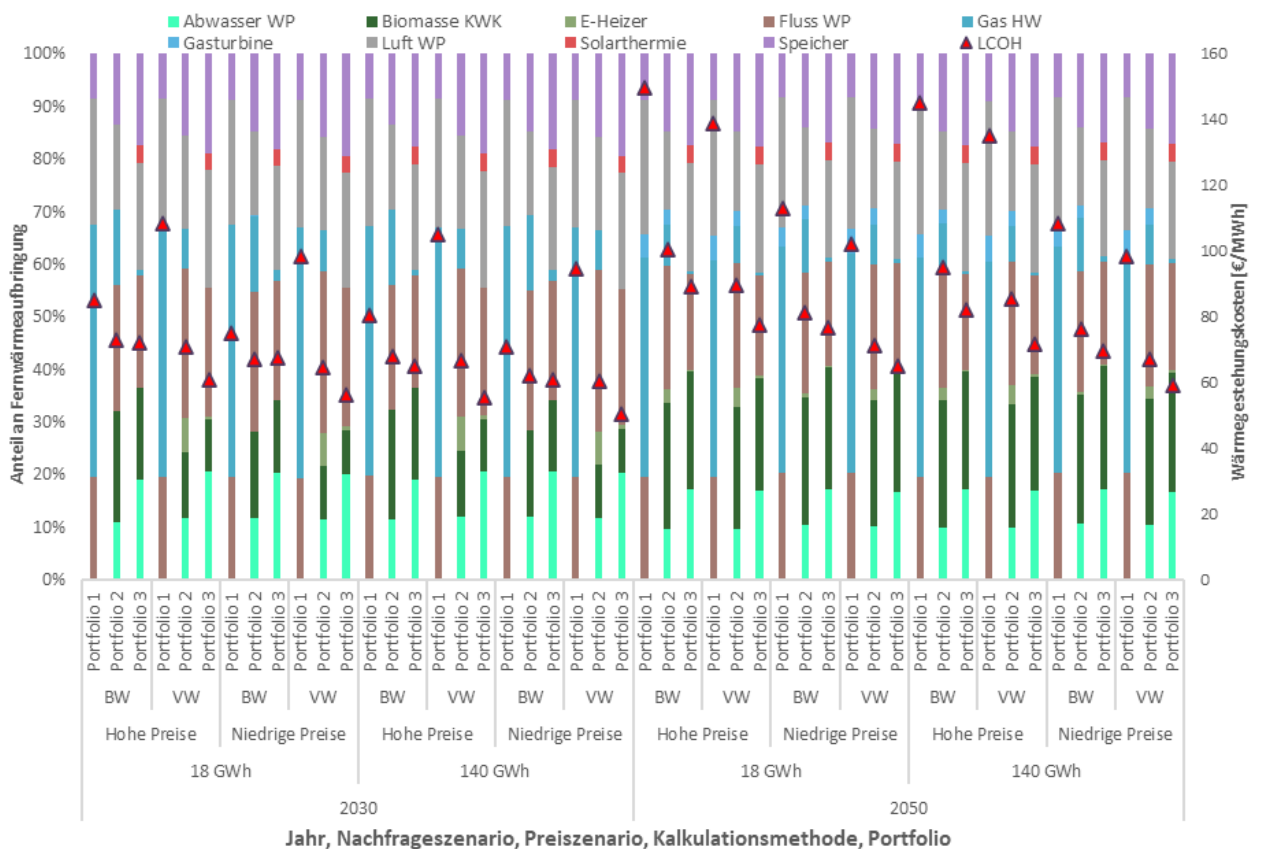
Tabelle 20 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 3 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt, über zwei Drittel Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperaturabwärme, Fluss, Luft und Abwasser, der Rest E-Heizer

Nachfrage Szenario	Sehr klein 2 GWh	Klein 50 GWh	Mittel 100 GWh	Groß 200 GWh
FW-Aufbringung [MWh]	2.000	50.000	100.000	200.000
Spitzen-Last [MW _{th}]	0,7	17,7	35,3	70,7
Minimal-Last [MW _{th}]	0,04	0,9	1,8	3,5
MVA [MW _{th}]	-	-	-	-
Geothermie [MW _{th}]	-	-	-	-
Abwärme WP [MW _{th}]	0,3	5,4	10,7	21,3
Abwärme Direkt [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Fluss WP [MW _{th}]	0,1	1,8	3,6	7,1
Luft WP [MW _{th}]	0,3	5,4	10,7	21,3
Abwasser WP [MW _{th}]	0,2	3,6	7,1	14,2
Biomasse KWK [MW _{th}]	-	-	-	-
Biomasse HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Solarthermie [MW _{th}]	-	-	-	-
E-Heizer [MW _{th}]	0,3	5,4	10,7	21,3
Gasturbine [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas GuD [MW _{th}]	-	-	-	-
Gas HW [MW _{th}]	-	-	-	-
Speicher	0,2 MW _{th} @ 0,1 GWh	5,3 MW _{th} @ 3,3 GWh	10,7 MW _{th} @ 6,7 GWh	21,4 MW _{th} @ 13,3 GWh

Die Prozentangaben beziehen sich auf die Summe der installierten Kapazitäten. Der Begriff „Gas“ umfasst die Summe aller mit Gas betriebenen Wärmeerzeuger.

Im Folgenden ist für die Fernwärmeregion mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen (Typ 7) ein Ausschnitt aus dem Ergebnis von drei Erzeugungsportfolios unter zwei Fernwärmenachfragszenarien für das Jahr 2030 und 2050 sowie unter hohen und niedrigen Preisen und unter betriebs- sowie volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen dargestellt (Abbildung 21). Es zeigt sich, dass das Portfolio 3 generell die geringsten Wärmegestehungskosten aufweist.

Abbildung 21 Anteil verschiedener Technologien an der Fernwärmeaufbringung sowie die resultierenden Wärmegestehungskosten für Regionen des Typ 7



Die untere Grafik (Abbildung 22) zeigt einen Ausschnitt der Ergebnisse für die Region mit hohem Abwärmepotenzial (Typ 9). Dargestellt ist der Anteil der Technologien an der Fernwärmeaufbringung je Portfolio für zwei Nachfrageszenarien, für das Jahr 2030 und 2050 sowie unter hohen und niedrigen Preisen und unter betriebs- sowie volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Auch in diesem Fall ist Portfolio 3 in allen Szenarien das Kostengünstigste.

Abbildung 22 Anteil verschiedener Technologien an der Fernwärmeaufbringung sowie die resultierenden Wärmegehungskosten für Regionen des Typ 9

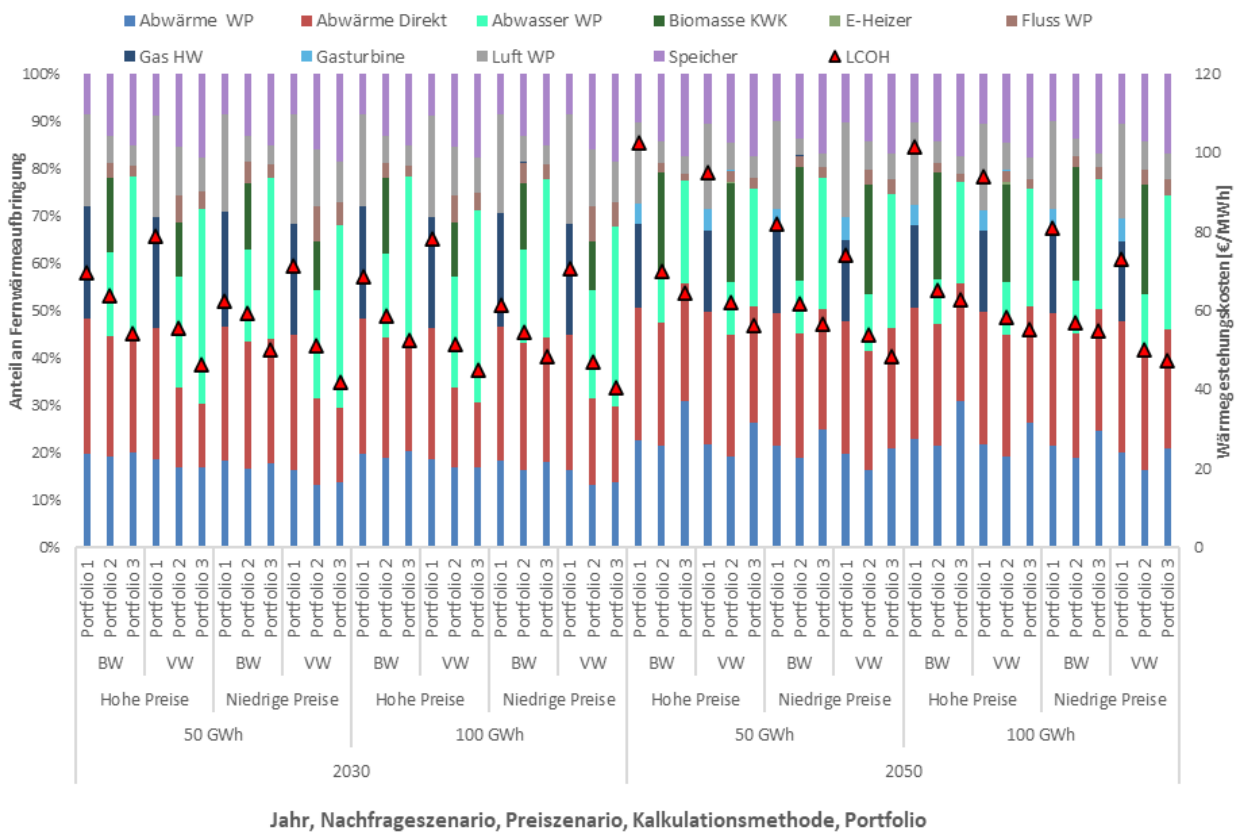
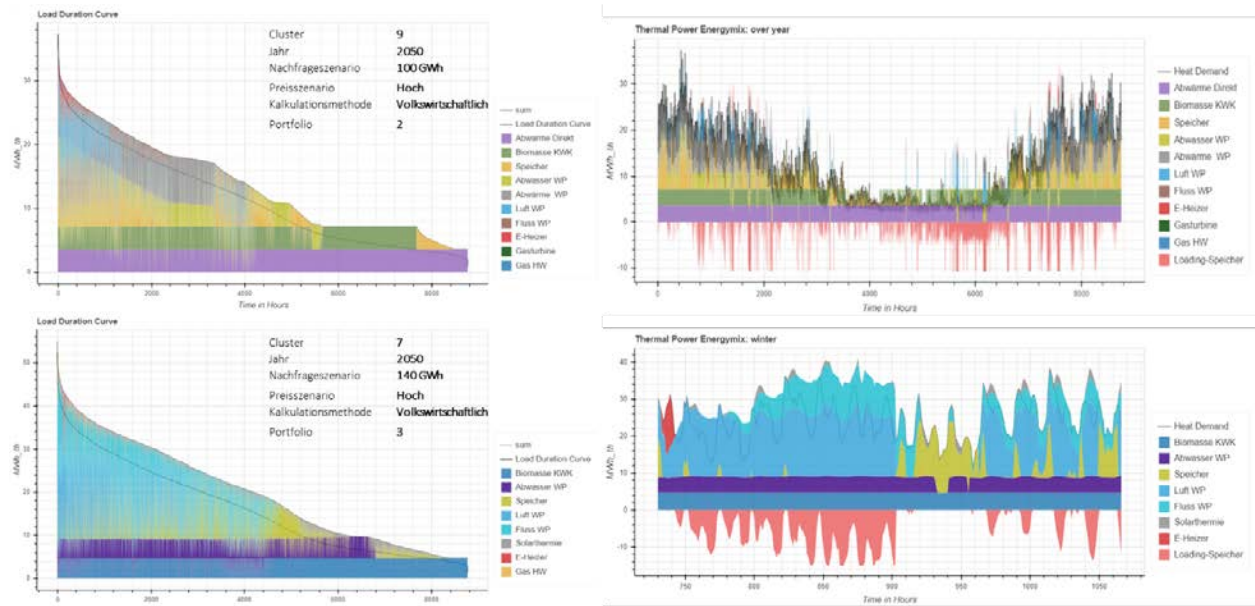


Abbildung 23 zeigt für beispielhafte Fälle die stündliche Aufbringung – im Fall von Regions-Typ 7 für das ganze Jahr, im Fall von Regions-Typ 9 für die Heizsaison. Aus dem Wechselspiel verfügbarer Technologien, Nachfrageprofil sowie des Strompreisprofils ergibt sich auf Basis der ökonomischen Optimierung ein gewisser stündlicher Wärmeerzeugungs-Mix.

Abbildung 23 Darstellung der stündlichen Simulationsergebnisse für beispielhafte Szenarien aus Regions-Typ 7 (unten, Heizsaison) und Regions-Typ 9 (oben, ganzes Jahr)



Es wird im Zuge der Ermittlung des ökonomischen Potenzials für den Vergleich mit der dezentralen Versorgung immer das jeweils günstigste Portfolio herangezogen.

Aufbauend auf diese Ergebnisse werden die Wärmeverteilungskosten jeweils für jede einzelne Region zu den Fernwärmeerzeugungskosten addiert, um so zu den regions-spezifischen Kosten der Fernwärmeversorgung zu gelangen.

4.5 Kosten objektbezogener Wärmeversorgung

Zur Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials von Fernwärme werden die Kosten der Fernwärmebereitstellung in allen identifizierten potenziell geeigneten Regionen mit Referenzkosten für die objektbezogene Wärmebereitstellung verglichen. Wie in Kapitel 4.1.1 dargestellt, werden die Kosten der Wärmebereitstellung direkt in den Objekten / Gebäuden für verschiedene typische Gebäude, unterschiedliche Bereitstellungstechnologien und unterschiedliche Szenarienvarianten mit dem Modell Invert/EE-Lab⁵ berechnet. Dabei wird zum Großteil auf bestehende Szenarien und zugrundeliegende Daten und Annahmen aus dem Projekt „Wärmebedarf der Kleinverbraucher im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050“ im Rahmen der Erstellung von Energieszenarien (Krutzler et al., 2023) zurückgegriffen (siehe Kapitel 2.3). Für die beiden Szenarien WEM und Transition werden die folgenden Daten für die hier dargestellten Analysen für die Jahre 2030 und 2050 übernommen: die Entwicklung der Gebäudestruktur (Abriss und Neubau unterschiedlicher Gebäudetypen) und deren thermische Eigenschaften (Art und Verbreitung von Renovierungsmaßnahmen in unterschiedlichen Gebäudetypen) sowie die Kosten und Effizienzen der Wärmebereitstellungstechnologien. Energieträgerpreise sowie CO₂-Emissionsfaktoren werden an die Annahmen in der gegenständlichen Untersuchung angepasst (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10)

In einem ersten Schritt werden damit die Kosten der Wärmebereitstellung (Levelized Costs of Heat in EUR/MWh) in allen verschiedenen typischen Gebäuden mittels unterschiedlicher Bereitstellungstechnologien und Szenarienvarianten in den Jahren 2030 und 2050 berechnet. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Ergebnisse dieser Berechnungen für zwei typische Gebäude, welche am österreichischen Gebäudebestand relevante Anteile haben: Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse für Einfamilienhäuser, welche zwischen 1990 und 1999 errichtet wurden, und Abbildung 25 zeigt die Ergebnisse für Bürogebäude, welche in den Jahren zwischen 1946 und 1969 errichtet wurden.

⁵ invert.at

Abbildung 24 Wärmegestehungskosten (LCOH – Levelized Costs of Heat) in den verschiedenen Szenarien für unterschiedliche Technologien in Einfamilienhäusern errichtet in den Jahren zwischen 1990 und 1999

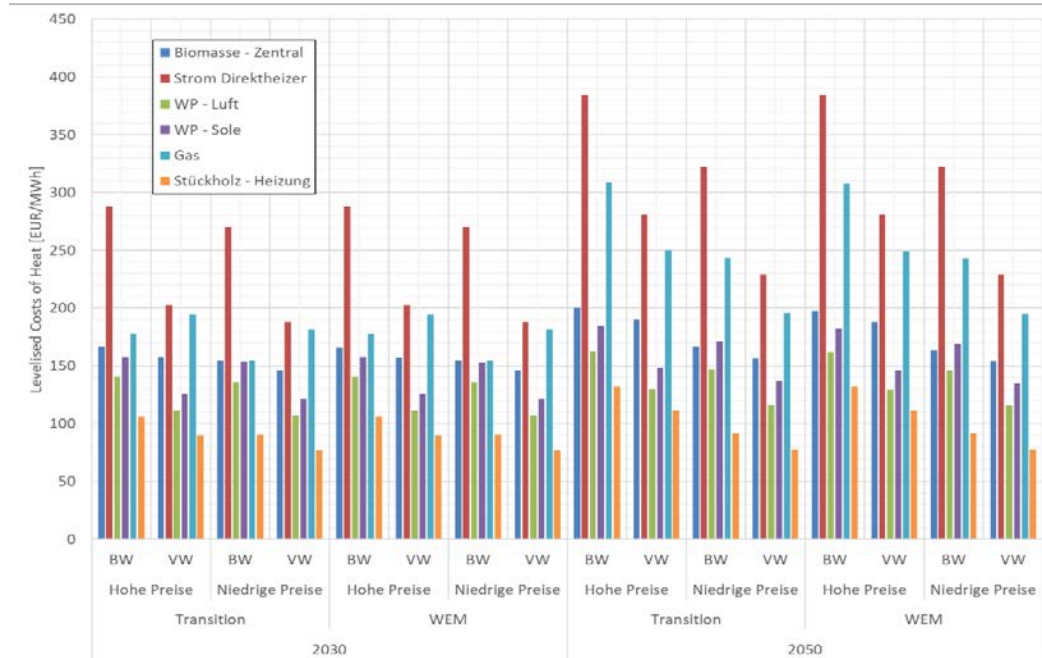
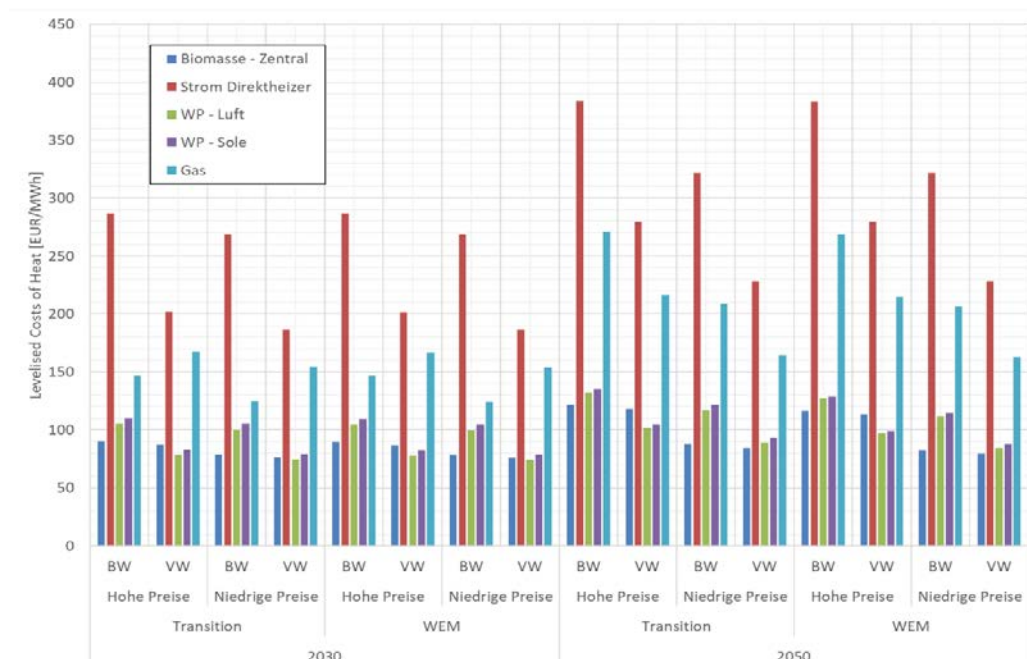


Abbildung 25 Wärmegestehungskosten (LCOH – Levelized Costs of Heat) in den verschiedenen Szenarien für unterschiedliche Technologien in großen Bürogebäuden errichtet in den Jahren zwischen 1946 und 1969



In den Abbildungen ist ersichtlich, dass Strom Direktheizer sowohl in Einfamilienhäusern als auch in Bürogebäuden die teuerste Wärmebereitstellungsoption darstellen. Hier schlagen die hohen Energieträgerpreise zu Buche. Die zweitteuerste Option sind Gasheizungen. Diese sind in allen Szenarien markant teurer als die Bereitstellung über Wärmepumpen oder Biomasse, außer in den BW-Berechnungen für 2030. In den VW-Berechnungen wird angesetzt, dass für CO₂-Emissionen externe Kosten entstehen. Dies führt in den Berechnungen für 2030 zu deutlich erhöhten LCOHs für die Bereitstellung aus Gas gegenüber den BW-Berechnungen, wo ein vergleichsweise moderater CO₂-Preis hinterlegt ist (siehe Tabelle 9). Im Jahr 2050 ist die Bereitstellung über Gas dann deshalb teuer, weil nur noch Biogas und synthetisches Gas eingesetzt wird. Damit fallen dann aber auch nahezu keine CO₂-Emissionen mehr an. Grundsätzlich sind die Kosten in den BW-Berechnungen höher als in den VW-Berechnungen, da in den VW-Berechnungen die Steuern nicht berücksichtigt werden. Die Abbildungen zeigen auch, dass die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen ähnliche Kosten verursacht wie die Bereitstellung über zentrale Biomassekessel. Die günstigste Alternative sind Stückholzheizungen, welche aber nur in kleinen Gebäuden wie Einfamilienhäusern eine Option darstellen.

Auf Basis der berechneten Kosten für unterschiedliche Technologien in den verschiedenen typischen Gebäuden werden in einem darauffolgenden Schritt die Referenzkosten für die objektbezogene Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien berechnet. Dazu werden die Kosten der Wärmebereitstellung in allen typischen Gebäuden mittels aller verschiedenen Technologievarianten entsprechend deren Auftreten im jeweiligen zugrundeliegenden Szenario (WEM oder Transition Transition) gewichtet. Hierfür wird die Verteilung der Flächen typischer Gebäude direkt aus dem jeweiligen Szenario und Jahr übernommen, die Verteilung der eingesetzten Technologien wird leicht angepasst: da Referenzkosten für eine rein objektbezogene Wärmebereitstellung berechnet werden sollen, werden die Anteile der über Fernwärme gedeckten Bedarfe aus dem zugrundeliegenden Szenario auf die verschiedenen objektbezogenen Technologieoptionen aufgeteilt. Die folgende Tabelle 21 zeigt die für die Berechnung der Referenzkosten in den unterschiedlichen Entwicklungsszenarien und Jahren verwendete Technologieverteilung.

Tabelle 21 Durchschnittliche Verteilung der eingesetzten Technologien zur Berechnung der Referenzkosten für die objektbezogene Wärmebereitstellung.

Technologie	WEM		Transition		
	2030	2050	2030	2050	
Gas	35 %		11 %	35 %	9 %
Öl	19 %		0 %	18 %	0 %
Scheitholz ⁶	13 %		20 %	13 %	15 %
Biomasse - Automatik	12 %		26 %	12 %	27 %
Strom Direktheizer	9 %		7 %	9 %	7 %
WP - Sole	8 %		19 %	8 %	21 %
WP - Luft	5 %		18 %	5 %	22 %

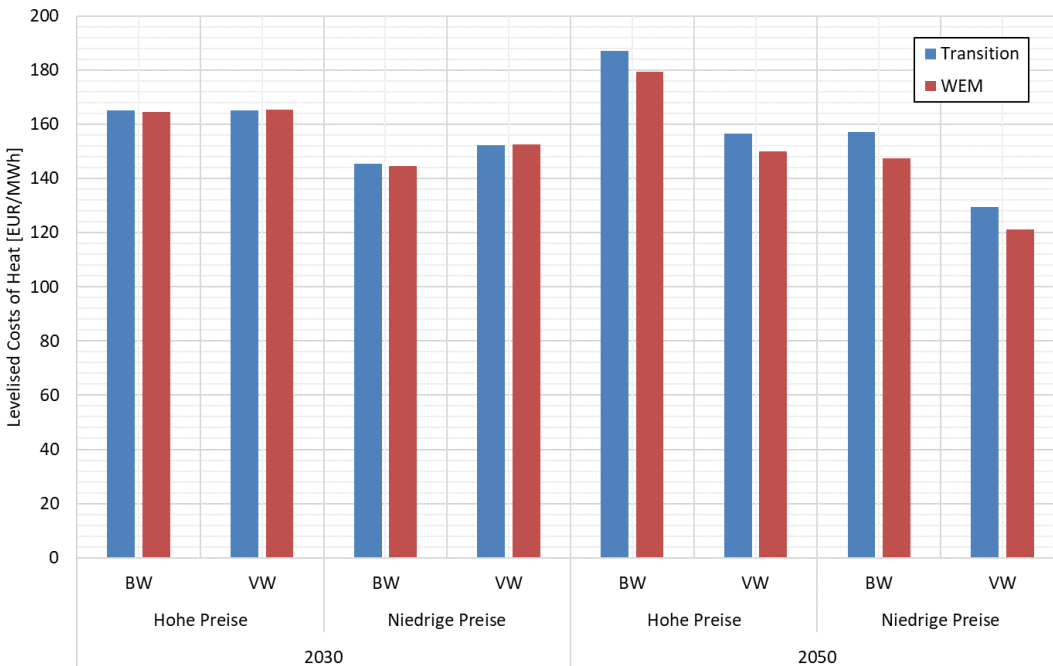
Quelle: angelehnt an (Krutzler et al., 2023)

In der folgenden Abbildung 26 sind die berechneten Referenzkosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung für die verschiedenen Szenarien dargestellt. Es ergeben sich LCOH zwischen 121,3 EUR/MWh (WEM, VW, 2050, niedrige Preise) und 187,1 EUR/MWh (Transition, BW, 2050, hohe Preise). Für 2030 sind die Referenzkosten in den VW-Berechnungen höher als in den entsprechenden BW-Berechnungen (oder nahezu gleich), für 2050 sind die Referenzkosten in den VW-Berechnungen niedriger als in den BW-Berechnungen. Dies liegt daran, dass in den VW-Berechnungen für emittiertes CO₂ externe Kosten angesetzt werden, wohingegen bei den BW-Berechnungen davon ausgegangen wird, dass eine objektbezogene Bereitstellung in den Emissionshandel integriert wird und damit ein CO₂-Preis zu zahlen ist. Es wird angenommen, dass der sich ergebende CO₂-Preis im Jahr 2030 deutlich niedriger liegt als die externen Kosten der CO₂-Emission. Im Jahr 2030 fallen beim Einsatz von Gas und Öl noch relevante CO₂-Emissionen an, im Jahr 2050 wird kein Öl mehr eingesetzt und auch im Gasnetz wird nur noch Biogas und synthetisches Gas eingesetzt und damit fallen hier nahezu keine CO₂-Emissionen mehr an. Grundsätzlich sind die Referenzkosten in den VW-Berechnungen dann niedriger, da hier Steuern nicht mitgerechnet werden. Markante Unterschiede in den

⁶ Scheitholz-Heizungen werden nur in Einfamilienhäusern berücksichtigt, für alle anderen Gebäudetypen wird der Anteil Scheitholz bei Biomasse-Automatik berücksichtigt

Referenzkosten zeigen sich zwischen hohem und niedrigem Preisniveau, die Unterschiede zwischen den Entwicklungen in den WEM und Transition-Szenarien sind dagegen deutlich geringer.

Abbildung 26 Referenzkosten objektbezogene Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien



4.6 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse Wärme

Aus der Gegenüberstellung der Kosten leitungsgebundener Fernwärmeversorgung mit jenen objektbezogener Wärmeversorgung in der jeweils betrachteten Region ergibt sich das ökonomische Potenzial der Fernwärmeversorgung sowie den jeweiligen daraus resultierenden ökonomischen Energieträgereinsatz in der Fernwärme.

Die folgende Abbildung 27 zeigt diese Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten (LCOH) für objektbezogene Bereitstellung (rote Linien) sowie für die Fernwärmebereitstellung in den unterschiedlichen potenziell geeigneten Regionen (blaue Punkte sowie Boxplots) für verschiedene Szenarien-Varianten im Jahr 2030, die Abbildung 28 für das Jahr 2050, beide für die volkswirtschaftliche Berechnung (VW).

Abbildung 27 Gegenüberstellung der Kosten (LCOH) der objektbezogenen Wärmebereitstellung (rote Linie) und den Kosten (LCOH) der Fernwärme-Bereitstellung (Boxplot und Punktwolken) für verschiedene Szenarien-Varianten im Jahr 2030, volkswirtschaftliche Perspektive

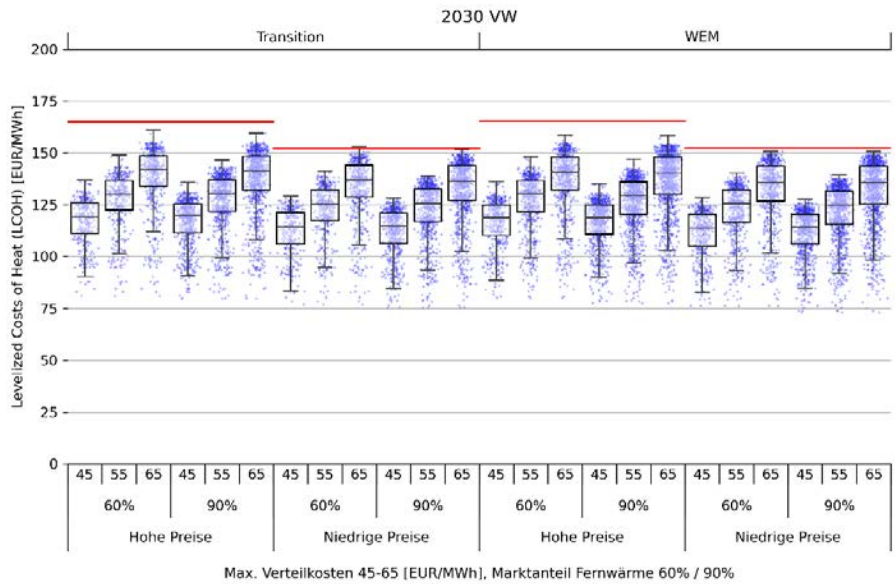
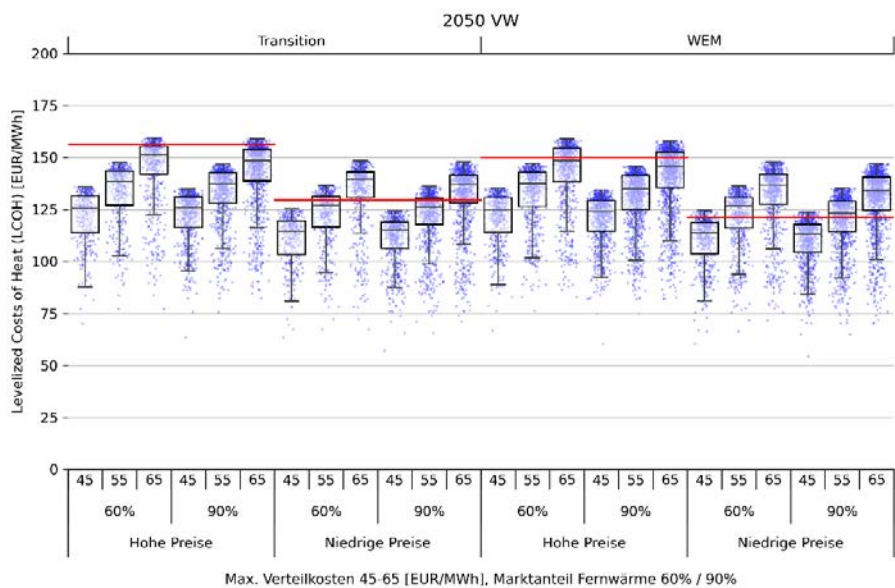


Abbildung 28 Gegenüberstellung der Kosten (LCOH) der objektbezogenen Wärmebereitstellung (rote Linie) und den Kosten (LCOH) der Fernwärme-Bereitstellung (Boxplot und Punktwolken) für verschiedene Szenarien-Varianten im Jahr 2050, volkswirtschaftliche Perspektive



Es zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme von den langfristigen Preisentwicklungen CO₂-neutraler Energieträger abhängig ist. Im Jahr 2030 ist die Fernwärme noch in allen auf Basis der Wärmeverteilungskosten identifizierten Gebieten wirtschaftlich: die durchschnittlichen Bereitstellungskosten von Wärme aus Technologien direkt in den Gebäuden ist in allen Gebieten teurer als die Bereitstellung über ein jeweiliges potenzielles Fernwärmenetz. Ein wichtiger Grund hierfür ist, dass im Jahr 2030 in der dezentralen Bereitstellung relevante Mengen an CO₂-Äquivalenten emittiert werden, und diese mit externen Kosten von knapp 400 EUR pro tCO₂ eingepreist sind. Die externen Kosten von CO₂-Emissionen in der Fernwärme sind zwar gleich hoch angesetzt, allerdings wird der Einsatz der Technologien in der Fernwärme kostenoptimiert. Technologien mit hohen CO₂-Emissionen werden dadurch weniger eingesetzt.

Grundsätzlich muss bei der Interpretation der hier gezeigten Ergebnisse berücksichtigt werden, dass der Mix an dezentralen Technologien gemäß der in Kapitel 4.5 beschriebenen WEM bzw. Transition-Szenarien konstant für alle gerechneten Varianten angenommen wurde.

Im Jahr 2050 sieht man dann, dass die Bereitstellungskosten der Fernwärme nicht mehr für alle identifizierten Gebiete günstiger ist als die Referenzkosten der dezentralen Bereitstellung. Hier zeigt sich, dass die Kosten der Wärmebereitstellung aus dezentralen Technologien stärker abhängig ist von zukünftigen Energiepreisentwicklungen, als dies bei der Fernwärme der Fall ist. Während sich die Bereitstellungskosten der Fernwärme in den unterschiedlichen Szenarien zwischen Hohen Preisen und Niedrigen Preisen im Mittel etwa um 5 – 10 EUR/MWh unterscheiden, unterscheiden sich die Referenzkosten der dezentralen Bereitstellung zwischen Hohen Preisen und Niedrigen Preisen im Mittel um etwa 25 – 30 EUR/MWh. Somit ergibt sich ein deutlicher Unterschied im wirtschaftlichen Potenzial für die Wärmeversorgung aus Fernwärme zwischen hohen und niedrigen Preisen.

Die folgenden beiden Abbildungen (Abbildung 29 und Abbildung 30) zeigen das ökonomische Potenzial für die Fernwärmeversorgung in den unterschiedlichen gerechneten Szenarien für die Jahre 2030 und 2050. Das Potenzial wird dabei auf der Ebene der Erzeugernutzwärmeabgabe ausgewiesen. Wie auch in Kapitel 2.3 dargestellt, handelt es sich dabei um die Wärmemenge, die ein Wärmeerzeuger in das Wärmeverteilungssystem eines Gebäudes einspeisen muss, damit der Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Gebäude gedeckt werden kann. Auf dieser Ebene können dezentrale Optionen und Fernwärme miteinander verglichen werden.

Abbildung 29 Ökonomische Potenziale von Fernwärme in den unterschiedlichen berechneten Szenarien, volkswirtschaftliche Perspektive, 2030

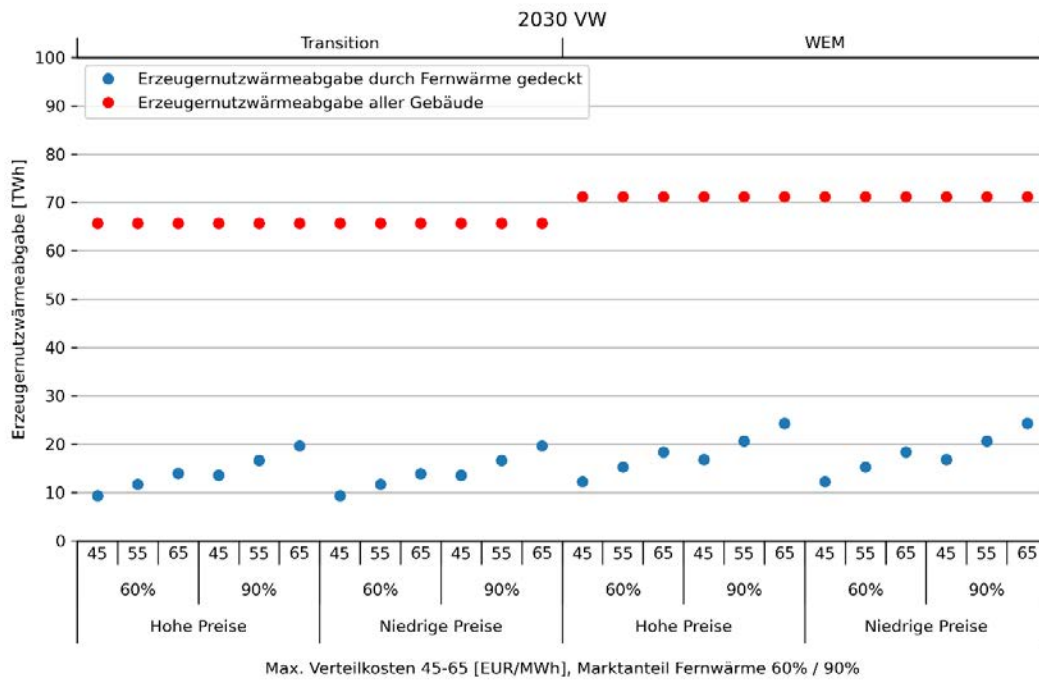
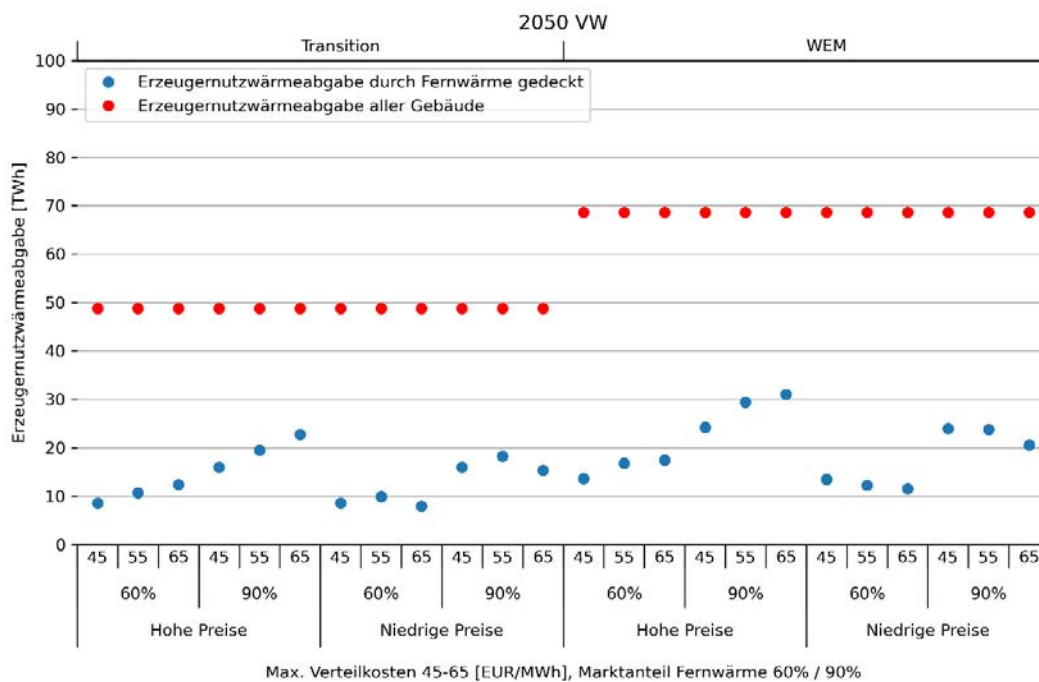


Abbildung 30 Ökonomische Potenziale von Fernwärme in den unterschiedlichen berechneten Szenarien, volkswirtschaftliche Perspektive, 2050



In den Abbildungen sieht man deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen gerechneten Szenarien. Im Jahr 2030 sind die wirtschaftlichen Potenziale für Fernwärme tendenziell niedriger als im Jahr 2050. Wie in Kapitel 4.2 dargestellt werden die potenziell für Fernwärme geeigneten Gebieten nur für den Zeitraum zwischen 2021 und 2050 berechnet. Die potenziell aus Fernwärme deckbaren Wärmemengen im Jahr 2030 ergeben sich dann als lineare Entwicklung zwischen 2021 und 2050. Wie in Abbildung 27 ersichtlich, ist die Fernwärme in allen identifizierten Gebieten im Jahr 2030 wirtschaftlich.

In der Abbildung 30 für das Jahr 2050 zeigen sich nun sehr deutlich die unterschiedlichen resultierenden Potenziale zur Deckung von Wärmebedarf aus Fernwärme, je nach verwendeten Szenario-Parametern. Klar ist, dass die durch Fernwärme wirtschaftlich (aber auch generell) bereitstellbare Wärmemenge stark davon abhängt, wie hoch der gesamte Wärmebedarf in den Gebäuden im Jahr 2050 sein wird. Je geringer der Wärmebedarf, desto geringer auch der potenziell aus Fernwärme (wirtschaftlich) deckbare Wärmebedarf. Während dies in absoluten Größen ein markanter Unterschied ist (z.B. für Hohe Preise, 90 % Marktanteil in Fernwärmegebieten, 65 EUR/MWh Verteilkostenobergrenze: ~31 TWh/a im WEM-Szenario und 23 TWh/a im Transition-Szenario), ist der Unterschied in relativen Anteilen von Fernwärme an der gesamten Wärmeversorgung gering (z.B. im gleichen Szenario 47 % Fernwärme im WEM-Szenario und 45 % Fernwärme im Transition-Szenario).

In den Abbildungen ist ersichtlich, dass der Marktanteil von Fernwärme in Fernwärmgebieten (entspricht näherungsweise einem Anschlussgrad von Gebäuden) und die maximal zulässigen Verteilkosten den stärksten Einfluss auf die wirtschaftlichen Potenziale zur Wärmebereitstellung aus Fernwärme haben. Welche Szenarien hier am ehesten der Realität entsprechen bzw. welche Potenziale ausgeschöpft werden können, ist dabei deutlich von ordnungspolitischen Rahmenbedingungen abhängig.

Der Grund, warum in Abbildung 30 das Fernwärmepotenzial im Fall niedriger Energiepreise mit steigenden maximalen Wärmeverteilungskosten nicht ansteigt liegt daran, dass in zunehmendem Ausmaß individuelle, objektbezogene Heizsysteme kostengünstiger sind als Fernwärme mit hohen Wärmeverteilungskosten.⁷ Unter niedrigen Energiepreisen steigt also der Druck auf die Fernwärme, geringe Wärmeverteilungskosten zu erzielen.

⁷ Unter der betriebswirtschaftlichen Perspektive tritt dieser Effekt nicht auf. Dies wird aus den entsprechenden Abbildungen im Anhang deutlich (Abbildung 37 und Abbildung 38).

Abbildung 31 und Abbildung 32 zeigen den Energieträgermix zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien-Varianten für 2030 und 2050 unter der volkswirtschaftlichen Perspektive. In den Abbildungen werden sowohl die Energieträger dargestellt, die in der objektbezogenen Bereitstellung eingesetzt werden (schraffierte Flächen), als auch die Energieträger, die in der Fernwärme eingesetzt werden. In den beiden Abbildung werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien jeweils für die beiden Jahre 2030 und 2050 nebeneinander dargestellt. Dier Ergebnisse für die betriebswirtschaftliche Perspektive sind im Anhang dargestellt (Abbildung 37 und Abbildung 38)

Abbildung 31 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2030 für die volkswirtschaftliche Betrachtung

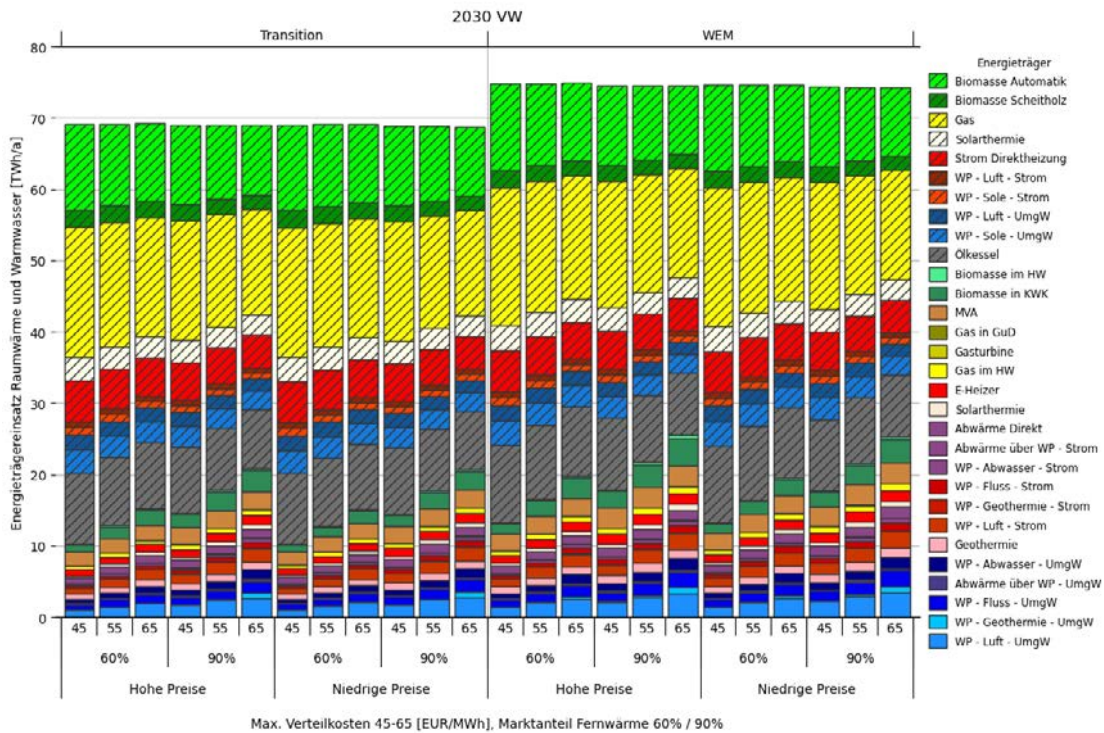
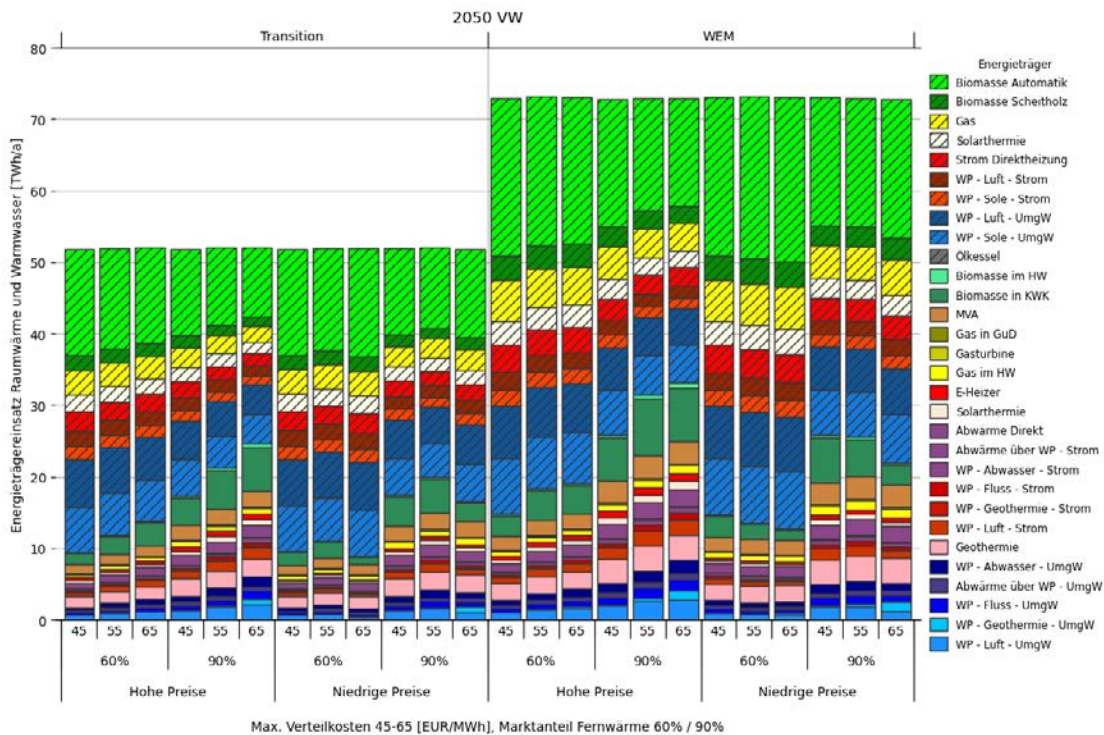


Abbildung 32 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2050 für die volkswirtschaftliche Betrachtung



Es zeigen sich Unterschiede in der Deckung des Wärmebedarfs zwischen WEM und Transition-Szenario, die sich aus der unterschiedlich hohen Nachfrage ergeben. Relevanter ist aber die Unterscheidung zwischen den Varianten 60 % und 90 % Anschlussrate. Falls eine höhere Anschlussrate erzielt werden kann (z.B. durch eine stringente Energieraumordnungspolitik), lässt sich ein deutlich höherer Anteil des Wärmebedarfs über Fernwärme abdecken. Infolgedessen ist auch ein höherer Anteil an Geothermie oder Abwärmenutzung möglich und auch die Relevanz von Großwärmepumpen steigt.

Während die Verteilung zwischen zentraler und dezentraler Wärmebereitstellung zwischen den Szenarien deutlich ausgeprägt ist, bleibt der Energieträger-Mix zwischen den Szenarien (Anschlussgrade, Max. Verteilkosten, Energieträgerpreise, WEM/Trans) relativ robust. Das deutet darauf hin, dass diese Parameter die Auswahl der wirtschaftlichen Portfolios und Technologien im Aggregat aller Regions-Typen über Österreich nicht grundsätzlich ändern und die Grundaussagen somit eine gewisse Robustheit aufweisen. Dennoch bestehende Unsicherheiten werden in Kapitel 4.8 diskutiert.

Tabelle 22: Wirtschaftliches Potenzial der in der Kosten-Nutzen-Analyse ermittelten effizienten und erneuerbaren Technologien für die Wärme- und Kälteversorgung. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission (Quellen: eigene Analysen) – Wertebereiche entsprechend den jeweils inkludierten Szenario-Varianten, 2030 in GWh/a

	Transition BW	Transition VW	WEM BW	WEM VW
Industrielle Abwärme	1117 - 1853	1009 - 1579	1393 - 2180	1252 - 1852
Abfallverbrennung	2151 - 2798	1905 - 2475	2610 - 3301	2311 - 2922
Hocheffiziente KWK	91 - 149	21 - 26	110 - 176	25 - 31
Tiefengeothermie	818 - 1019	820 - 1023	988 - 1220	990 - 1224
Biomasse	15677 - 17198	14586 - 15569	16503 - 18510	15199 - 16155
Solare Wärme	3359 - 3647	3428 - 3642	3559 - 3899	3631 - 3894
Andere erneuerbare Energien ^{8*}	3477 - 4168	3998 - 4532	3497 - 4291	4116 - 4739
Wärmepumpen	9946 - 13720	10831 - 15874	11287 - 15626	12448 - 18290

Tabelle 23: Wirtschaftliches Potenzial der in der Kosten-Nutzen-Analyse ermittelten effizienten und erneuerbaren Technologien für die Wärme- und Kälteversorgung. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission (Quellen: eigene Analysen) – Wertebereiche entsprechend den jeweils inkludierten Szenario-Varianten, 2050 in GWh/a

	Transition BW	Transition VW	WEM BW	WEM VW
Industrielle Abwärme	1137 - 2477	1103 - 2390	1712 - 3538	1658 - 3408
Abfallverbrennung	1331 - 2197	1328 - 2196	1947 - 3115	1942 - 3112
Hocheffiziente KWK	93 - 191	91 - 201	143 - 263	138 - 278
Tiefengeothermie	1600 - 2477	1598 - 2476	2306 - 3529	2303 - 3526
Biomasse	18070 - 19062	16793 - 18730	26697 - 29048	25374 - 28817
Solare Wärme	2414 - 2689	2435 - 2693	3320 - 3750	3351 - 3758

⁸ Summe des erneuerbaren Gases (inkl. synthetisches Gas)

	Transition BW	Transition VW	WEM BW	WEM VW
Andere erneuerbare En*	5401 - 6955	5489 - 7068	8083 - 10779	8738 - 11115
Wärmepumpen	18335 - 19295	18508 - 19412	22783 - 24531	23049 - 24847

4.7 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse Kälte

In diesem Kapitel werden Energiebedarf, Energiekosten für Raumkühlung sowie Kapitalkosten für passive und aktive Kühlmaßnahmen in den verschiedenen Szenarien verglichen, gemäß der in Tabelle 11 getroffenen Annahmen.

Während die Szenarien im Wohngebäude-Sektor potenziell einen stark steigenden Bedarf zeigen, falls keine gegenläufigen Maßnahmen getroffen werden, ist der relative Anstieg im Nichtwohngebäude-Sektor geringer, da hier bereits ein größerer Anteil der Flächen gekühlt wird. Es sei darauf hingewiesen, dass das Wachstum des Kühlenergiebedarfs je nach Annahmen durchaus auch höher ausfallen könnte. Insbesondere die Marktdurchdringung mit aktiver Kühlung, aber auch die Technologie-Entwicklung und die damit verbundenen saisonalen Arbeitszahlen sowie die Annahmen zum Klimawandel unterliegen Unsicherheiten. Es ist nicht davon auszugehen, dass die in dieser Bewertung getroffenen Annahmen den gesamten möglichen Bereich der zukünftigen Entwicklung abdecken.

Abbildung 33 Kühlenergiebedarf (Endenergiebedarf) für Wohngebäude im Szenariofächer gemäß Tabelle 11 [Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kapeller et al., 2024; Krutzler et al., 2023; Mayrhofer et al., 2023)]. T – Transition Szenario; M – Marktdurchdringung; Tech – technologischer Fortschritt; Base – Basis-Annahmen; Mod eff. – Moderate Annahmen bzgl. Effizienzsteigerungen; Hohe eff. – Starke Annahmen zur Effizienzsteigerung (gemäß Tabelle 11)

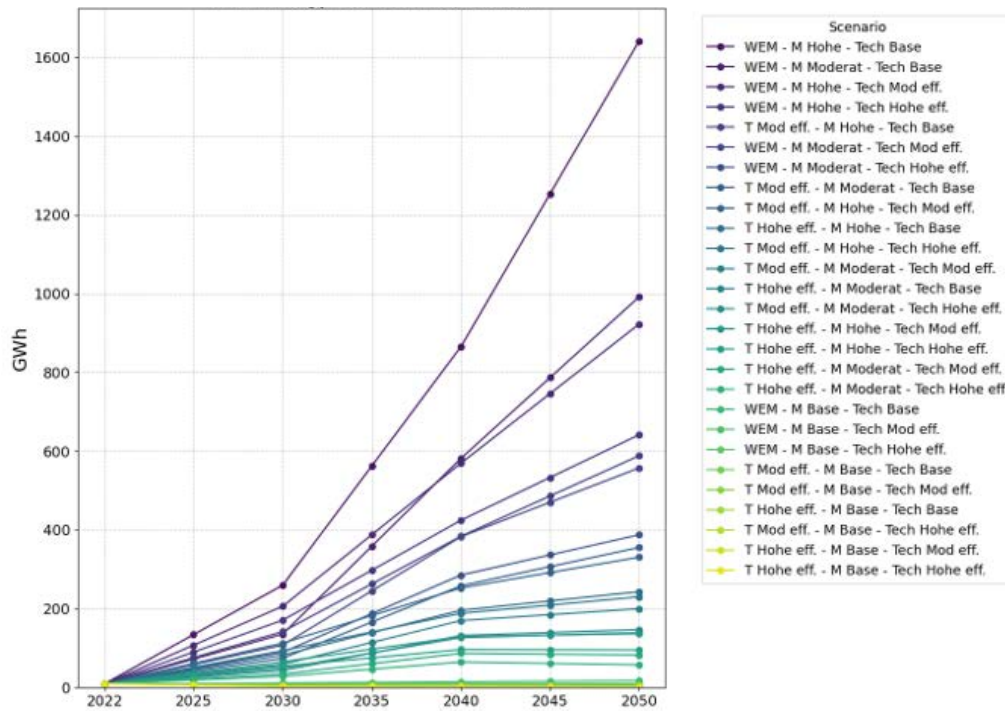
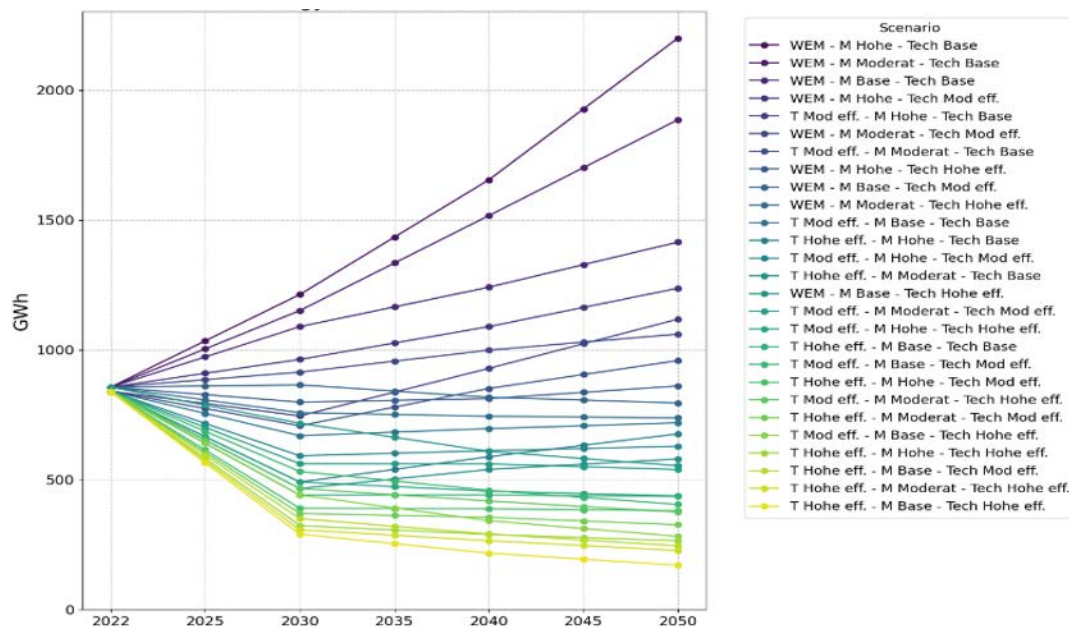


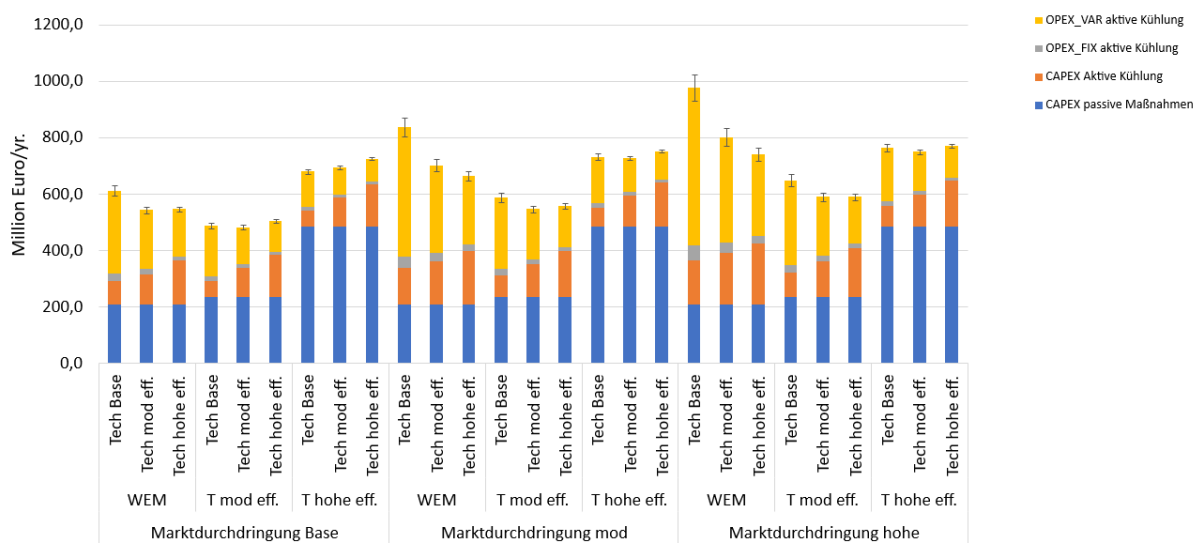
Abbildung 34: Kühlenergiebedarf (Endenergiebedarf) für Nichtwohngebäude im Szenariofächer gemäß Tabelle 11 [Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kapeller et al., 2024; Krutzler et al., 2023; Mayrhofer et al., 2023)]. T – Transition Szenario; M – Marktdurchdringung; Tech – technologischer Fortschritt; Base – Basis-Annahmen; Mod eff. – Moderate Annahmen bzgl. Effizienzsteigerungen; Hohe eff. – Starke Annahmen zur Effizienzsteigerung (gemäß Tabelle 11)



Die folgende Abbildung 35 zeigt die Kosten für den Fall der Szenarien mit hoher Marktdurchdringung, aufgeschlüsselt nach passiven Maßnahmen (CAPEX) und aktiver Kühlung (CAPEX und OPEX, insbesondere Energiekosten - OPEX var). Die Ergebnisse zeigen, dass höhere Effizienz und Suffizienz sowohl auf Seiten der passiven Maßnahmen (WEM, Transition moderate Eff und Transition hohe Eff) als auch auf Seiten aktiver Technologien (Tech base, moderate Eff und hohe Eff) einen signifikanten Einfluss auf die laufenden Energiekosten sowie die gesamten Kosten haben. Während die Ergebnisse vermuten lassen, dass die zusätzlichen – vor allem gering investiven Maßnahmen – im Szenario Transition-moderate Effizienz eine hohe Wirtschaftlichkeit aufweisen, ist das für die Maßnahmen, die im Szenario « Transition-hoch » angenommen wurden, nicht derart eindeutig. Allerdings sei auf die substanziellen Unsicherheiten verwiesen, die die Bewertung im Bereich der Kosten für Maßnahmen im Kühlenergie-Sektor aufweist.

Es kann erwartet werden, dass passive Maßnahmen auch dazu führen, dass das Wachstum der Marktdurchdringung aktiver Kühltechnologien hintangehalten werden kann. Dieser Effekt konnte allerdings nicht quantifiziert werden. Auch darin liegt eine Unsicherheit, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden sollte.

Abbildung 35 Kosten für passive und aktive Maßnahmen in ausgewählten Szenarien (mit hoher Marktdurchdringung)⁹ [Quelle: eigene Berechnungen]

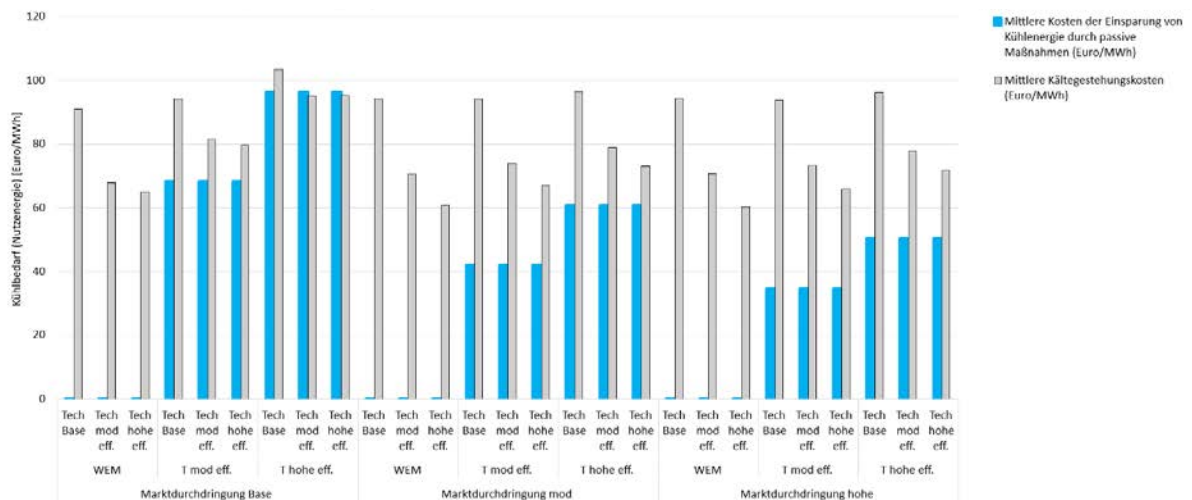


Ein ähnliches Bild zeigt sich auch anhand der Abbildung 36, die die mittleren Kosten aktiver Kühlung denjenigen der Einsparung von Kühlenergie durch passive Maßnahmen gegenüberstellt. Es zeigt sich, dass ein trade-off zwischen der Investition in effiziente Kühltechnologien und passive Maßnahmen besteht. Da effiziente Kühltechnologien geeignet sind, den Endenergiebedarf deutlich zu senken, besteht nach Umsetzung derartiger Investitionen ein geringerer Anreiz in passive Maßnahmen zu investieren. Dennoch liegen die Kosten der Einsparung von Kühlenergie durch passive Maßnahmen im Mittel in den meisten betrachteten Szenarien (außer bei geringer Marktdurchdringung aktiver Kühlung) unter den Kosten der Bereitstellung von Kühlung durch aktive Technologien. Im Sinne des Aufbaus eines resilienten Energiesystems, unter

⁹ Es wird darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse hinsichtlich der Kosten für die verschiedenen Szenarien zur Kühlenergie hohen Unsicherheiten unterliegen. Diese beziehen sich zum einen auf die Kostendaten für verschiedene Maßnahmen und zum anderen die Auswahl der Maßnahmen an sich und die Barrieren, die für die praktische Umsetzung diverser Technologien und Maßnahmen berücksichtigt werden müssen. Insbesondere die Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne Gebäudetypen konnte im Rahmen dieser Bewertung nicht hinreichend analysiert werden.

Berücksichtigung von Unsicherheiten, unter anderem auch hinsichtlich der tatsächlich realisierbaren saisonalen Arbeitszahlen sowie im Sinne des Energy-Efficiency-First Prinzips sollte jedenfalls eine Priorität auf passive Maßnahmen gelegt werden.

Abbildung 36 Mittlere Kosten für aktive Kühlung im Vergleich zu mittleren Kosten der Energieeinsparung durch passive Maßnahmen bezogen auf den praktischen Kühlbedarf (EUR/MWh) [Quelle: eigene Berechnungen]



Es wurden weder in der Analyse des Wärme- noch der des Kältesektors die gegenseitigen Synergien betrachtet, die sich z.B. über Energienetze oder saisonale Speicherung von Wärme und Kälte über Erdwärmesonden erzielen lassen. Da diese stark von regionalen Gegebenheiten abhängig sind, konnten derartige Konzepte nicht explizit betrachtet werden. Allerdings wird erwartet, dass durch diese Synergie-Effekte auch deutliche Effizienz-Steigerungen erzielbar sind.

4.8 Diskussion und Schlussfolgerungen

Der Inhalt dieser Bewertung ist das ökonomische Potenzial für energieeffiziente und erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung in Einklang mit bestehenden energie- und klimapolitischen Zielsetzungen zu erheben, so wie es durch die Vorlagepflicht im Rahmen des NEKP und der Durchführungspflicht gemäß Art. 25 Abs. 1 EED III definiert ist und in regelmäßigen Abständen durchzuführen ist. Zu diesen erwähnten Zielsetzungen zählt insbesondere das Ziel der Klimaneutralität, das im Rahmen des aktuellen Regierungsprogramms für das Jahr 2040 definiert wurde, und welches sich auch aus dem Paris-Abkommen sowie den aktuellen europäischen Entwicklungen, insbesondere des European Green Deals, ergibt. Die Bewertung und Aktualisierung wurde auf Basis der Methodik aus der EED II bzw. der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 vorgenommen.

Die Absicht der Analysen war nicht, Detailplanungen oder -analysen für einzelne Wärmenetze durchzuführen oder konkrete Empfehlungen für die Ausgestaltung des gesetzlichen und politischen Rahmens für den Ausbau erneuerbarer Energien zu erarbeiten. Auch ist es nicht die Intention, Machbarkeitsstudien für die Umsetzung konkreter Technologien in einzelnen Wärmenetzen oder gar Grundlagen für Investitionsentscheidungen für einzelne Wärmenetze zu erarbeiten. Bzw. der delegierten Verordnung (EU) 2019/826.

Die Grundannahme der Bewertung ist, dass das Ziel der (Netto-) Klima-Neutralität in Österreich – gemäß Regierungsprogramm 2040 erreicht wird, was auch in Einklang mit der europäischen Zielsetzung für 2050 ist. Das bedeutet, dass fossile Energieträger bei der Ermittlung des ökonomischen Potenzials für 2030 noch eine Rolle spielen, für 2050 allerdings nicht mehr. Für 2050 wird daher unter anderem davon ausgegangen, dass der etwaige Bedarf nach Gas erneuerbar aufgebracht wird.

Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich folgende Kernaussagen:

- Die Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung in Österreich ist möglich, allerdings nur unter einigen wesentlichen Annahmen und Rahmenbedingungen.
 - Es braucht umfangreiche Anstrengungen zur Gebäudesanierung: Diese stellen die Grundvoraussetzung z.B. für einen effizienten Einsatz von Wärmepumpen, sowie für eine moderate Nachfrage nach Ressourcen zur Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs dar. Insbesondere stellt Gebäudesanierung und die damit einhergehende Senkung von erforderlichen Temperaturniveaus zur Raumwärmebereitstellung auch eine Voraussetzung für eine Weiterentwicklung der Wärmenetze in Richtung niedriger System-Temperaturen dar (auch wenn dieser Aspekt nicht explizit im Rahmen dieser Bewertung behandelt werden konnte).
 - Eine weitere Voraussetzung zur Dekarbonisierung des Raumwärme- und Warmwasser-Sektors ist die Dekarbonisierung auch der Stromaufbringung. Wärmepumpen stellen eine relevante Technologie in der Abdeckung des Wärmebedarfs dar und bedürfen somit auch eines erneuerbaren Stromangebots, um diese als vollständig dekarbonisierte Option zu klassifizieren.
 - Die Integration von Abwärme aus der Industrie stellt eine nicht unwesentliche Ressource dar. Um diese als erneuerbar klassifizieren zu können, stellt die Dekarbonisierung der Industrie ebenfalls einen wesentlichen Pfeiler der Dekarbonisierung der Fernwärme dar.
- Der Anteil der Fernwärme ist vor allem von der in den Fernwärmeregionen erzielbaren Anschlussrate abhängig. Je nachdem wird ein ökonomisches Potenzial der Fernwärme von knapp 20 % bis etwa 45 % des Wärmebedarfs (Nutzwärmeerzeugung) für das Jahr 2050 errechnet.
- Die zukünftige Preis-Entwicklung erneuerbarer Energieträger hat einen starken Einfluss auf die wirtschaftlichen Potenziale zur Bereitstellung von Wärme aus Fernwärmesystemen. Dabei zeigt sich, dass die Kosten der Bereitstellung aus Fernwärme deutlich weniger sensitiv auf mögliche Preisentwicklungen reagieren, als dies für die Kosten der objektbezogenen Versorgung der Fall ist. Dies liegt unter anderem daran, dass Fernwärme im Gegensatz zu dezentralen Systemen aus ökonomischer Sicht den Vorteil des Portfolio-Effekts nutzen kann. Das bedeutet, dass im Fall steigender Energiepreise die Technologie mit den geringsten Kosten vorrangig zum Einsatz kommen kann. Bei dezentralen Systemen ist das nicht bzw. nicht in dem Ausmaß möglich.

- **Technologiemix Fernwärme-Aufbringung:**
 - Unter den in dieser Bewertung getroffenen Annahmen zur möglichen Zusammensetzung von erneuerbarem Gas und den zu Grunde liegenden Gesteungskosten erweist sich erneuerbares Gas im Allgemeinen nicht als kostengünstige Option zur Dekarbonisierung des Fernwärme-Sektors. Die Kosten für erneuerbares Gas werden unter anderem davon abhängen, wie hoch die Nachfrage aus verschiedenen Sektoren ist. Da davon auszugehen ist, dass erneuerbares Gas in anderen Sektoren (z.B. Industrie) schwerer substituierbar ist als z.B. zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, bedeutet eine höhere Nachfrage für Niedertemperaturwärme auch höhere Kosten des Einsatzes erneuerbaren Gases in der Industrie.
 - Biomasse stellt weiterhin einen wesentlichen Anteil an der Aufbringung erneuerbarer Wärme dar, sowohl dezentral als auch in der Fernwärme. Es zeigt sich vor allem, dass in den Szenarien mit geringer Effizienzsteigerung der Druck auf die Ressourcen-Nutzung der Biomasse sehr stark steigen würde. In diesem Sinne besteht eine durchaus beträchtliche Unsicherheit hinsichtlich des zu erwartenden Biomasse-Preises. Die Erreichbarkeit der Dekarbonisierung in diesen Szenarien ist daher fraglicher als in jenen mit hohen Sanierungs-Anstrengungen. Der Umfang der Biomasse-Ressourcen, die letztlich für den Wärmesektor zur Verfügung stehen werden, wird stark von der Nachfrage in anderen Sektoren wie z.B. der Industrie abhängen. Diese Frage war nicht Teil dieser Bewertung und konnte daher nicht umfassend diskutiert und analysiert werden.
 - Es zeigt sich, dass Wärmepumpen nicht nur in dezentralen Anwendungen, sondern auch in der Fernwärmeaufbringung eine wesentliche Rolle spielen. Deren Effizienz hängt sowohl von der Erschließung jeweils regional vorhandener Wärmequellen ab, aber auch von der Entwicklung der Temperaturniveaus in den Wärmenetzen. Beim Einsatz der Wärmepumpen wurden jahreszeitliche Schwankungen der Wärmequelltemperaturen wie von Flüssen und Außenluft berücksichtigt. Daraus ergibt sich zum Teil ein deutlich reduzierter Einsatz dieser Technologien in den kältesten Perioden des Jahres, wobei in diesen Fällen dann auch den Wärmespeichern eine wesentliche Rolle zukommt.
 - Tiefengeothermie stellt eine robuste Option zur erneuerbaren Versorgung von Fernwärmenetzen dar, sofern die spezifischen Standortbedingungen dies erlauben. Es gilt, insbesondere auch neue Technologieentwicklungen weiter zu verfolgen, die einen breiteren Einsatz der Tiefengeothermie ermöglichen könnten. Die sich daraus möglicherweise ergebenden Potenziale wurden nicht vollumfänglich berücksichtigt.

- Welche Rolle thermische Kraftwerke und KWKs in einem zukünftigen erneuerbaren Stromsystem spielen, war nicht im Fokus dieser Bewertung. Im Sinne einer hohen Brennstoffausnutzung ist bei bestehenden thermischen Kraftwerken eine Wärmeauskopplung unbedingt anzustreben. Bis 2050 ergibt sich allerdings aus unseren Analysen, dass der Einsatz von thermischen Gas-Kraftwerken nur mit relativ geringen Volllaststunden erfolgt – unter der Prämisse, dass ausschließlich erneuerbares Gas zum Einsatz kommt. Das liegt daran, dass sich die Rolle von thermischen Kraftwerken mit der steigenden Bedeutung fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung auf die Abdeckung der Residuallast fokussiert. Dies ist gemäß zahlreichen Modellrechnungen nur in einer relativ geringen Anzahl an Stunden pro Jahr erforderlich. Das gleiche gilt auch für die Abdeckung von thermischen Spitzenlasten auf der thermischen Seite.
- Große Solarthermieanlagen können eine ökonomisch sinnvolle Option darstellen, wobei eine große Abhängigkeit einerseits vom gesamten Gefüge des Erzeugungsportfolios besteht, und andererseits von den erzielbaren Kosten – die wiederum stark mit der Größe der Anlagen skalieren. Auch bestehen hinsichtlich der Grundstückskosten substantielle standortspezifische Unterschiede.
- Es zeigt sich, dass der Einsatz von großen thermischen Speichern deutlich zu einem ökonomischen Betrieb der Wärmenetze beiträgt. Gleichzeitig bestehen hinsichtlich der damit verbundenen Kosten signifikante Unsicherheiten, die nicht zuletzt vom genauen Standort abhängig sind.
- Die Szenarien zum Kühlenergiebedarf zeigen, dass dieser eine sehr große Bandbreite aufweist, je nach Marktdurchdringung aktiver Kühlung, die sich wiederum aus NutzerInnenverhalten und der Umsetzung passiver Maßnahmen ergibt. Insbesondere gering-investive passive Maßnahmen erweisen sich potenziell als kostengünstige Maßnahme. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass hohe Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten als auch der Barrieren zur Umsetzung gewisser Kühl-Technologien und -Maßnahmen in den verschiedenen Gebäudetypen bestehen. Auch wenn die Dynamik der Nachfrage nach Kühlenergie im Gegensatz zur Raumwärme einen Trend nach oben aufweist, zeigen unsere Szenarien auch bis 2050 weiterhin einen deutlich höheren Bedarf nach Raumwärme als nach Raumkühlung.

Modellhafte, aggregierte Analysen wie in dieser Bewertung sind stets mit Unsicherheiten behaftet. Diese bestehen einerseits in der möglichen Kostenentwicklung sowie den lokal vorhandenen spezifischen Standortbedingungen, die zu Abweichungen hinsichtlich der Kosten führen können. Andererseits bestehen auch Unsicherheiten hinsichtlich der technologischen Entwicklungen und der künftig zu erwartbaren Technologie- und System-

Effizienzen und entsprechender Technologie-Charakteristika. Weiters zeigt sich auch, dass das Wechselspiel der verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Fernwärme mit erneuerbaren Energieträgern und Abwärme im Portfolio der jeweiligen Fernwärmenetze, auch unter Einsatz von Wärmespeichern komplex ist und stark vom erwartbaren Fernwärmebedarf abhängt. Der erwartbare Wärmebedarf ist wiederum stark abhängig von den Maßnahmen im Bereich Gebäudesanierung als auch hinsichtlich der erzielbaren Anschlussraten. Da diese Faktoren nicht langfristig mit ausreichender Sicherheit prognostizierbar sind, bedarf es eines sich kontinuierlich anpassenden Planungsprozesses, der die (Fern)Wärmebereitstellung als auch auf Wärmebedarfe berücksichtigt, durch die relevanten Beteiligten wie Wärmenetzbetreiber, Verwaltung und der Politik.

Auch konnten die Synergien zwischen dem Kühl- und Wärmesektor, die sich z.B. über Energienetze bzw. saisonale Speicherung von Wärme und Kälte u.a. über Erdsonden erschließen lassen, im Rahmen dieses Projekts nicht berücksichtigt werden. Auf Basis anderer Studien kann aber erwartet werden, dass hier relevante Potenziale zur Effizienzsteigerung bestehen.

Wie bei jeder modellhaften Analyse bestehen gewisse Systemgrenzen der Analyse, die einen Einfluss auf die Ergebnisse und deren Aussagekraft haben. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist es daher entscheidend, folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Es bestehen zahlreiche Barrieren hinsichtlich der Umsetzbarkeit der beschriebenen Szenarien und der ermittelten Potenziale, auch wenn diese sich als wirtschaftlich erweisen. Dazu zählen unter anderem auch Fristen, die bei der Planung von größeren Infrastrukturprojekten einzuhalten sind. In der Vergangenheit hat sich dies insbesondere auch für die Erschließung von Abwärmepotenzialen gezeigt. Die Erschließung dieser als ökonomisch identifizierten Potenziale braucht also dennoch die nötigen Rahmenbedingungen, ohne die eine Umsetzung als nicht wahrscheinlich einzustufen ist.
- Einige der beschriebenen Portfolios weisen Kosten in sehr ähnlicher Höhe auf. Im Sinne der Logik des gewählten Ansatzes wurden die jeweils günstigsten Potenziale ausgewiesen. Allerdings bestehen durchaus Unsicherheiten hinsichtlich des Präferierens der konkreten Technologie-Portfolios und des Mixes an erneuerbaren und effizienten Potenzialen zur Wärmeversorgung. Was allerdings als ein robustes Ergebnis angesehen werden kann, ist, dass erneuerbares Gas nicht zu den günstigen Optionen bei der Dekarbonisierung des Sektors Raumwärme- und Warmwasser angesehen werden kann.

- n-1 beziehungsweise n-2 Sicherheiten in den Fernwärmeerzeugungskapazitäten wurden nicht vollständig berücksichtigt. Dies gilt unter anderem auch für die Nutzung industrieller Abwärme. Den Effekt dieser Annahme auf die Ergebnisse der Bewertung schätzen die Autoren als gering ein.
- Bestehende Wärmenetze wurden nicht explizit berücksichtigt. Dies kann als konservative Annahme hinsichtlich des bestehenden Fernwärme-Potenzials angesehen werden.
- Der Fokus der Bewertung war auf dem Wärmesektor. Die Rolle der KWK wurde daher auch aus dem Blickwinkel des Wärmesektors betrachtet. Welche Rolle KWK-Anlagen aus der Perspektive des Stromsystems in den Jahren 2030 und 2050 in Österreich einnehmen werden, war nicht im Fokus dieser Bewertung.
- In der vorliegenden Bewertung wurde das mögliche zukünftige Absenken von Temperaturniveaus in Wärmenetzen nicht berücksichtigt. Eine derartige Absenkung wird aber durchaus angestrebt und in einschlägigen Studien propagiert und analysiert. Insbesondere unterstützt die thermische Gebäudesanierung ein Absenken von Vorlauftemperaturen, wodurch wiederum die Einspeisung von Niedertemperatur-Abwärme, Geothermie oder Solarthermie erleichtert wird. Auch hätte die Absenkung von Temperaturniveaus positive Auswirkungen auf die Fernwärmepotenziale, die aber im Umfang dieser Bewertung nicht im Detail quantifiziert werden konnten.
- Das exogene Setzen der unterschiedlichen Fernwärme-Erzeugungs-Portfolios stellt insofern eine weitere Limitation des methodischen Ansatzes dar, als dadurch eine Einschränkung der Lösungsvielfalt erfolgte. Durch die Variation von Annahmen sowie die Rücksprache mit einigen Fernwärmeunternehmen konnte hier allerdings ein hohes Maß an Realitätsnähe erzielt werden.
- Wie erwähnt wurde im Rahmen dieser Analyse angenommen, dass Abwärme CO₂-neutral zu bewerten ist. Die Definition von Abwärme laut Erneuerbaren-Richtlinie war nicht im Fokus dieser Bewertung.

5 Potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen

Gemäß der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 der Europäischen Kommission wird an dieser Stelle ein Überblick gegeben über „neue gesetzgeberische und andere strategische Maßnahmen (8), mit denen das gemäß den Nummern 7 und 8 ermittelte wirtschaftliche Potenzial erschlossen werden soll.“

Es wird insbesondere auf das Kapitel 3 des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (Periode 2021-2030) verwiesen.

Ein zentrales Werkzeug, um ungenützte Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zu erschließen, ist die kommunale Wärmeplanung. Dabei sind die Wärmebedarfe einzelner Gebäude oder Quartiere eine wesentliche Datengrundlage. Dies ermöglicht der kommunalen Wärmeplanung die Identifikation von Gebieten, welche für Ausbau von bestehenden Wärmenetzen sowie die Errichtung von neuen Wärmenetzen geeignet sind. Das Ausmaß der dadurch erzielten Verringerung der Treibhausgasemissionen und Primärenergieeinsparungen kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

Im Sinne des österreichischen Ziels der Klimaneutralität 2040 ist die Wärme- und Kälteversorgung zukünftig ausschließlich durch erneuerbare Energieträger und Abwärme bereitzustellen. Das macht es auch notwendig den Anteil der erneuerbaren Energieträger und Abwärme in der Fernwärme- und Fernkälte-Aufbringung weiter zu steigern. Derzeitige Fördermaßnahmen nach dem Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG) und dem Umweltförderungsgesetz (UFG) geben vor, dass ein Umstellungsplan (Dekarbonisierungspfad) beizulegen ist, der bis 2035 einen Anteil von 80 % an erneuerbarer Energie und Abwärme vorsieht. Für einen Anteil von 100 % in der Fernwärme- und Fernkälte-Aufbringung sind zusätzliche Strategien und Maßnahmen erforderlich.

6 Anhang

6.1 Annahmen und Daten zur Berechnung

Tabelle 24: Techno-ökonomische Daten verschiedener Fernwärmebereitstellungstechnologien (Teil 1 - Speicher)

Stündliche Verluste [%]	Lade / Entlade-Leistung [MW]	Lade / Entlade-Effizienz	OPEX fix [EUR/MWh]	Lebensdauer [a]	Speicherdichte [kWh/m³]	Speichergröße [m³]	Investitionskosten [EUR/MWh]
0,01	variabel	0,97	0	25	81	variabel	109,71

Tabelle 25: Techno-ökonomische Daten verschiedener Fernwärmebereitstellungstechnologien (Teil 2 -Wärmeerzeugung)

Bezeichnung	Thermische Effizienz	Elektrische Effizienz	Investment-Kosten (EUR/MW _{th})	OPEX fix (EUR/(MW _{th} *a))	Lebensdauer [a]
MVA	0,70	0,12	2.194.200	32.913	20
Geothermie WP	15,00	-	999.580	60.950	30
Abwärme WP	5,50	-	694.830	2.438	25
Abwärme Direkt	1,00	-	304.750	9.143	30
Fluss WP	3,10	-	463.220	4.876	25
Luft WP	2,50	-	926.440	2.438	25
Gewässer WP	3,60	-	463.220	4.876	25
Biomasse KWK	0,74	0,11	1.097.100	54.855	20
Biomasse HW	0,85	-	572.930	17.188	20
Solarthermie	1,00	-	956.915	4.754	20
E-Heizer	0,99	-	219.420	2.438	20

Bezeichnung	Thermische Effizienz	Elektrische Effizienz	Investment-Kosten (EUR/MW _{th})	OPEX fix (EUR/(MW _{th} *a))	Lebensdauer [a]
Gasturbine	0,47	0,33	713.115	28.525	25
Gas GuD	0,36	0,45	1.654.183	63.632	25
Gas HW	0,92	-	121.900	4.510	35

Tabelle 26: Annahmen zur Zusammensetzung und den entsprechenden Bereitstellungskosten von grünem Gas in den Jahren 2030 und 2050, Szenario „niedrige Preise“. (Quellen und weitere Informationen siehe Tabelle 8)

	2030		2050	
	Anteil [%]	Kosten [EUR/MWh]	Anteil [%]	Kosten [EUR/MWh]
PtG	5 %	199	40 %	146
H2	15 %	106	40 %	93
Biomethan	80 %	80	20 %	106
Gesamt	-	90	-	117

Tabelle 27: Annahmen zur Zusammensetzung und den entsprechenden Bereitstellungskosten von grünem Gas in den Jahren 2030 und 2050, Szenario „hohe Preise“.- (Quellen und weitere Informationen siehe Tabelle 8)

	2030		2050	
	Anteil [%]	Kosten [EUR/MWh]	Anteil [%]	Kosten [EUR/MWh]
PtG	5 %	279	40 %	226
H2	15 %	159	40 %	133
Biomethan	80 %	106	20 %	133
Gesamt		123		170

Abbildung 37 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2030 für die betriebswirtschaftliche Betrachtung

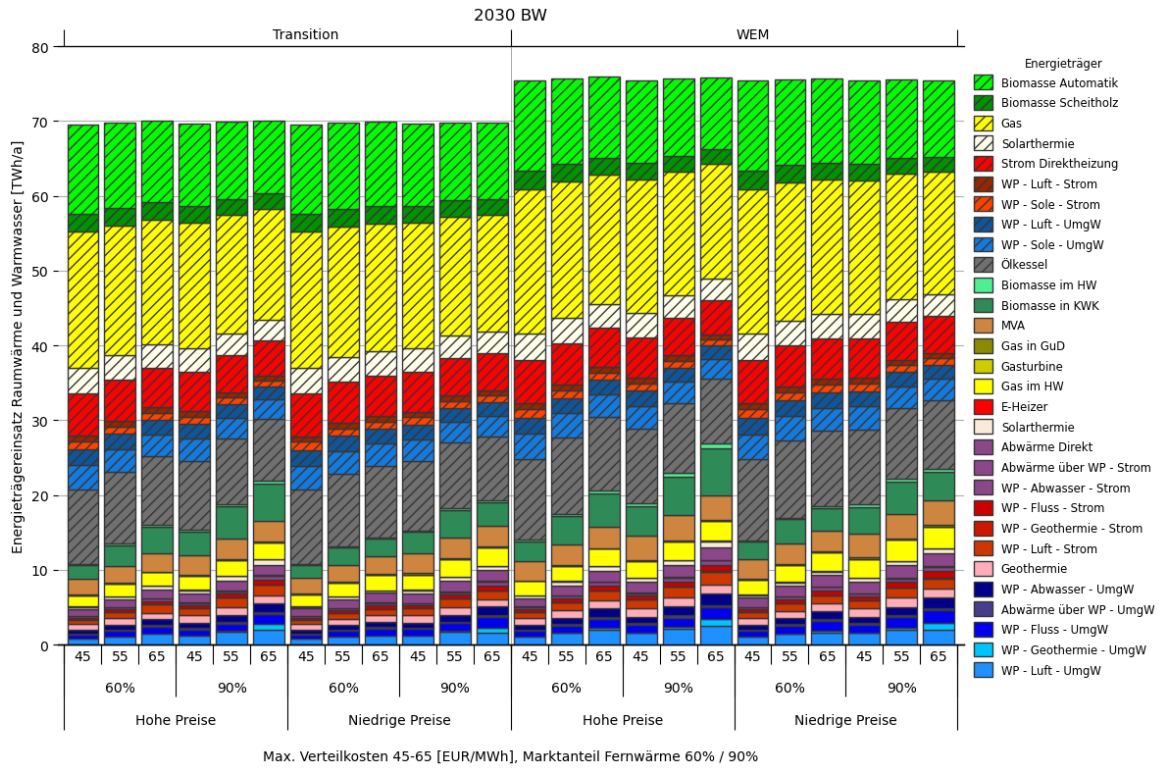
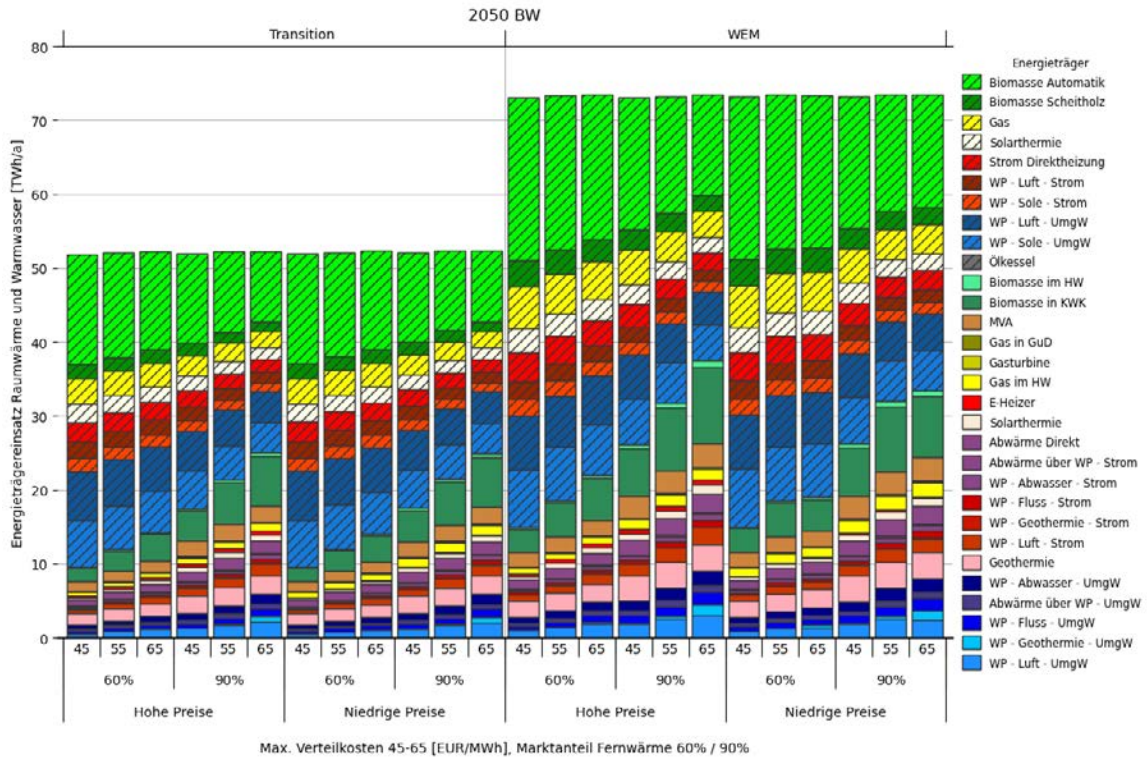


Abbildung 38 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2050 für die betriebswirtschaftliche Betrachtung



Abkürzungen

BAU	Business As Usual
BW	Betriebswirtschaftlich
CAPEX	Capital Expenditures
CO ₂	Kohlendioxid
EU	Europäische Union
FW	Fernwärme
HW	Heizwerk
GuD	Gas und Dampf
KNA	Kosten-Nutzen Analyse
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOH	Levelized Cost Of Heat
OPEX	Operating Expenses
VW	Volkswirtschaftlich
WEM	With Existing Measures
WP	Wärmepumpe

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Derzeitige Wärme- und Kälteversorgung, 2022. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission	19
Tabelle 2 Großtechnische Solarthermieanlagen in Österreich	29
Tabelle 3 Derzeitiger und prognostizierter Wärme- und Kältebedarf in GWh/a, 2022. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission. Die Szenarientwicklungen bis 2050 basieren auf dem WEM Szenario, die mit „Trans“) markierten Werte beschreiben das Transition Szenario.....	35
Tabelle 4 Ermittelte zusätzlich verfügbare Abwärme. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission	38
Tabelle 5 Übersicht über die gewählten Szenarien in der Identifikation für Fernwärme potenziell geeigneter Regionen	49
Tabelle 6 Übersicht über die gewählten Szenarien in der Fernwärme-Aufbringung	50
Tabelle 7 Übersicht über die gewählten Szenarien zur Berechnung der Referenzkosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung	50
Tabelle 8 Annahmen und Datenquellen zu Preisen und CO ₂ -Emissionen	52
Tabelle 9 Preise, CO ₂ -Faktoren und externe Kosten für die verschiedenen Energieträger im Jahr 2030	53
Tabelle 10 Preise, CO ₂ -Faktoren und externe Kosten für die verschiedenen Energieträger im Jahr 2050	54
Tabelle 11 Szenario-Annahmen theoretischer Kühlbedarf.....	57
Tabelle 12 Szenario-Annahmen praktischer Kühlbedarf und Kühlenergiebedarf	58
Tabelle 13 Qualitative Darstellung der sechs identifizierten Regionstypen und deren Eigenschaften hinsichtlich Ressourcenverfügbarkeit	67
Tabelle 14 Anzahl und Größe der Regionen für die sechs identifizierten Regionstypen.....	68
Tabelle 15 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeeerzeugungsportfolio 1 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Ca. 15 % der installierten Leistung sind Fluss- und Luft-Wärmepumpen, der Rest Gas-Heizwerk bzw. -KWK.....	70
Tabelle 16 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeeerzeugungsportfolio 2 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Knapp 40 % der installierten Leistung sind Wärmepumpen auf Basis Fluss, Abwasser und Luft, ca. 8 % jeweils über Biomasse KWK und E-Heizer, der Rest Gas-Kessel bzw. -KWK	71

Tabelle 17 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 3 für das Beispiel des Typ 7: Region mit hohem Potenzial für Gewässer-Wärmepumpen und mit Gasinfrastruktur. Über 50 % der installierten Leistung sind Wärmepumpen auf Basis Fluss, Abwasser und Luft, ca. 6 % jeweils über Biomasse KWK und Solarthermie, 17 % jeweils E-Heizer und Gas-Kessel	72
Tabelle 18 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 1 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Jeweils ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt und Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperatur-Abwärme sowie Luft, der Rest Gas-Kessel und –KWK.	73
Tabelle 19 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 2 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt, etwa 45 % Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperaturabwärme, Fluss, Luft und Abwasser, 8 % E-Heizer und etwa 30 % Gas-Kessel und –KWK.	74
Tabelle 20 Logik, Übersicht und Grundannahme für die Erstellung von Fernwärmeerzeugungsportfolio 3 für das Beispiel des Typ 9: Region mit Gasinfrastruktur und Abwärmepotenzial. Ca. 8 % der installierten Leistung sind Abwärme direkt, über zwei Drittel Wärmepumpen auf Basis von Niedertemperaturabwärme, Fluss, Luft und Abwasser, der Rest E-Heizer	75
Tabelle 21 Durchschnittliche Verteilung der eingesetzten Technologien zur Berechnung der Referenzkosten für die objektbezogene Wärmebereitstellung.	82
Tabelle 22: Wirtschaftliches Potenzial der in der Kosten-Nutzen-Analyse ermittelten effizienten und erneuerbaren Technologien für die Wärme- und Kälteversorgung. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission (Quellen: eigene Analysen) – Wertebereiche entsprechend den jeweils inkludierten Szenario-Varianten, 2030 in GWh/a	90
Tabelle 23: Wirtschaftliches Potenzial der in der Kosten-Nutzen-Analyse ermittelten effizienten und erneuerbaren Technologien für die Wärme- und Kälteversorgung. Meldung gemäß Vorlage der Europäischen Kommission (Quellen: eigene Analysen) – Wertebereiche entsprechend den jeweils inkludierten Szenario-Varianten, 2050 in GWh/a	90
Tabelle 24: Techno-ökonomische Daten verschiedener Fernwärmebereitstellungstechnologien (Teil 1 - Speicher).....	104
Tabelle 25: Techno-ökonomische Daten verschiedener Fernwärmebereitstellungstechnologien (Teil 2 -Wärmeerzeugung)	104

Tabelle 26: Annahmen zur Zusammensetzung und den entsprechenden Bereitstellungskosten von grünem Gas in den Jahren 2030 und 2050, Szenario „niedrige Preise“. (Quellen und weitere Informationen siehe Tabelle 8)	105
Tabelle 27: Annahmen zur Zusammensetzung und den entsprechenden Bereitstellungskosten von grünem Gas in den Jahren 2030 und 2050, Szenario „hohe Preise“.- (Quellen und weitere Informationen siehe Tabelle 8)	105

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen im österreichischen Industriesektor [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]	16
Abbildung 2 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen für öffentliche und privaten Dienstleistungen in Österreich [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]	16
Abbildung 3 Endenergieeinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen in österreichischen Haushalten [Quelle: (Statistik Austria, 2024c)]	17
Abbildung 4 Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung des Fernwärmesektors in Österreich [Quelle: (Statistik Austria, 2024a)]	22
Abbildung 5 Anteile der Energieträger an der Fernwärmeaufbringung [Quelle: (Statistik Austria, 2024a)]	23
Abbildung 6 Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die Bundesländer [Quelle: Statistik Austria, 2024c]	24
Abbildung 7 Installierte Leistungen (elektrisch und thermisch) der thermischen Kraftwerke in Österreich [Quelle: (E-Control, 2023a)]	26
Abbildung 8 Geothermische Potenzialgebiete in Österreich [Quelle: eigene Abbildung auf Basis von Verein Geothermie Österreich, 2019]	28
Abbildung 9 Entwicklung der Erzeugernutzwärmeabgabe für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Dienstleistungssektor in den beiden berechneten Szenarien [Quelle: eigene Berechnungen]	31
Abbildung 10 Entwicklung des Kühlbedarfs (Nutzenergiebedarf für Raumkühlung) in Haushalten und Dienstleistungssektor [Quelle: (Krutzler et al., 2023), (Mayrhofer et al., 2023), (Kapeller et al., 2024), eigene Annahmen]	33
Abbildung 11 Technisches Abwärmepotenzial nach Abwärmequelle und Temperaturniveau [Quelle: Erhebung im Rahmen des Projektes INXS, verfügbar über die Austrian Heatmap (Technische Universität Wien and e-think, 2023)]. Der Begriff „Industrie“ umfasst zum Teil auch Gewerbe, wobei in den Daten eine genaue Abgrenzung zwischen Industrie und Gewerbe nicht immer möglich ist	37
Abbildung 12 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – schrittweise Identifikation der wirtschaftlichen Potenziale	42
Abbildung 13 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – Übersicht Kostenkomponenten und Szenarien	45
Abbildung 14 Berechnung der Kosten und Szenarien für objektbezogene Wärmebereitstellung	47
Abbildung 15 Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) – Identifikation des wirtschaftlichen Potenzials für Fernwärme bzw. objektbezogene Bereitstellung	48

Abbildung 16 Ablaufdiagramm der methodischen Schritte zur ökonomischen Bewertung von Kühlenergie-Szenarien [Quelle: Eigene Darstellung]	56
Abbildung 17 Wärmebedarfsdichte in Graz im Jahr 2030 und 2050 in Abhängigkeit der Entwicklung der Wärmenachfrage (WEM oder Transition) [Quelle: Eigene Berechnungen]	59
Abbildung 18 Ausdehnung potenzieller Fernwärmegebiete in Linz und Umgebung im Jahre 2050 in Abhängigkeit der Entwicklung der Wärmenachfrage (WEM oder Transition) und der angesetzten Anschlussrate im Zieljahr (60 % oder 90 %) [Quelle: Eigene Berechnungen]	62
Abbildung 19 Gebiete potenziell geeignet für Fernwärme (links oben), Flüsse (rechts oben), vorhandene Gasnetz-Infrastruktur (links Mitte), Geothermiepoteziale (rechts Mitte), Potenziale industrieller Abwärme standortgenau verortet (links unten), und Abwärmepoteziale aus Kläranlagen (rechts unten) und deren Verteilung über Österreich	65
Abbildung 20 Visualisierung der Ressourcenverfügbarkeit in den potenziell für Fernwärme geeigneten Regionen – 0 entspricht „Nicht verfügbar“ und 1 entspricht „Potenzial zu 100 % verfügbar“	66
Abbildung 21 Anteil verschiedener Technologien an der Fernwärmeaufbringung sowie die resultierenden Wärmegestehungskosten für Regionen des Typ 7	76
Abbildung 22 Anteil verschiedener Technologien an der Fernwärmeaufbringung sowie die resultierenden Wärmegestehungskosten für Regionen des Typ 9	77
Abbildung 23 Darstellung der stündlichen Simulationsergebnisse für beispielhafte Szenarien aus Regions-Typ 7 (unten, Heizsaison) und Regions-Typ 9 (oben, ganzes Jahr) .	78
Abbildung 24 Wärmegestehungskosten (LCOH – Levelized Costs of Heat) in den verschiedenen Szenarien für unterschiedliche Technologien in Einfamilienhäusern errichtet in den Jahren zwischen 1990 und 1999	80
Abbildung 25 Wärmegestehungskosten (LCOH – Levelized Costs of Heat) in den verschiedenen Szenarien für unterschiedliche Technologien in großen Bürogebäuden errichtet in den Jahren zwischen 1946 und 1969	80
Abbildung 26 Referenzkosten objektbezogene Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien	83
Abbildung 27 Gegenüberstellung der Kosten (LCOH) der objektbezogenen Wärmebereitstellung (rote Linie) und den Kosten (LCOH) der Fernwärme-Bereitstellung (Boxplot und Punktwolken) für verschiedene Szenarien-Varianten im Jahr 2030, volkswirtschaftliche Perspektive	84

Abbildung 28 Gegenüberstellung der Kosten (LCOH) der objektbezogenen Wärmebereitstellung (rote Linie) und den Kosten (LCOH) der Fernwärme-Bereitstellung (Boxplot und Punktwolken) für verschiedene Szenarien-Varianten im Jahr 2050, volkswirtschaftliche Perspektive	84
Abbildung 29 Ökonomische Potenziale von Fernwärme in den unterschiedlichen berechneten Szenarien, volkswirtschaftliche Perspektive, 2030	86
Abbildung 30 Ökonomische Potenziale von Fernwärme in den unterschiedlichen berechneten Szenarien, volkswirtschaftliche Perspektive, 2050	86
Abbildung 31 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2030 für die volkswirtschaftliche Betrachtung.....	88
Abbildung 32 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2050 für die volkswirtschaftliche Betrachtung.....	89
Abbildung 33 Kühlenergiebedarf (Endenergiebedarf) für Wohngebäude im Szenariofächer gemäß Tabelle 11 [Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kapeller et al., 2024; Krutzler et al., 2023; Mayrhofer et al., 2023)]. T – Transition Szenario; M – Marktdurchdringung; Tech – technologischer Fortschritt; Base – Basis-Annahmen; Mod eff. – Moderate Annahmen bzgl. Effizienzsteigerungen; Hohe eff. – Starke Annahmen zur Effizienzsteigerung (gemäß Tabelle 11)	93
Abbildung 34: Kühlenergiebedarf (Endenergiebedarf) für Nichtwohngebäude im Szenariofächer gemäß Tabelle 11 [Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kapeller et al., 2024; Krutzler et al., 2023; Mayrhofer et al., 2023)]. T – Transition Szenario; M – Marktdurchdringung; Tech – technologischer Fortschritt; Base – Basis-Annahmen; Mod eff. – Moderate Annahmen bzgl. Effizienzsteigerungen; Hohe eff. – Starke Annahmen zur Effizienzsteigerung (gemäß Tabelle 11)	94
Abbildung 35 Kosten für passive und aktive Maßnahmen in ausgewählten Szenarien (mit hoher Marktdurchdringung) [Quelle: eigene Berechnungen]	95
Abbildung 36 Mittlere Kosten für aktive Kühlung im Vergleich zu mittleren Kosten der Energieeinsparung durch passive Maßnahmen bezogen auf den praktischen Kühlbedarf (EUR/MWh) [Quelle: eigene Berechnungen]	96
Abbildung 37 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2030 für die betriebswirtschaftliche Betrachtung.....	106
Abbildung 38 Energieträgereinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2050 für die betriebswirtschaftliche Betrachtung.....	107

Literaturverzeichnis

Agora, V., Agora, E., Frontier Economics, 2018. The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels (No. 133/06-S-2018/EN).

Austria Solar, 2024. Galerie | | Solarwärme.at [WWW Document]. URL solarwaerme.at/galerie (aufgerufen 6.17.24).

Biermayr, P., Dißbauer, C., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Fürnsinn, B., Jaksch-Fliegenschnee, M., Leonhartsberger, K., Moidl, S., Prem, E., Schmidl, C., Strasser, C., Weiss, W., Wittmann, M., Wonisch, P., Wopienka, E., 2020. Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2019 266.

Brändle, G., Schönfisch, M., Schulte, S., 2020. Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen (EWI Working Paper No. No 20/04). Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln.

Büchele, R., Fallahnejad, M., Felber, B., Hasani, J., Kranzl, L., Themeßl, N., Habiger, J., Hummel, M., Müller, A., Schmidinger, D., 2022. Potenzial für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung.

Büchele, R., Hartner, M., Hirner, R., Hummel, M., Kranzl, L., Müller, A., Ponweiser, K., Bons, M., Grave, K., Slingerland, E., Deng, Y., Blok, K., Haas, R., 2015. Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung. 25.09.2015 147.

E-Control, 2023a. Strom - Betriebsstatistik 2022 (Kennzahlen der Wärmekraftwerke mit und ohne KWK) [WWW Document]. E-Control. URL e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2022 (aufgerufen 6.16.24).

E-Control, 2023b. Strom - Betriebsstatistik 2022 (Jahreserzeugung nach Komponenten) [WWW Document]. E-Control. URL e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2022 (aufgerufen 6.16.24).

E-Control, 2019. Strom-Bestandsstatistik 2018, Kennzahlen der Wärmekraftwerke mit und ohne KWK [WWW Document]. URL e-control.at/betriebsstatistik2018

E-Control, 2018. Bestandsstatistik - Engpassleistung nach Kraftwerkstypen und Größenklassen [WWW Document]. URL [e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik](https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik) (aufgerufen 11.10.20).

Europäische Kommission, 2020. Voluntary reporting template on comprehensive assessments [WWW Document]. URL ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en?redir=1 (aufgerufen 11.10.20).

Europäische Kommission, 2019. Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission vom 25. September 2019 zum Inhalt der umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU 27.

Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union, 2023. Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR), OJ L.

EUROSTAT, 2022. Disaggregated final energy consumption in households-quantities.

Fachverband Gas Wärme, 2023. Zahlenspiegel - Gas und Fernwärme in Österreich.

Fallahnejad, M., Kranzl, L., Haas, R., Hummel, M., Müller, A., García, L.S., Persson, U., 2024. District heating potential in the EU-27: Evaluating the impacts of heat demand reduction and market share growth. Applied Energy 353, 122154. doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122154

Fink, C., Eberl, M., Hengel, F., Riegler, T., 2023. Solarthermie Marktentwicklung 2022 - Innovative Energietechnologien in Österreich.

Fraunhofer ISI, 2020. Enertile [WWW Document]. URL enertile.eu/enertile-en/index.php (aufgerufen 12.21.20).

Gas Connect Austria, 2021. Gasnetz Karte Österreich.

Haneder, H., 2023. Biomasse - Heizungserhebung 2022.

IEA, 2018. World Energy Outlook 2018. International Energy Agency (IEA).

Kapeller, R., Bügelmayer-Blaschek, M., Herndler, B., Kranzl, L., Müller, A., Moser, S., Natiesta, T., Reichl, J., Schwalbe, R., 2024. The effects of climate change-induced cooling demand on power grids. *Energy Reports* 11, 674–691. doi.org/10.1016/j.egy.2023.07.028

Kellner, M., 2024. Bericht über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen gemäß § 18 AVV - Berichtsjahr 2022 115.

Könighofer, K., Domberger, G., Gunczy, S., Hingsamer, M., 2014a. Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich.

Könighofer, K., Goldbrunner, J., Füreder, J., 2014b. Potential der Tiefengeothermie für die Fernwärme und Stromproduktion in Österreich (Endbericht). Joanneum Research, Graz.

KPC, 2021. Abwärmedaten Österreich.

Kranzl, L., Mascherbauer, P., Fallahnejad, M., Pezzutto, S., Noverlli, A., Zambito, A., Miraglio, P., Belleri, A., Bottechia, L., Gantioler, S., Riviere, P., Etienne, A., Stabat, P., Betthou, T., Viegand, J., Jensen, C., Hummel, M., Müller, A., 2022. Analysis of the impacts of the renewable cooling energy definition. Part 3 of the study “Renewable cooling under the revised Renewable Energy Directive ENER/C1/2018-493” (No. MJ-07-22-386-EN-N).

Krutzler, T., Wasserbauer, Schindler, I., 2023. Energie- und Treibhausgasszenarien 2023 - WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050.

Lambert, M., 2018. Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World? (Oxford Energy Insight: 39). University of Oxford.

Lassacher, S., 2018. Industrielle Nutzung von Geothermie 97.

Lux, B., Pfluger, B., 2020. A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050. *Applied Energy* 269, 115011. doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115011

Mayrhofer, L., Müller, A., Bügelmayer-Blaschek, M., Malla, A., Kranzl, L., 2023. Modelling the effect of passive cooling measures on future energy needs for the Austrian building stock. *Energy and Buildings* 296, 113333. doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113333

Moser, S., Jauschnik, G., 2023. Using Industrial Waste Heat in District Heating: Insights on Effective Project Initiation and Business Models. *Sustainability* 15, 10559. doi.org/10.3390/su151310559

Moser, S., Lassacher, S., 2020. External use of industrial waste heat - An analysis of existing implementations in Austria. *Journal of Cleaner Production* 264, 121531. doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121531

Persson, U., Werner, S., 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy* 88, 568–576. doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020

Persson, U., Wiechers, E., Möller, B., Werner, S., 2019. Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. *Energy* 176, 604–622. doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189

Prognos AG, 2020. Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger.

SDH, 2017. Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants [WWW Document]. URL solar-district-heating.eu/en/plant-database/

Sensfuß, F., Bernath, C., Kleinschmitt, C., Resch, G., Geipel, J., Hiesl, A., Liebmann, L., Lumberras, S., Olmos, L., Ramos, A., Ploussard, Q., 2019. D7.8: Summary report - Energy Systems: Supply Perspective (A report compiled within the H2020 project SET-Nav (work package 7)).

SET-Nav, 2020. SET-Nav [WWW Document]. Strategic Energy Roadmap. URL set-nav.eu/

Statistik Austria, 2024a. Energiebilanzen [WWW Document]. STATISTIK AUSTRIA. URL statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen (aufgerufen 6.16.24).

Statistik Austria, 2024b. Wohnsituation [WWW Document]. STATISTIK AUSTRIA. URL statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/wohnen/wohnsituation (aufgerufen 6.16.24).

Statistik Austria, 2024c. Nutzenergieanalyse [WWW Document]. STATISTIK AUSTRIA. URL statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse (aufgerufen 6.16.24).

Statistik Austria, 2018a. Nutzenergieanalyse [WWW Document]. URL [statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html) (aufgerufen 11.10.20).

Statistik Austria, 2018b. Energiebilanzen - Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2018 (Detailinformation) [WWW Document]. URL [statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html) (aufgerufen 11.10.20).

Technische Universität Wien, e-think, 2023. Ergebnisse — Austrian Heat Map [WWW Document]. Austrian Heat Map. URL austrian-heatmap.gv.at/ergebnisse/ (aufgerufen 6.17.24).

Thrän, D., Billig, E., Persson, T., Svensson, M., Daniel-Gromke, J., Ponitka, J., Seiffert, M., 2014. Biomethane status and factors affecting market development and trade: a joint study (Task Sustainable International Bioenergy Trade & Task Energy from Biogas). International Energy Agency (IEA).

Umweltbundesamt, 2020. Fließgewässer des Gesamtnetz Österreich (GGN) [WWW Document]. data.gv.at. URL data.gv.at/katalog/dataset/c2287ccb-f44c-48cd-bf7c-ac107b771246 (aufgerufen 12.21.20).

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at