Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung

Endbericht

Von:

Technische Universität Wien

Richard Büchele
Reinhard Haas
Michael Hartner
Ricki Hirner
Marcus Hummel
Lukas Kranzl
Andreas Müller
Karl Ponweiser

Ecofys

Marian Bons
Katharina Grave

Ewald Slingerland
Yvonne Deng
Kornelis Blok

Datum: 25. September 2015

© TU Wien und Ecofys 2015 beauftragt durch: BMWFW

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie bewertet das Potenzial für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung in Österreich. Sie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung im Rahmen der Berichtspflichten gemäß Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU, Artikel 14 sowie Anhänge VIII und IX erstellt. Diese Berichtspflichten umfassen unter anderem die regionalisierte Darstellung des Wärmebedarfs sowie die Ermittlung von technischen und ökonomischen Potenzialen im Zeitraum bis zum Jahr 2025.

Die Hauptergebnisse der Studie umfassen den vorliegenden Endbericht sowie eine **interaktive Karte** Österreichs (siehe http://www.austrian-heatmap.gv.at) mit folgenden Inhalten:

- Regionalisierter Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser
- Wärmebedarf relevanter Industriestandorte
- Technische Potenziale für Fernwärmeversorgung, KWK Einsatz, Abwärmenutzung, Geothermie, Solarthermie sowie Fernkälte
- Ökonomische Potenziale (volkswirtschaftlich) der genannten Technologien
- Standorte von Wärmenetzen und Wärmebereitstellungstechnologien in Österreich

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst:

Ausgehend von einem **Raumwärme- und Warmwasserbedarf** von 89 TWh_{th} (Nutzenergie) im Basisjahr 2012 ergeben Modellrechnungen bei Fortsetzung der bestehenden Politikmaßnahmen einen zu erwarteten Rückgang auf 78 TWh bis zum Jahr 2025. Bei ambitionierten Politiken zur Förderung der Energieeffizienz ergibt sich ein Wärmebedarf von 65 TWh_{th}.

Für die Fernwärmeversorgung sowie für den KWK Einsatz wurde jeweils ein **maximales technisches Gesamtpotential** (Wärmedichten >10 GWh/km^2, Anschlussgrad von 90%) sowie ein **reduziertes** technisches **Potenzial** (Wärmedichten >20 GWh/km^2, Anschlussgrad von 45%) berechnet. Das maximale technische Potenzial für die Fernwärmeversorgung in Österreich beträgt unter den getroffenen Annahmen 63 TWh_{th}. Das reduzierte Potenzial beträgt 22 TWh_{th}. Das maximale technische Potenzial für die Wärmeerzeugung aus netzgebundenen KWKs im Jahr 2025 beträgt 57 TWh_{th}, das reduzierte Potenzial wird mit 20 TWh_{th} abgeschätzt. Die daraus resultierende mögliche Stromerzeugung wurde mit 49 TWh_{el} bzw. knapp 19 TWh_{el} abgeschätzt. Dabei ist zu beachten, dass der KWK Strom bei Ausschöpfung des Maximalpotenzials bei weiterem Ausbau von Photovoltaik und Wind nicht vollständig in das bestehende Stromsystem integriert werden kann. Die Ausschöpfung des geringeren reduzierten Potenzials sollte jedoch auch stromseitig möglich sein. Maßnahmen zur Steigerung des integrierbaren KWK Stroms umfassen Strom- und Wärmespeicher, möglichst flexible Fahrweisen der KWKs sowie ein Ausbau von Übertragungsnetzen.

Aufbauend auf den ermittelten technischen Potenzialen wurde eine monetäre **Kosten/Nutzen Analyse** der Fernwärme inklusive netzgebundener KWK im Vergleich zu dezentralen objektgebundenen Wärmebereitstellung für mehrere Szenarien durchgeführt. Die daraus ermittelten Potenziale sind dabei als **volkswirtschaftliche** Potenziale zu verstehen, die aufgrund geringerer Zinssätze (Zinssatz 4%) und längerer Durchrechnungszeiträume (technische Lebensdauern der Anlagen) von betriebswirtschaftlichen Entscheidungskalkülen abweichen können. Die **ökonomischen Potenziale der Fernwärme** hängen zudem stark vom angenommenen Anschlussgrad ab. Bei Anschlussgraden von 90% ergibt sich im Basisszenario ein ökonomisches Potenzial von ca. 52 TWh_{th} Wärmebereitstellung aus Fernwärme. Im Szenario mit Anschlussgraden von 45% reduziert sich das ökonomische Potenzial auf unter 20 TWh_{th} (inklusive bereits bestehender Netze). Bezüglich **der in Wärmenetze integrier-**

ten KWK-Anlagen ergeben sich im zentralen Szenario aufgrund der geringen Strompreise keine zusätzlichen ökonomischen Potenziale in Österreich. Die 2025 noch bestehenden KWKs tragen mit etwa 6 TWh_{th} zur Wärmebereitstellung in Wärmenetzen bei. In den Szenarien mit niedrigen Gaspreisen bzw. hohen CO_2 Preisen ergeben sich zusätzliche ökonomische Potenziale von 13 bzw. 20 TWh_{th} Wärmebereitstellung aus KWK.

Im Bereich **der Industrie** (vorwiegend Betriebe, die dem ETS unterliegen) wurden technische und ökonomische Potenziale für den Einsatz **der industriellen KWK** und für die mögliche Nutzung der **Abwärme** zur Versorgung von Fernwärmegebieten ermittelt. Unter der Annahme, dass der Prozesswärmebedarf der Industrie bis 500°C durch Wärme aus KWK Anlagen bereitgestellt werden kann, ergibt sich ein technisches Potenzial von insgesamt knapp 35 TWh_{th} Wärmebereitstellung in den untersuchten Industriesektoren. Daraus resultiert ein technisches Potenzial für Stromerzeugung aus industriellen KWK Anlagen von 12 TWh_{el}. Das technische Potenzial für Abwärmeauskopplung zur Einspeisung in Wärmenetze wurde für die Temperaturbereiche >100°C und <100°C (Nutzung in Kombination mit Wärmepumpen oder in Niedertemperaturnetzen) ermittelt. Das technische Potenzial mit Abwärmetemperatur über 100°C wurde mit fast 3 TWh abgeschätzt, unter 100°C ergaben die Berechnungen ein Potenzial von rund 8,5 TWh. Diese Ergebnisse beruhen teilweise auf Hochrechnungen, welche mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Vor allem hinsichtlich der wirtschaftlichen Realisierbarkeit der Abwärmenutzung, bedarf es im Detail weiterführender, unternehmensspezifischer Untersuchungen, welche im Rahmen dieser Studie nicht möglich waren.

Darüber hinaus wurden technische Potenziale **erneuerbarer Energieträger** zur Wärmebereitstellung ermittelt. Für den Einsatz von Biomasse zur Wärmebereitstellung wurde aus der Literatur ein technisches Potenzial von 31 TWh (ohne Importe) angenommen, wobei davon ausgegangen wurde, dass dieses Potenzial großteils im ländlichen Raum eingesetzt wird. Das gesamte technische Potenzial von Solarthermie wurde auf Basis von Dachflächenschätzung mit 37,5 TWh abgeschätzt. Davon könnten 14,5 TWh auf Gebäuden erzeugt werden, die als groß genug für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz klassifiziert wurden. Allerdings ist dieses Potenzial nur bei entsprechendem Zubau von Wärmespeichern sinnvoll in Wärmenetze integrierbar und das wirtschaftliche Potenzial als wesentlich geringer einzustufen. Die Nutzung von Tiefengeothermie wurde auf Basis von Literatur auf fast 1,9 TWh geschätzt und sie ist auf wenige Gebiete in Österreich beschränkt. Das technische Potenzial von oberflächennaher Geothermie in Kombination mit Wärmepumpen wird ebenfalls auf Basis von Literatur als sehr hoch eingestuft. Im ländlichen Raum könnte damit ein Großteil des Wärmebedarfs gedeckt werden. Auch dem Einsatz von Großwärmepumpen wird prinzipiell vor allem aufgrund der gesunkenen Strompreise ein großes Potenzial zugewiesen. Allerdings konnte das technische und ökonomische Potenzial aufgrund von großen Unsicherheiten bezüglich vorhandener Wärmequellen und den Kosten der Erschließung im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden.

Der gebäudebezogene **Kühlenergiebedarf im Jahr 2025** wurde auf Basis von Modellrechnungen mit 2,6 TWh_{th} abgeschätzt. Das technische Potenzial für den Einsatz effizienter Absorptionskältemaschinen beträgt unter den getroffenen Annahmen etwas mehr als 0,3 TWh_{th}.

Zusätzlich zu den quantifizierten Potenzialen wurden im Rahmen des Projekts unter Einbindung der Stakeholder praktische und rechtliche Hemmnisse zu deren Umsetzung identifiziert.

Aufgrund des geografischen sowie inhaltlichen Umfangs der Studie mussten teilweise Annahmen getroffen bzw. Hochrechnungen durchgeführt werden. Die quantitativen Ergebnisse ersetzen damit trotz geografischer Auflösung keine detaillierten, projektspezifischen Untersuchungen (z.B. zu Leitungskosten, Biomasse-Verfügbarkeit, ungenutzten Abwärmemengen an Industriestandorten usw.) vor der

Umsetzung. Alle Ergebnisse, sowie deren Visualisierung anhand einer interaktiven Karten finden sich unter: http://www.austrian-heatmap.gv.at

Summary

This report presents results of a study conducted to assess the potential for efficient district heating and high-efficient cogeneration of heat and power (CHP) in Austria. The study was conducted on behalf of the Austrian Federal Ministry of Science and Economics and aims at supporting the authorities to fulfill the reporting duties related to the Energy Efficiency Directive 2012/27/EU, Article 14. This article asks for a comprehensive assessment of technical and economic potentials of CHP and district heating on a geographically disaggregated level until the year of 2025 from each member state.

The main results of the study comprise this report and an **interactive heatmap for Austria** (see http://www.austrian-heatmap.gv.at) including the following content:

- Geographically disaggregated heat densities for space heating and domestic hot water in Austria
- Heat demand of the most relevant industrial sites
- Technical potentials for district heating, CHP, waste heat, geothermal heat, solar thermal and district cooling
- Economic potentials of the technologies mentioned above for regions with high technical district heating potential
- Locations of existing district heating grids and heat supply technologies in Austria

In the following the major results are presented:

Model results suggest that final energy demand for **space and water heating** in Austria will decline starting from below 100 TWh_{th} in the base year of 2012 to 78 TWh_{th} in year 2025 in a current policy scenario or to around 65 TWh_{th} in an ambitious energy efficiency scenario.

For both, district heating and heat from CHP plants, a **maximum technical potential** (district heating in regions with heat densities >10 GWh/km^2 and high connection rates of 90% within those regions) and a **reduced technical potential** (heat densities >20 GWh/km^2 and connection rates of 45%) was calculated based on regionalized data on heat demand. For district heating a maximum potential of 63 TWh_{th} for the base scenario in 2025 was estimated. The reduced technical potential amounts to 22 TWh_{th}. The maximum potential for CHP heat is around 57 TWh_{th} while the reduced potential declines to 20 TWh_{th}. The resulting electricity generation from CHP is estimated to be 49 TWh_{el} and 19 TWh_{el} respectively for the exploitation of the reduced potential. It should be noted that if the maximum technical potential was to be deployed, the electricity production from CHP plants is expected to exceed the residual demand for electricity in Austria significantly. The production from an exploitation of the reduced CHP potential can be almost fully integrated in the electricity system.

Using the calculated technical potentials, a **cost benefit analyses** was conducted to estimate the economic potential for district heating and CHP for various scenarios. Assuming an interest rate of 4% and depreciating the capital costs over the full technical lifetime of all technologies the economic potential is to be seen as social planner perspective rather than an economic assessment of incentives for private investors. Furthermore the **economic potential of district heating** highly depends on the assumed connection rates. With connection rates of 90% the potential is estimated to be as high as 52 TWh_{th} because heating grids seem to be economically feasible even for relatively low heat densities. However if a connection rate of only 45% is assumed the economic potential goes down to 20 TWh_{th}. **Economic potentials of CHPs** in district heating are very low for the baseline scenarios

because of low electricity prices. It is estimated that in the year 2025 6 TWh of heat will be provided by existing CHP plants. Only in the scenarios with low gas prices or high CO_2 prices an additional potential of 13 and 20 TWh_{th} respectively is calculated.

Potential for **CHP** heat and **waste heat** were also assessed for the **industry sector**. Assuming that CHP can supply process heat of up to 500°C the technical potential heat from industrial CHPs is around 35 TWh_{th}, while the resulting electricity production is around 12 TWh_{el}. Waste heat potentials were calculated for temperature levels of >100°C and <100°C (in combination with heat pump or just for low temperature heating grids). The technical potential for waste heat >100°C is estimated to almost 3 TWh_{th}, while the potential below 100°C is 8.5 TWh_{th}. It should be noted that those potentials are largely based on extrapolations from other studies on industrial processes. The assessment of the economic feasibility has to be made for each process and must consider the characteristics of process heat demand and its supply at each site individually which was out of scope of this study.

Furthermore, potentials for **renewable energy carriers** were calculated mainly based on results from literature. The technical potential for heat from biomass in Austria was assumed to be 31 TWh (without imports). The technical potential for heat from solar thermal systems was estimated to be 37.5 TWh in total. Out of this, 14.5 TWh could be produced on rooftops classified as big enough for feed in into district heating networks. However it is assumed that a significant amount of heat storage capacity is needed to integrate this potential and the cost benefit analyses shows that the existing potential is not competitive compared to other options under current market conditions. The potential for deep geothermal heat is limited to almost 1.9 TWh and potential sites are only available in selected regions. The use of ambient heat through heat pumps however could possibly cover a significant part of the heating demand especially in rural areas. Also the potential of large scale heat pumps in district heating grids is supposed to be high. However, there are still great uncertainties concerning heat sources and related costs in urban regions which is why the potential could not be quantified in this study.

Model results estimate the building related energy **demand for cooling** in the year 2025 to be 2.6 TWh_{th} in Austria. The technical potential for absorption chillers which are only supposed to be relevant for buildings with high cooling needs and high full load hours is estimated to be slightly over 0.3 TWh_{th}.

In addition to quantifying technical and economic potentials the study also discusses barriers related to the realization of existing potentials which also can be found in this report.

Due to the geographical scope of the study related to the reporting duties of the Energy Efficiency Directive some of the results are based on aggregated assumptions, literature values and extrapolations. Therefore it should be noted that although the potentials where quantified on a regionally disaggregated level more detailed studies will have to be conducted to assess the economic feasibility of each individual district heating project (e.g. distribution costs, local biomass potential, etc.). All results and the visualization of the Austrian heating demand and relevant supply technologies can be found here: http://www.austrian-heatmap.gv.at

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Zielsetzung 1

2 Wärme- und Kältebedarf in Österreich 2
2.1 Status Quo des Wärme- und Kältebedarfs in Österreich 2
2.1.1 Wärme- und Kältebedarf im Gebäudesektor 2
2.1.1.1 Methodik 2
2.1.1.2 Der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden 4
2.1.2 Wärme- und Kältebedarf in der Industrie 6
2.1.2.1 Methodik 6
2.1.2.2 Der Wärme- und Kältebedarf des produzierenden Sektors in Österreich 7
2.1.2.3 Anzahl Beschäftigter im produzierenden Bereich 9
2.2 Szenarien des Wärme- und Kältebedarfs bis 2025 (und darüber hinaus) 10
2.2.1 Methodik Szenarien des Wärme- und Kältebedarfs im Gebäudesektor 10
2.2.2 Business-As-Usual (BAU) Szenario 11
2.2.3 Hocheffizienzszenario 12
2.2.4 Szenarien des Wärme- und Kältebedarf der Industrie 12
2.3 Wärmelastkurven für Regionen und Einzelobjekte 14
2.3.1 Wärmelastverläufe für Fernwärmeregionen 14
2.3.2 Wärmelastverläufe für Einzelobjekte 16

3 Status Quo der Wärme- und Kälte- Bedarfsdeckung in Österreich 17
3.1 Objektbezogene Bedarfsdeckung in Österreich 17
3.2 Netzgekoppelte Bedarfsdeckung in Österreich 18
3.2.1 Entwicklung des Fernwärmesektors und aktueller Stand 18
3.2.2 Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze (Erzeugungsanlagen und Unternehmen) 20
3.2.3 Struktur der Fernwärmenetze 24
3.2.4 Annahmen zur Bestandsentwicklung bis 2025 31

4 Technische Potenziale für Fernwärme, KWK und effiziente Wärme- und Kältebereitstellung 32
4.1 Definition effizienter Fernwärme- und Fernkälte sowie hocheffizienter KWK 33
4.2 Methodik zur Aufteilung potentieller Fernwärmeregionen in Haupt- und Nebenregionen 33
4.2.1 Fernwärme-Hauptregionen 34
4.2.2 Nebenregionen 37
4.3 Technisches Potenzial für Fernwärmeversorgung 42
4.3.1 Fernwärmepotenzial in Hauptregionen 42
4.3.2 Fernwärmepotenzial in Nebenregionen 44
4.4 Technisches Potenzial für KWK 47
4.4.1 Unterscheidung nach Haupt- und Nebenregionen 48
4.4.2 Abschätzung der daraus resultierenden Stromproduktion 50

4.4.3 Unterscheidung nach Anlagengröße 54
4.4.4 KWK-Potenzial - industrielle Anlagen 55
4.5 Technisches Potenzial für Abwärmeauskopplung 56
4.6 Technisches Potenzial für Biomasse 57
4.7 Technisches Potenzial für Geothermie und Umgebungswärme 58
4.7.1 Nutzung von Tiefengeothermie 58
4.7.2 Einsatz von Wärmepumpen und Großwärmepumpen 60
4.8 Technisches Potenzial für Müllverbrennung 61
4.9 Technisches Potenzial für Solarthermie 62
4.10 Technisches Potenzial für effiziente Kälteversorgung 65

5 Effizienzkriterium der KWK und Effizienzsteigerungspotenziale 67
5.1 Bewertungskriterien 67
5.2 Anwendung der Kriterien auf verschiedene KWK-Konzepte: 68
5.3 Effizienzsteigerungsmaßnahmen 72
5.3.1 KWK 72
5.3.2 Fernwärmenetze 74

6 Kosten/Nutzen-Analyse – ökonomische Potenziale 77
6.1 Einleitung 77
6.2 Eingangsparameter 78
6.2.1 Erzeugungskosten 78
6.2.2 Netzkosten 81
6.2.2.1 Zuleitungskosten 83
6.2.2.2 Verteilnetzkosten 83
6.2.3 Brennstoffpreise und CO_2-Preise 84
6.3 Methodik 86
6.3.1 Wärmebereitstellung für Haushalte und Gewerbe 86
6.3.1.1 Dezentrale Wärmebereitstellung durch BHKW 88
6.3.1.2 Bestimmung der Merit Order 89
6.3.1.3 Bestimmung der Fahrweise und Stromeinnahmen der KWK Technologien 90
6.3.2 Kältebereitstellung für Haushalte und Gewerbe 91
6.3.3 Wärmebereitstellung in der Industrie 91
6.3.4 Bewertung der Effizienz des ökonomischen Fernwärme- und Fernkälte-Potenzials 93
6.4 Ökonomisches Potenzial der effizienten Fernwärmeversorgung 94
6.5 Ökonomisches Potenzial für hocheffiziente KWK 97
6.5.1 Ökonomisches Potenzial im Bereich Haushalte und Gewerbe 97
6.5.2 Ökonomisches Potenzial in der Industrie 99
6.6 Ökonomisches Potenzial für netzgebundene Kältebereitstellung 100
6.6.1 Ökonomisches Potenzial der Fernwärme basierten Kälteerzeugung 100
6.6.2 Wirtschaftlichkeit der Fernwärme bei Kältebereitstellung über Fernwärme 100
6.6.3 Ökonomisches Potenzial der Fernkälte 101
6.7 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen 101
6.7.1 Methodisches Vorgehen 101
6.7.2 Ergebnisse der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen im Bereich Haushalte und Gewerbe 102

6.7.3 Ergebnisse der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen in der Industrie 103
6.8 Sensitivitätsanalyse 104
6.8.1 Einfluss der Sensitivitätsszenarien auf die Eingangsparameter 104
6.8.2 Sensitivität der Ergebnisse der Potenzialanalyse für Haushalte und Gewerbe 105
6.8.3 Sensitivität der Ergebnisse der Potenzialanalyse in der Industrie 109

7 Hemmnisse und nicht quantifizierte Aspekte 113
7.1 Analyse der Hemmnisse 113
7.1.1 Einflussfaktoren auf das ökonomische Potenzial und daraus resultierende Hemmnisse 113
7.1.2 Hemmnisse zur Umsetzung des ökonomischen Potenzials 115
7.1.3 Internationale gesetzliche Rahmenbedingungen zur Förderung der Umsetzung des ökonomischen Potenzials 116
7.2 Nicht quantifizierte Aspekte der Fernwärme- und Kälteversorgung 118
7.2.1 Bereitstellung von Flexibilität zur Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energieträger 118
7.2.2 Fernwärme als Hedging Instrument: Geringeres Preisrisiko durch Diversifizierung der Bereitstellungstechnologien 118
7.2.3 Luftschadstoffe 119

8 Literaturverzeichnis 120
8.1 Technologiedaten 124

9 Abbildungsverzeichnis 126

10 Tabellenverzeichnis 132

11 Anhang 134
11.1 Berechnung der Wärmebereitstellungskosten 134
11.2 Ökonomisches Fernwärme-Potenzial in den Nebenregionen 136
11.3 Einbindung relevanter Stakeholder 136

1 Einleitung und Zielsetzung

In diesem Vorhaben zur „Umfassenden Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung" werden die folgenden Zielsetzungen verfolgt:

- Ermittlung des Potenzials für den Einsatz von hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK,
- Ermittlung des Potenzials für den Einsatz von effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung,
- Unterstützung des Auftraggebers hinsichtlich dieser genannten Punkte im Sinne der Berichtspflichten gemäß Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU, Artikel 14 sowie Anhänge VIII und IX.

Die Arbeiten orientieren sich dabei an folgenden Punkten und Dokumenten und den dort formulierten Zielen und Methoden:

- Ausschreibungstext
- Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU, Artikel 14 sowie Anhänge VIII und IX
- Interpretative Note der Europäischen Kommission zu diesem Artikel (der letztgültige Stand des Dokuments wird bei der Bearbeitung des Projekts Berücksichtigung finden)

Die Anforderungen der Ausschreibung werden voll erfüllt, d.h. die Ergebnisse des Projektes sind gemäß Ausschreibung:

1. Potenzial für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK;
2. Potenzial für den Einsatz von effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung;
3. Bedarfspotenzial für Nutzwärme und Nutzkühlung für den Einsatz zusätzlicher hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung;
4. Grafische Darstellung im Sinne einer EDV-basierten Karte bestehender und potentieller Wärme- und Kältebedarfspunkte, der bestehenden und geplanten Fernwärme- und Fernkälteinfrastruktur sowie der Potenziale;
5. Energieeffizienzpotenzial bestehender Fernwärme- und Fernkälteinfrastruktur;
6. Hindernisse, die der Verwirklichung des Potenzials hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälte entgegenstehen können und allfällige Vorschläge zur Steigerung des Anteils von KWK, Fernwärme und Fernkälte;
7. Kosten/Nutzenanalyse, zur Ermittlung der ressourcen- und kosteneffizientesten Lösungen zur Deckung des Wärme- und Kälteversorgungsbedarfs;
8. Erreichbare Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen.

Die Ergebnisse des Projekts werden in folgenden Outputs dargestellt:

- EDV-basierte, interaktive graphische Karten mit Wärmebedarf aktuell und 2025 (in zwei Szenarien), bestehenden Fernwärme- und Kältenetzen, Abschätzung von Abwärmepotenzialen und sonstige Angebotspunkten, technischen und ökonomischen Potenzialen für effiziente Fernwärme und Fernkälte sowie den Einsatz hocheffizienter KWK.
- Bericht als Vorlage zur Übermittlung an die Europäische Kommission im Sinne des Artikels 14 Energieeffizienzrichtlinie.

2 Wärme- und Kältebedarf in Österreich

2.1 Status Quo des Wärme- und Kältebedarfs in Österreich

In diesem Kapitel wird die detaillierte, regional aufgelöste Darstellung des Wärmebedarfs nach Sektoren (Industrie, Dienstleistung, Landwirtschaft, Haushalte) und nach Möglichkeit regional verortet vorgenommen. Der Gesamtbedarf wird dann für die weiteren Arbeitspakete auf verschiedene Temperaturlevel und verschiedene Wärmedichten aufgeteilt.

2.1.1 Wärme- und Kältebedarf im Gebäudesektor

2.1.1.1 Methodik

Der aktuelle Wärme- und Kältebedarf des Gebäudesektors sowie die Szenarien bis 2025 und darüber hinaus (siehe Kapitel 2.2) werden anhand des techno-ökonomischen bottom-up Modells Invert/ EE-Lab regional disaggregiert errechnet. Die energetische Berechnung ist in Invert/EE-Lab durch eine thermodynamisch/physikalische Abbildung von Gebäuden implementiert. Die Berechnung des Endenergiebedarfs basiert auf den österreichischen Vornormen ÖNORM B 8110-5 2007, ÖNORM B 8110-6 2007, ÖNORM H 5055 2008 und ÖNORM H 5056 2007. Der systematische Nutzerfaktor ist als Abweichung der Innenraumtemperatur gegenüber den von Norm vorgesehenen 20°C integriert (Müller und Biermayr, 2010).

Als **Datenbasis** für den aggregierten, bestehenden Gebäude- und Heizungsbestand und den damit einhergehenden nationalen Energieverbrauch werden die vorhandenen Publikationen der Statistik Austria herangezogen. Im Bereich disaggregierter Daten werden Datenbanken der Autoren verwendet, ein Abgleich aller verwendeten Daten mittels nationaler Statistiken ist erfolgt. Zusammenfassend können folgende wesentlichen Quellen angegeben werden:

- Gebäudedaten: Statistik Austria, (2004): "Gebäude- und Wohnungszählung 2001"; Statistik Austria, (2006): Schriftenserie "Wohnungen 2002" bis „Wohnen 2010"; Statistik Austria, 2003-2011: "Arbeitsstättenzählung 2001"; Statistik Austria: „Blick auf die Gemeinde: 4.27 Fertiggestellte Gebäude mit Wohnungen" und „Merkmale: Gebäude und Wohnungen"; Statistik Austria, (2009c): „Errichtung von Gebäuden und Wohnungen: Baubewilligungen und Fertigstellungen 2002-2011"; Statistik Austria, (2011): „Heizungen 2003/2004, 2005/2006, 2007/2008 und 2009/2010".
- Energieverbrauch und Energieverbrauchsstrukturen: Statistik Austria, (2005): "Nutzenergieanalyse 2008"; Mikrozensuserhebungen der Statistik Austria, Statistik Austria, 2009: „Energieeinsatz der Haushalte 2003/2004, 2005/2006, 2007/2008 und 2009/2010"

Als Ausgangsjahr für die Basis-Daten wurde das Jahr 2008 gewählt. Ausgehend von der Datenbasis und Basiskalibrierung basierend auf (Müller et al., 2014) wurden die Kalibrierungsdaten für die dynamische Entwicklung anhand der Stützperiode 2008-2012 aktualisiert (zur Methodik der Szenarien-Entwicklung siehe Kapitel 2.2.1.). In diesem Bericht dienen die Daten der Statistik-Austria aus der Energiebilanz 2013 als Basis zur Modellkalibrierung bis zum Jahr 2012.

Tabelle 2-1 zeigt die aktuelle Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten, aufgeschlüsselt nach 3 Bauperioden sowie deren Sanierungszustand in der verwendeten Modellkalibrierung.

Tabelle 2-1: Anzahl an Gebäuden und Wohneinheiten in 2008

	1000 Gebäude	1000 Wohneinheiten
WG, vor 1945, unrenoviert [1)]	**228**	**523**
WG, vor 1945, renoviert [2)]	**146**	**336**
WG, 1945-1980, unrenoviert [1)]	**448**	**921**
WG, 1945-1980, renoviert [2)]	**307**	**648**
WG, 1981-2000, unrenoviert	**492**	**928**
WG, 2001-2020, unrenoviert	**112**	**208**
NWG-DL, vor 2010	**145**	

1) unrenoviert: keine Maßnahmen an der Gebäudehülle nach 1994
2) renoviert: Maßnahmen (auch nicht thermisch wirksame Maßnahmen) ab 1995

Abgebildet wurde der österreichische **Gebäudebestand** anhand der folgenden Gruppen:

- Wohngebäude (92 Gebäudekategorien):
  - 4 Gebäudegrößen (EFH, ZFH, kl. MFH, gr. MFH)
  - 8 Bauperioden (vor 1919, 1919 bis 1944, 1945 bis 1960, 1961 bis 1970, 1971 bis 1980, 1981 bis 1990, 1991 bis 2002 und Neubauten)
  - sanierte Bauten und nicht sanierte Bauten
- Dienstleistungsgebäude (45 Gebäudekategorien):
  - 7 Typen (Hotels oder ähnliche Gebäude, Bürogebäude, Gebäude des Groß- oder Einzelhandels, Gebäude des Verkehrs- oder Nachrichtenwesens, Werkstätten, Industrie- oder Lagerhallen, Gebäude für Kultur- oder Freizeitzwecke bzw. des Bildungs- oder Gesundheitswesens, sonstige Gebäude)
  - 1 bis 4 Bauperioden (jeweils nach Typ)
  - 1 bis 3 Größenklassen (jeweils nach Typ)

Nebenwohnsitze (NWS) und Wohnungen ohne Wohnsitzmeldung sind im implementierten Datenbestand nicht enthalten. Auf Basis von Plausibilitätsabschätzungen wurde für diese beiden Gruppen ein jährlicher Energiebedarf für Heizen und Warmwasserbereitstellung von etwa 2,5% des Energiebedarfes der Hauptwohnsitze (HWS) berechnet. Dieser zusätzliche Energiebedarf ist kleiner als der Bereich der sich durch Unsicherheiten bei den HWS (bzw. dessen Vergleich mit der Energiebilanz) ergibt. Deshalb wurden die NWS und WS ohne Wohnsitzmeldung nicht explizit modelliert, sondern über die Modellkalibrierung in den Ergebnissen berücksichtigt.

Um eine **regionale Auswertung** der Wärmenachfrage durchführen zu können, wurden die Siedlungsflächen (Dauersiedlungsraum, Statistik Austria, 2008) auf einem 250x250m Raster mit der Anzahl der Einwohner auf einem 1x1km Raster (Statistik Austria, 2006) verschnitten. Der entwickelte Algorithmus legt die Gebäudestruktur (Wohneinheiten, Bauperiode, Gebäudetyp, Anteil Wohneinheiten nach Größe, Heizenergieträger etc. auf Gemeindeebene; für alle 2380 Gemeinden, GWZ 2001, Statistik Austria) sowie Arbeitsstätten und Beschäftige nach Betriebsgröße und Abteilungen der ÖNACE auf Gemeindeebene (ASZ 2001, Statistik Austria, 2009c) über Tangentialflächen auf einen 50x50m Raster um. Abbildung 2-1 zeigt den Siedlungsraum in Österreich gemäß Statistik Austria, wie er im gegenständlichen Projekt als Grundlage diente.

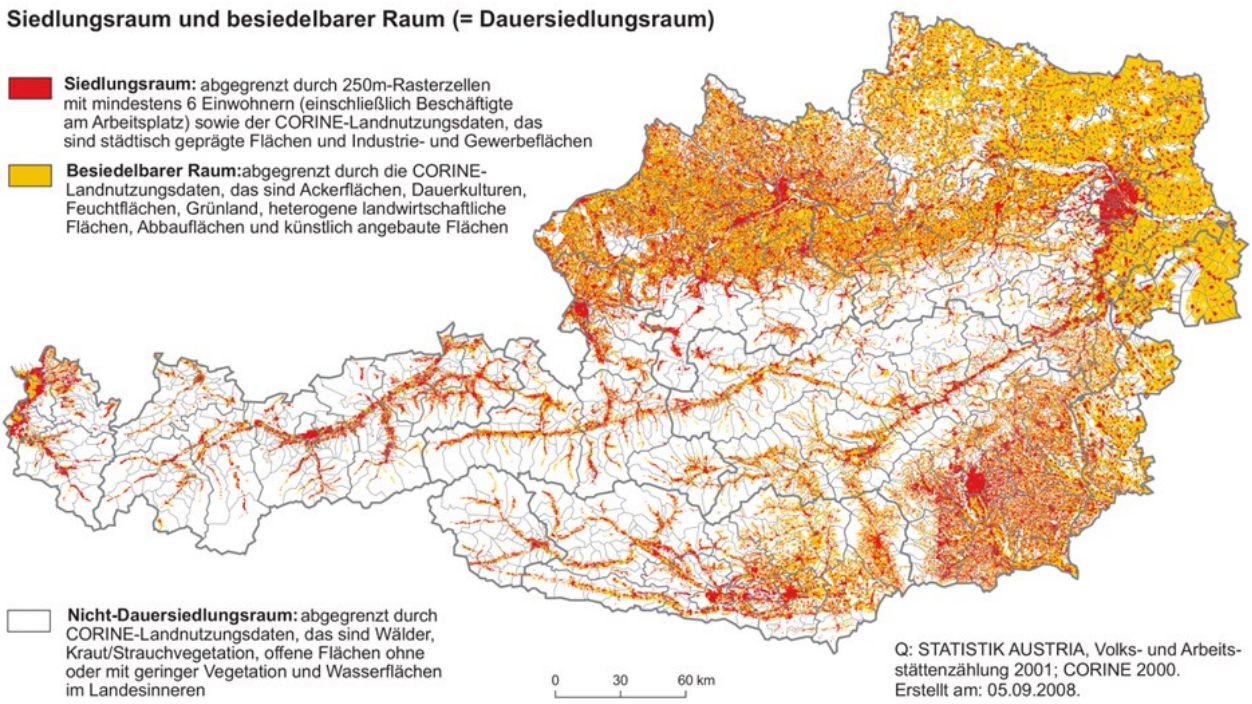

Abbildung 2-1: Dauersiedlungsraum in Österreich (Quelle: Statistik Austria)

Die Plot-Ratio ist in der Definition der Energieeffizienzrichtlinie als Verhältnis der Summe aller Geschossflächen eines Gebäudes zur Gesamtfläche des umgebenden Grundstücks nicht ganz eindeutig, da die Größe des umgebenden Grundstücks nicht definiert ist. Durch den gewählten, auf Rasterzellen basierenden, Ansatz wird speziell in wenig besiedelten Regionen einer großen Bodenfläche eine Bebauung zugewiesen.

Das Bebauungsverhältnis[1], das sich durch den gewählten Ansatz ergibt, liegt über weite Bereiche unter den Werten, die in anderen Studien ausgewiesen werden (siehe Blesl, 2002). Um diesen Fehler zu kompensieren, wird eine zweite Variante der Bebauungsdichte berechnet (im Folgenden mit „kompakte Siedlungsflächen" bezeichnet). Dazu werden die 50x50 m Rasterpunkte, denen gemäß des aufgesetzten Modells eine Plot-Ratio von unter 0,05 zugewiesen werden, schrittweise (3-stufig) auf Rasterpunkte mit höherer Bebauungsdichte, aufgeteilt. Als Einschränkung gilt, dass die Bebauungsdichte der Rasterpunkte pro Stufe um nicht mehr als 75% im Vergleich zur Berechnungsmethode ohne Fehlerkompensation steigen darf. Im Folgenden werden für die Auswertungen nur mehr die Ergebnisse auf Basis der kompakten Siedlungsflächen herangezogen.

2.1.1.2 Der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden

Insgesamt ergibt sich aus den Modellrechnungen für das Jahr 2012 ein Gesamtwärmebedarf von Wohn- und Nichtwohngebäuden von 89 TWh (zur Aufteilung auf Gebäudekategorien siehe Abbildung 2-10). Der aus dem Modell bestimmte resultierende regionalisierte Wärmebedarf ist in Abbildung 2-2

[1] Im vorliegenden Projekt werden „Plot-Ratio", „Geschossflächenzahl" (beide Begriffe gemäß Energieeffizienzrichtlinie) und „Bebauungsverhältnis" synonym verwendet.

dargestellt. Die Output-Daten des Modells erlauben eine sehr vielfältige Auswertung des österreichischen Wärmebedarfs nach bestimmten Parametern wie Wärmedichten, Wärmemengen aber auch nach der Plot-Ratio, gemäß Energieeffizienzrichtlinie wie sie für die Analyse in den folgenden Kapiteln dieses Berichts benötigt werden.

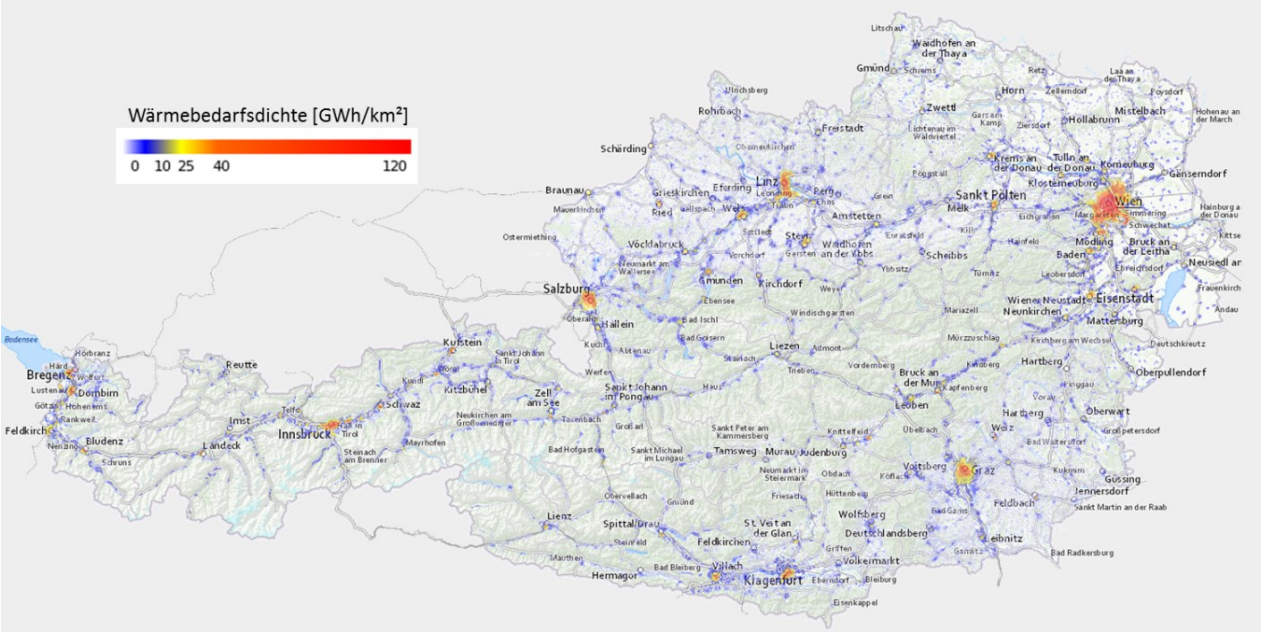

Abbildung 2-2: Gebäudebezogener Wärmebedarf in Österreich (Quelle: Invert/EE-Lab, http://www.austrian-heatmap.gv.at)

Eine Ordnung des Energiebedarfs nach Regionen mit unterschiedlichen Dichten ist in Abbildung 2-3 dargestellt. Diese Auswertungen werden in weiterer Folge herangezogen um sinnvolle Grenzen für verschiedene Wärmedichteklassen innerhalb der Regionen festzulegen.

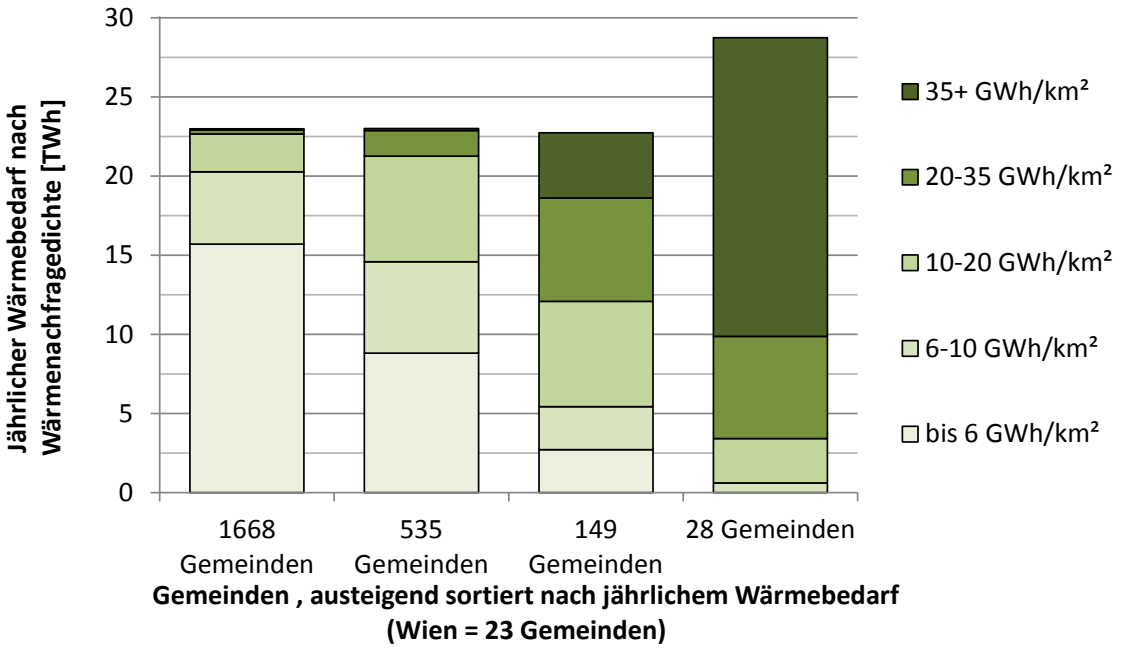

Abbildung 2-3: Ordnung des Wärmebedarfs nach Regionen und Wärmedichten (Quelle: Invert/EE-Lab)

Der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser wurde für die weiteren Auswertungen für alle österreichischen Gemeinden in sechs Dichteklassen von weniger als 6 GWh/km² bis über 60 GWh/km² unterteilt. Die Verteilung des ermittelten Gesamtbedarfes für das Jahr 2012 auf diese sechs Dichteklassen ist in Abbildung 2-4 ersichtlich. Von den insgesamt rund 89 TWh befinden sich 10% in Gebieten mit Wärmebedarfsdichten von weniger als 10 GWh/km², der größte Anteil von 62% in Gebieten zwischen 10 und 35 GWh/km² und die restlichen 28% in Gebieten mit sehr hohen Wärmebedarfsdichten von mehr als 35 GWh/km².

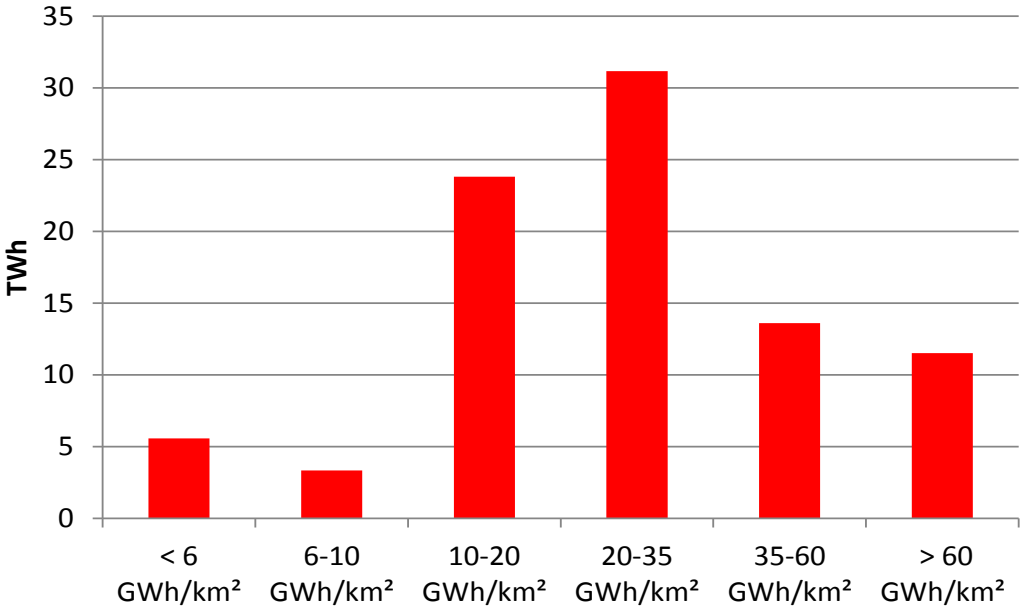

Abbildung 2-4: Verteilung des Wärmebedarfes für Raumwärme und Warmwasser aller Gemeinden auf Wärmedichten (Quelle: Invert/EE-Lab)

2.1.2 Wärme- und Kältebedarf in der Industrie

2.1.2.1 Methodik

Die Erfassung des industriellen Energiebedarfs erfolgt im Rahmen dieser Studie mittels dreier unterschiedlicher Methoden. Zum einen erfolgt eine Charakterisierung des relevanten Energiebedarfs (Wärme- und Kälte) top-down auf Basis nationaler Statistiken kombiniert mit sektoralen Studien. Zum anderen erfolgt eine Hochrechnung des Wärme- und Kältebedarfs bottom-up auf zwei unterschiedliche Arten. Einmal werden energetisch wichtige Produkte auf Ebene des gesamten Bundesgebietes mit Daten zum spezifischen Energiebedarf verknüpft. In der zweiten bottom-up Variante wird der Energiebedarf großer Betriebe anlagenscharf abgeschätzt, kombiniert mit der aggregierten Erfassung der kleineren Betriebe. Entsprechend der zugrundeliegenden Richtlinie müssen Industrie- und Gewerbezonen mit einem Wärme- und Kältebedarf über 20 GWh/a in der interaktiven Karte ausgewiesen werden. Darüber hinaus ist eine regionale Aufteilung des industriellen Energiebedarfs für die Berechnung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale von Fernwärme notwendig. In diesem Sinne werden die anlagenscharfen Hochrechnungen über eine Gegenüberstellung mit den beiden anderen Methoden in einem ersten Schritt plausibilisiert.

Die anlagenscharfe Hochrechnung des Bedarfs erfolgt dabei ebenfalls auf unterschiedliche Arten, um die jeweiligen Ergebnisse plausibilisieren zu können. Zum einen werden charakteristische Branchen-

daten auf die Unternehmen im ETS angewendet. Dabei wird über branchenspezifische Daten zur Anzahl Beschäftigter auf die Zusammensetzung des Bedarfs gerechnet. Darüber hinaus wurde für die wichtigsten Betriebe eine Recherche zu anlagenspezifischen Daten durchgeführt.

2.1.2.2 Der Wärme- und Kältebedarf des produzierenden Sektors in Österreich

Abbildung 2-5 zeigt eine Aufteilung des Wärme- und Kältebedarfs des produzierenden Bereichs in Österreich nach den Sektoren, so wie sie in der Energiebilanz unterschieden werden. Dabei werden die Daten der Nutzenergieanalyse als Basis herangezogen. Es werden dabei nur die Nutzkategorien betrachtet, die dem Wärme- bzw. Kältebedarf zuzuordnen sind. Weiters wurden die resultierenden Werte mittels Annahmen zu aggregierten Wirkungsgraden je Nutzkategorie umgerechnet von Endenergiebedarf zu Nutzenergiebedarf, also einem prozess- bzw. nutzungsbedingten Bedarf an Wärme oder Kälte. Es zeigt sich, dass die Herstellung von Papier und Pappe inklusive dem Druck die größten Mengen thermischer Energie benötigt mit etwa 11 TWh/a. Deutlich dahinter folgen die Branchen Eisen- und Stahlerzeugung, Steine, Erden und Glas, sowie die chemische Industrie.

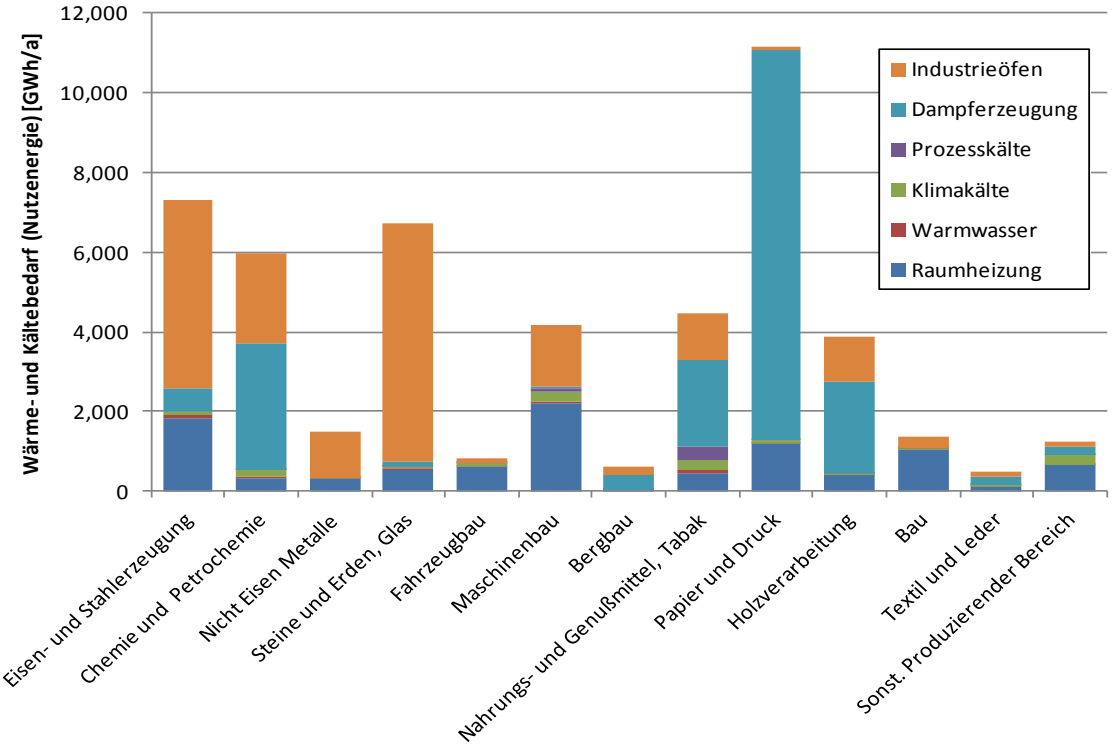

Abbildung 2-5: Wärme- und Kältebedarf der Sachgütererzeugung in Österreich im Jahr 2012 (eigene Berechnungen nach Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2013a)

Eine Aufteilung des bestehenden Wärmebedarfs auf verschiedene Temperaturniveaus zeigen die folgenden Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7. Dabei dienten verschiedene Untersuchungen aus Deutschland als Datengrundlage (Nast, 2010; Wagner, 2002; Eikmeier, 2005 und Hofer, 1995). Diese wurden auf die österreich-spezifische Verteilung des Wärmebedarfs auf die unterschiedlichen Bedarfsarten in den Branchen angewendet. Es zeigt sich, dass knapp 65% des industriellen Wärmebedarfs bei Temperaturen zwischen 20 und 500°C anfällt, der größte Anteil davon mit gesamt 27% im Bereich zwischen 100 und 500°C. Technisch gesehen bietet der Temperaturbereich zwischen 20 und 500°C Potenzial für den Einsatz von KWK-Anlagen, aus exergetischer Sicht besonders geeignet ist der Tempe-

raturbereich zwischen 100 und 500°C, da hier sowohl Solarthermie als auch herkömmliche Wärmepumpen deutliche Wirkungsgrad-Abfälle aufweisen.

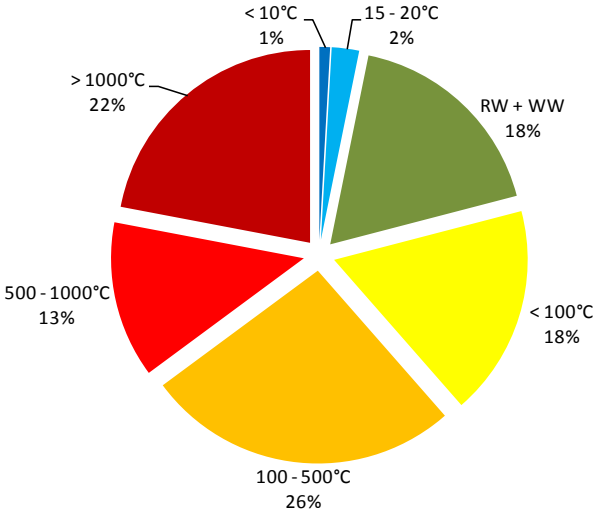

Abbildung 2-6: Verteilung des gesamten Wärmebedarfs der österreichischen Sachgüterproduktion auf verschiedene Temperaturniveaus (eigene Berechnungen nach Statistik Austria, 2014 und Nast, 2010)

Betrachtet man die Temperaturverteilung für die einzelnen Sektoren, so zeigen sich v.a. die Branchen, in denen Grundstoffe und Halbfertigwaren für die Weiterverarbeitung hergestellt werden, als jene, in denen Temperaturen über 500°C benötigt werden. Dieser Temperaturbereich ist für die Analyse der Potenziale zum Einsatz der effizienten Fernwärmeversorgung insofern relevant, als dass Abwärme aus derartigen Anlagen in der Regel auf Temperaturniveaus anfällt, die für die Fernwärmeeinspeisung grundsätzlich von Relevanz sein kann.

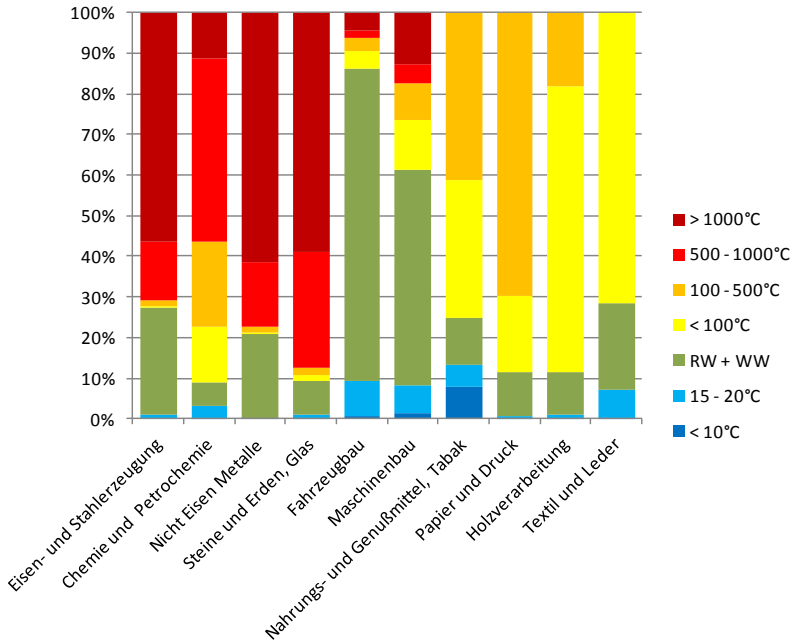

Abbildung 2-7: Verteilung des Wärmebedarfs der österreichischen Sachgüterproduktion auf verschiedene Temperaturniveaus (eigene Berechnungen nach Statistik Austria, 2014 und Nast, 2010)

2.1.2.3 Anzahl Beschäftigter im produzierenden Bereich

Die Sachgütererzeugung bildet in Österreich ein wichtiges Standbein der Wirtschaft. Im produzierenden Bereich fanden im Jahr 2012 knapp 560 Tsd. Menschen eine Beschäftigung, bei ca. 4.1 Mio. Beschäftigten im Land entspricht dies einem Anteil von gut 13%. In Abbildung 2-8 ist die Verteilung der Beschäftigten auf die verschiedenen Bereiche der Sachgüterproduktion dargestellt. Die Struktur folgt hier der internationalen Struktur der Energiebilanzen, um eine Gegenüberstellung mit den Energiebedarfswerten zu ermöglichen. Dabei ist ersichtlich, dass der Maschinenbau mit einem Anteil von 25% der größte Arbeitgeber im produzierenden Bereich ist. Zählt man die verwandten Branchen Metallerzeugnisse und Fahrzeugbau hinzu, so hat die Verarbeitung von Metallen zu Endprodukten sogar einen Anteil von über 50%, gemessen an den Beschäftigten.

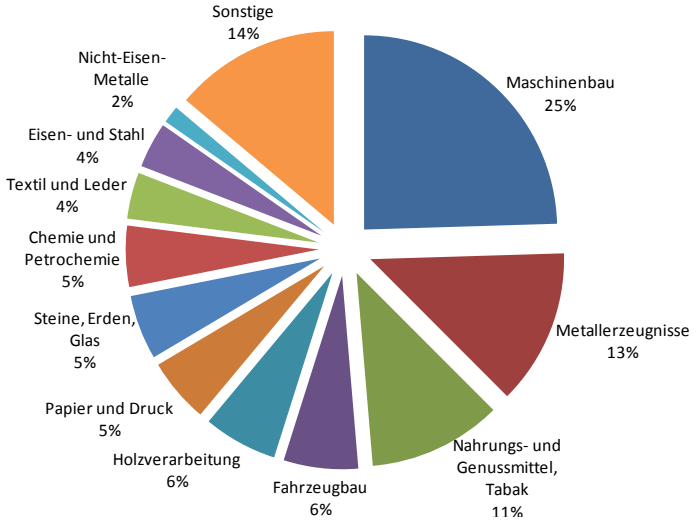

Abbildung 2-8: Verteilung von Beschäftigten in der Sachgüterproduktion nach Branchen 2012 (Quelle: eigene Auswertung nach Daten Statistik Austria, 2013 und Dokumentation der Energiebilanz (Statistik Austria, 2014c))

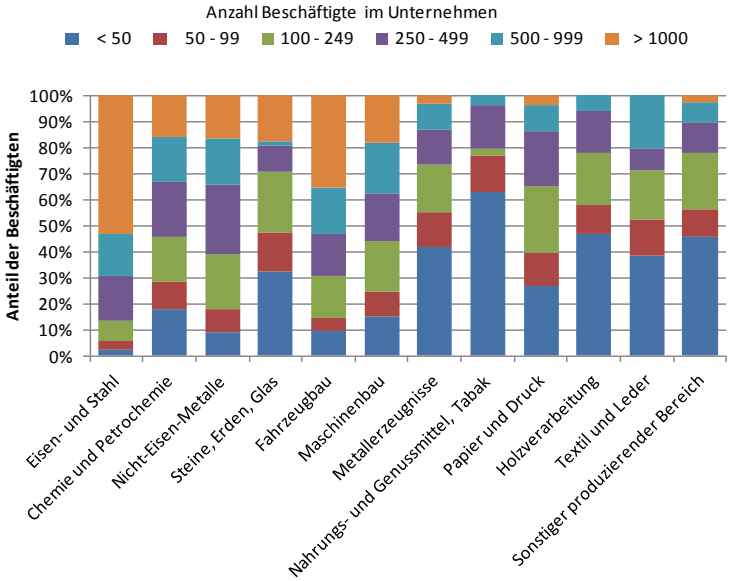

Abbildung 2-9: Verteilung der gesamt Beschäftigten je Bereich auf die Größenklassen der Unternehmen (Quelle: eigene Auswertung nach Daten Statistik Austria, 2013 und Dokumentation der Energiebilanz (Statistik Austria, 2014c))

2.2 Szenarien des Wärme- und Kältebedarfs bis 2025 (und darüber hinaus)

In diesem Kapitel werden zwei Szenarien des Wärme und Kältebedarfs, unter besonderer Berücksichtigung des Neubaus und der Sanierungen im Wohnbau, Änderungen in der Industrie und dem Gewerbe als auch der Energiewirtschaft entwickelt. Diese Szenarien dienen in weiterer Folge als relevante Rahmenbedingung für die Bewertung von Fernwärme- und KWK-Potenzialen. Der Zeithorizont der Analysen in diesem Projekt ist gemäß Energieeffizienzrichtlinie bis zum Jahr 2025 gegeben. Allerdings ist die Entwicklung des Wärmebedarfs auch über das Jahr 2025 hinaus relevant, um die Sinnhaftigkeit von langfristig wirksamen Investitionen seriös bewerten zu können.[2] Daher werden für den Wärme- und Kältebedarf im Gebäudesektor Szenarien bis zum Jahr 2050 herangezogen. Der Wärme- und Kältebedarf in Industrie und Gewerbe wird aufgrund der im Vergleich zum Gebäudesektor höheren Unsicherheit nur bis zum Jahr 2035 betrachtet.

2.2.1 Methodik Szenarien des Wärme- und Kältebedarfs im Gebäudesektor

Wie bereits in Kapitel 2.1.1 beschrieben, wird neben dem aktuellen auch der zukünftige Wärme- und Kältebedarf des Gebäudesektors mittels Invert/EE-Lab ermittelt. Basisalgorithmus des Modells für die Szenarienentwicklung ist ein stochastischer, nicht rekursiver, myopischer, betriebswirtschaftlicher Nested-Logit Ansatz, der im Fall von Investitionsentscheidungs¬Situationen die Nutzfunktion von Akteuren (=Investoren) maximiert. Dafür können im Modell die folgenden Maßnahmen an der Gebäudehülle vorgenommen werden:

- Wärmedämmung der Fassade
- Wärmedämmung der obersten Geschoßdecke
- Wärmedämmung der untersten Geschoßdecke
- Austausch der Fenster
- Instandsetzung der Fassade ohne Wärmedämmung

Die Wahl des Heizsystems, die im Modell Invert/EE-Lab grundsätzlich auch modelliert wird, wird im gegenständlichen Projekt nicht ausgewiesen, da hier der Fokus auf die Wärmenachfrage und nicht auf dem Heizsystem- bzw. Energieträger-Mix liegt.

Die folgenden, möglichen politischen Instrumente sind im Modell implementierbar:

- Technologische Standards
- Monetäre Förderungen
- Einsatzpflicht von erneuerbaren Heizsystemen
- Steuern
- Verpflichtender Austausch von Heizungssystemen
- Maximale Förderbudgets für Neubauten, Gebäudesanierungen und Heizungs-systeme

Neben den bereits beschriebenen politischen Instrumenten und Renovierungsmaßnahmen wurden sowohl die Klimaänderung auf Gemeindebasis (Inst.f. Metrologie, REMO-UBA Modell, 2010) berücksichtigt, als auch die zukünftige Entwicklung der Wohneinheiten bis 2030 auf Bezirksebene (Blanika, 2007). Zusätzliche Eingangsgrößen sind die historische Entwicklung von Wohneinheiten, Energieträger, Gebäude nach Bauperioden (2002-2011) sowie der Energiebedarf auf Bundesländereben (Mikrozensus 2002-2011, Statistik Austria).

[2] Entsprechende Anregungen kamen auch aus den Stakeholder-Workshops, die im Rahmen dieses Projekts organisiert wurden.

2.2.2 Business-As-Usual (BAU) Szenario

Das Szenario Business-As-Usual (BAU) unterstellt, dass die Maßnahmen und energiepolitischen Rahmenbedingungen, die bis Anfang 2014 implementiert bzw. beschlossen waren, weiter bestehen bleiben, und zwar ohne Verstärkung, aber auch ohne Abschwächung der beschlossenen Maßnahmen.[3] Dies bezieht sich insbesondere auf die Bestimmungen in den Bauordnungen, der Wohnbauförderung etc. Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse des BAU-Szenarios für den Endenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser im österreichischen Gebäudebestand: Ausgehend von einem Raumwärme- und Warmwasserbedarf knapp unter 100 TWh im Basisjahr 2012 sinkt der Energiebedarf in diesem Szenario bis 2050 auf etwa 55 TWh. Gut zwei Drittel des Energiebedarfs entfallen dabei auf Wohngebäude. Abbildung 2-10 zeigt die Verteilung des modellierten Wärmebedarfs auf Gebäudekategorien. Im Jahr 2025 beträgt der Endenergiebedarf zur Wärmebedarfsdeckung ca. 81 TWh (der Nutzenergiebedarf beträgt 77 TWh).

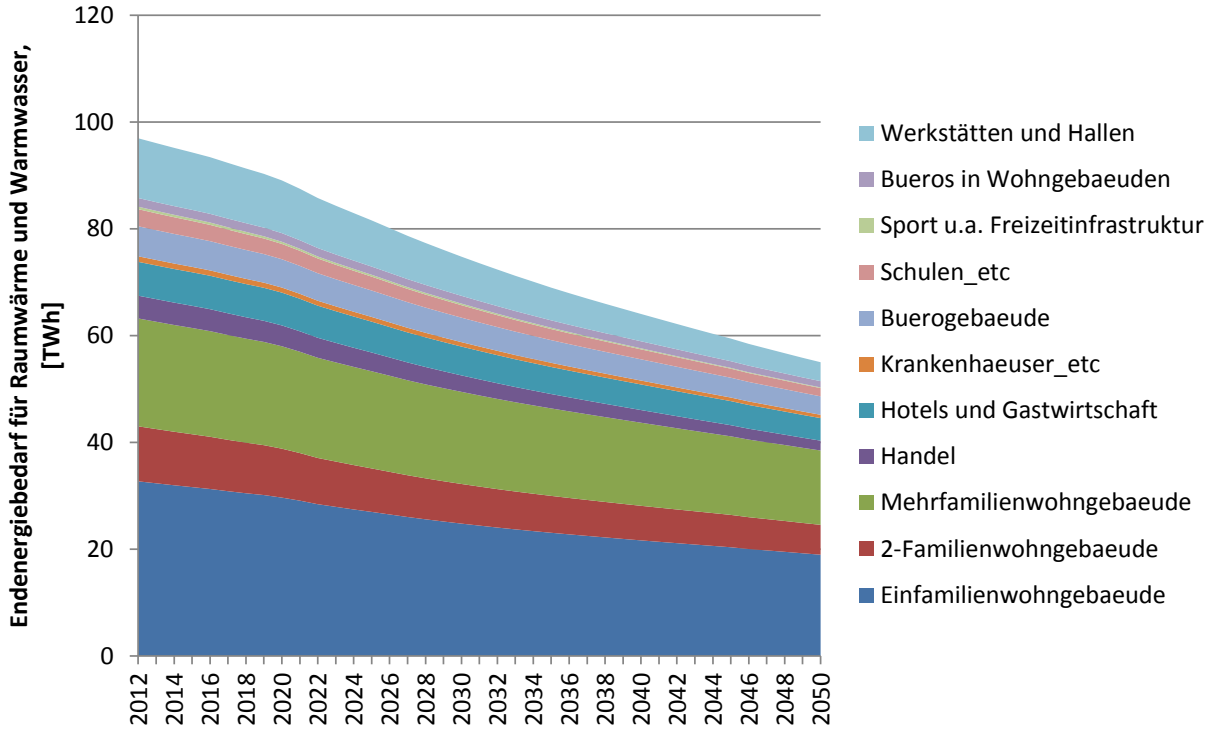

Abbildung 2-10: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Gebäudekategorien, BAU-Szenario (Quelle: Invert/EE-Lab)

[3] Um eine hohe Konsistenz mit anderen relevanten Energieszenarien zu erreichen, werden hier die Annahmen aus dem Projekt „Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanismus" übernommen, das derzeit im Auftrag des Ministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft erstellt wird. Das hier dargestellte Szenario „BAU" entspricht dem Szenario „with existing measures" aus dem Projekt „Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms".

2.2.3 Hocheffizienzszenario

Im Hocheffizienzszenario wird unterstellt, dass ein ambitioniertes Maßnahmenpaket zur Effizienzsteigerung, sowohl im Gebäudesektor als auch für Gewerbegebäude vorgenommen wird. Es basiert auf der Annahme, dass koordinierte Maßnahmen umgesetzt werden, um die vielfältigen Barrieren zur qualitativ hochwertigen Gebäudesanierung zu reduzieren. Dies umfasst unter anderem Änderungen im Miet- und Wohnungseigentumsrecht, in der Bauordnung, Forcierung von Energieberatung, gebäudespezifische Sanierungsfahrpläne etc. Unter den gewählten Annahmen ergibt sich für das Jahr 2025 ein Endenergiebedarf zur Deckung der Wärmenachfrage von 75 TWh (der Nutzenergiebedarf beträgt 65 TWh (- 17% im Vergleich zu BAU)).

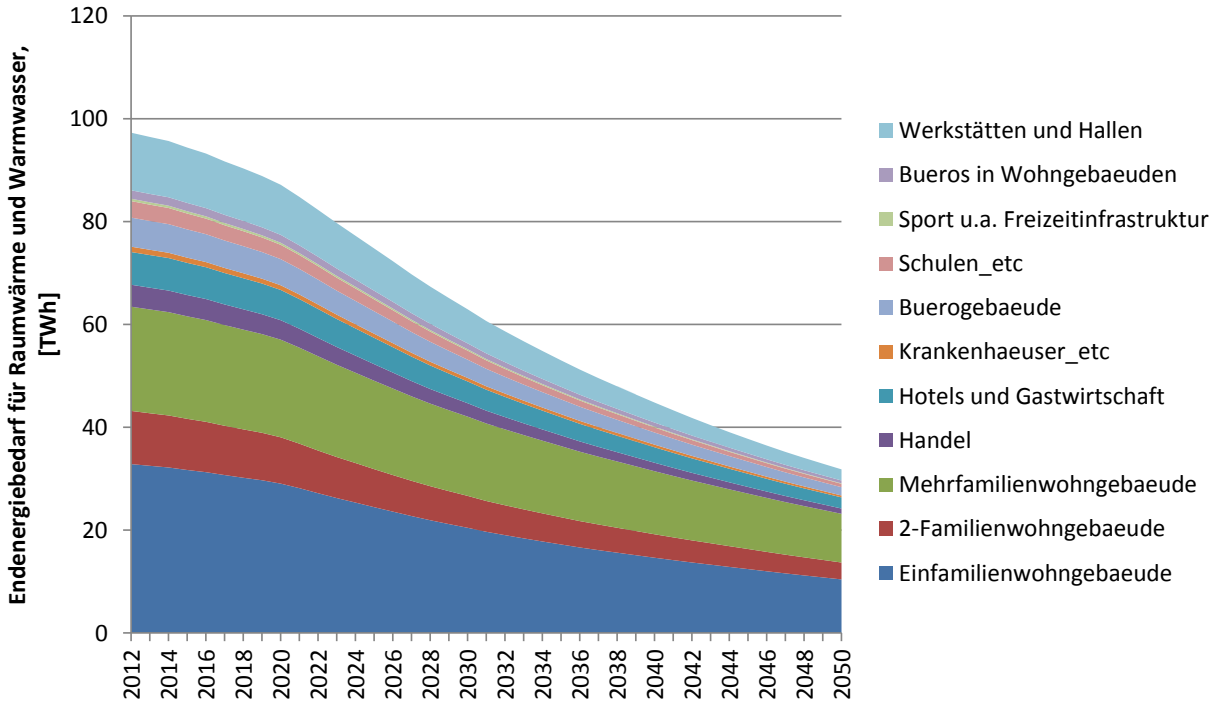

Abbildung 2-11: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Gebäudekategorien, Hocheffizienz-Szenario (Quelle: Invert/EE-Lab)

2.2.4 Szenarien des Wärme- und Kältebedarf der Industrie

Die Szenarien des Wärme- und Kältebedarfs nehmen den in Kapitel 2.1.2 dargestellten Status-Quo im Jahr 2012 zum Ausgangspunkt. Sowohl Status-Quo als auch Szenarien werden – im Sinne der Darstellung in einer interaktiven, online verfügbaren Karte – standortspezifisch ermittelt, wobei klar ist, dass im Rahmen dieses Projekts keine detaillierten Standort-Untersuchungen möglich waren. Vielmehr wurde ein aggregierter Ansatz durchgeführt, der im Folgenden beschrieben ist. Das Anlagenverzeichnis der Teilnehmer im ETS dient in dieser Studie zum einen als Indikator für die Relevanz einzelner industrieller Standorte für die hier vorliegende Untersuchung, zum anderen erfolgen für einen Teil der Betriebe weiterführende Berechnungen auf Basis der tatsächlichen Emissionen in den Jahren 2008 bis 2011. Für die Standorte mit hohem Anteil am gesamten Wärmebedarf, sowie für stark inhomogene Branchen erfolgen die Berechnungen auf Basis von Produktionsmengen bzw. Produktionskapazitäten. Dabei wird im ersten Fall der Anteil der Emissionen aus interner Wärmebereitstellung abgeschätzt sowie über den Brennstoffeinsatz der Nutzwärmebedarf berechnet. Dies erfolgt

im Wesentlichen auf Basis von (Statistik Austria, 2014) und (UBA, 2014). Im zweiten Fall werden die Produktionsmengen[4] mit Literaturwerten zu relativen Wärmebedarfen[5] kombiniert. Die Entwicklung des damit abgeschätzten derzeitigen Wärmebedarfs werden mit Effizienzentwicklungen der einzelnen Sektoren aus (Krutzler et al., 2013) auf das Jahr 2025 umgerechnet, jeweils für ein Business-As-Usual Szenario und ein Hoch-Effizienz-Szenario.

Bei dieser Hochrechnung sei darauf hingewiesen, dass die Verwendung von produkt- bzw. branchenspezifischen Kennwerten standortspezifische Bedingungen nur gemittelt über die gesamte Branche reflektieren, und somit für einzelne Standorte zu Fehleinschätzungen führen können. Darüber hinaus werden in vielen Fällen Kennwerte aus Deutschland bzw. anderen Ländern verwendet, wenn für Österreich keine entsprechenden Werte verfügbar sind.

Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Wärme- und Kältebedarfs in der österreichischen Industrie beruhen analog zum Raumwärme und Warmwasser-Sektor auf dem Projekt „Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanismus". Für eine tiefere Disaggregation der Ergebnisse im Industriebereich werden darüber hinaus Ergebnisse aus Fleiter et al (2013) auf Österreich angewendet. Der hohe Detaillierungsgrad dieser Studie erleichtert die nachträgliche Verortung der Ergebnisse auf das österreichische Bundesgebiet. Es werden dabei ähnliche Diffusionsraten für energieeffiziente Technologien und Effizienzmaßnahmen unterstellt, wie sie für Deutschland möglich scheinen. Die Ergebnisse sowohl von BAU als auch vom Hocheffizienzszenario wurden auch Stakeholdern im Rahmen bilateraler Kontakte diskutiert. Die beschriebenen Hochrechnungen wurden an Unternehmen und Branchenvertreter gemeldet, und in einzelnen Fällen wurden diese als nicht erreichbar eingestuft. Für Unternehmen, die für Ihren Standort konkrete maximal mögliche Einsparungen bis 2025 angegeben haben, wurden diese in die weiterführenden Berechnungen aufgenommen.

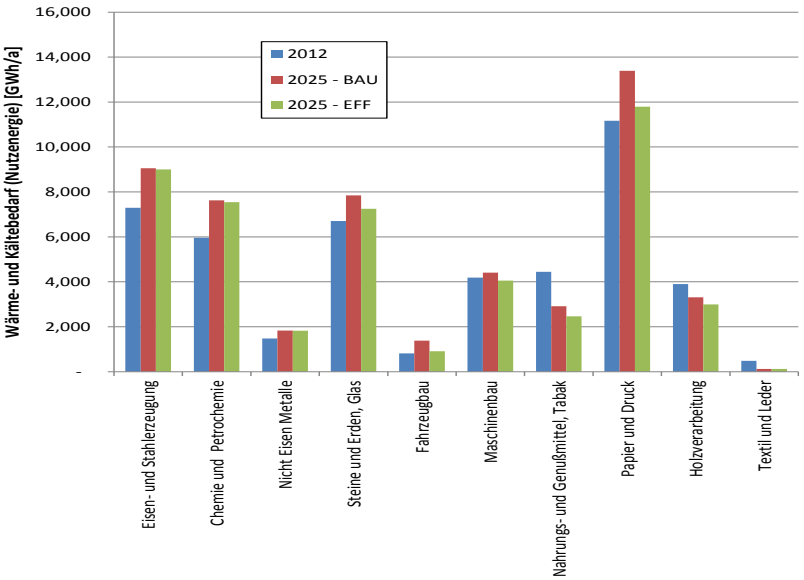

Abbildung 2-12: Wärme- und Kältebedarf nach Branchen im Basisjahr 2012, Business as usual (BAU) und Hoch-effizienz (EFF) -Szenario für das Jahr 2025 (Quelle: eigene Analysen auf Basis von Krutzler et al 2013)

[4] Quellen sind v.a. Jahresberichte der Fachverbände, BAT-Dokumente sowie (UBA, 2004)

[5] Werte wurden in erster Linie aus den beiden folgende Quellen verwendet: (Fleiter et al., 2013) und (Neelis et al., 2007)

2.3 Wärmelastkurven für Regionen und Einzelobjekte

Zur Bestimmung der ökonomischen Potenziale wurden neben der Wärmenachfrage auch Wärmelastprofile sowohl für Einzelobjekte als auch für potentielle Fernwärmeregionen erstellt. Gegenüber der Versorgung von Einzelobjekten weisen Wärmelasten zur Versorgung von Wärmenetzen tendenziell höhere Volllaststunden auf. Dies ist zum einen durch einen gewissen Glättungseffekt aufgrund unterschiedlicher zeitlicher Wärmebedarfsverläufe der Fernwärmekunden als auch durch einen Speichereffekt des Wärmenetzes selbst bedingt.

2.3.1 Wärmelastverläufe für Fernwärmeregionen

Die Bestimmung des Wärmelastverlaufs erfolgte anhand eines linearen Regressionsmodells, welches basierend auf historischen Messdaten zur Wärmenachfrage beispielhafter Fernwärmnetze kalibriert wurde. Der Ansatz zur Abschätzung der Wärmelast ($P_{th,i}$) in Stunde i lautet:

$$P_{th,i} = c_0 + \sum_{n=1}^{N} c_n T_i^n + \sum_{m=1}^{M} c_{N+m} D_{i,m}$$ ***Gleichung 2-1***

$P_{th,i}$	Durchschnittliche Wärmelast in Stunde *i*
c_0	Konstante – Sie gibt den Offset der Wärmenachfrage zur Stunde i an
c_x	Koeffizienten die aus der Regression bestimmt werden
D	Dummy-variablen und zusätzliche Einflussfaktoren für Feiertage, Samstage und Sonntage
M	Anzahl der Dummy-Variablen und zusätzliche Einflussfaktoren
T_i	Temperatur zur Stunde *i*
N	Anzahl der Potenzen mit der die Temperatur in das Modell eingeht

Die Betrachtung jeder einzelnen Stunde ermöglicht eine Abbildung des Tagesverlaufs. Die Nachfrage innerhalb derselben Stunde hängt hauptsächlich von der Außentemperatur T ab. Zur Abbildung der Nichtlinearitäten enthält das Modell die Temperatur als Term bis zur 4ten Potenz. Dazu werden zusätzliche Einflussparameter D in das Modell aufgenommen (z.B. Samstag, Sonn- und Feiertage, saisonale Schwankungen, tägliche Durchschnittstemperaturen, Lags, saisonale Schwankungen). Die Koeffizienten c_x der Einflussparameter werden so bestimmt, dass die Abweichung zu den historischen Messwerten minimiert wird. Die unterschiedlichen Modelle erreichen nach statistischen Kriterien hohe Übereinstimmungen mit Messwerten (adjustiertes Bestimmtheitsmaß R^2 im Bereich von 0,98). Abbildung 2-13 zeigt einen grafischen Vergleich der normierten Wärmelast einer gemessenen Fernwärmeregion mit den Modellergebnissen über 400 Stunden. Abbildung 2-14 zeigt einen Vergleich der Dauerlinien für gemessene und simulierter Werte einer Fernwärmeregion.

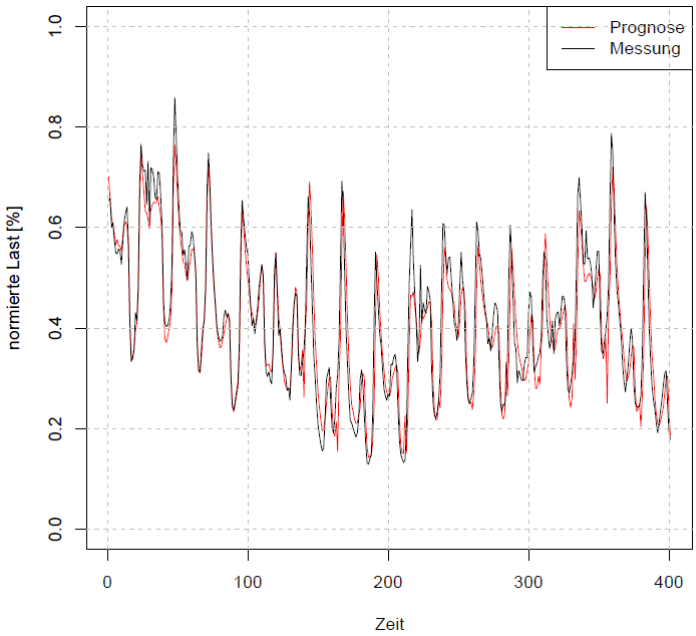

Abbildung 2-13: Vergleich von Modellprognose und Messwerten für eine gemessene Fernwärmeregion (Quelle: eigene Berechnungen)

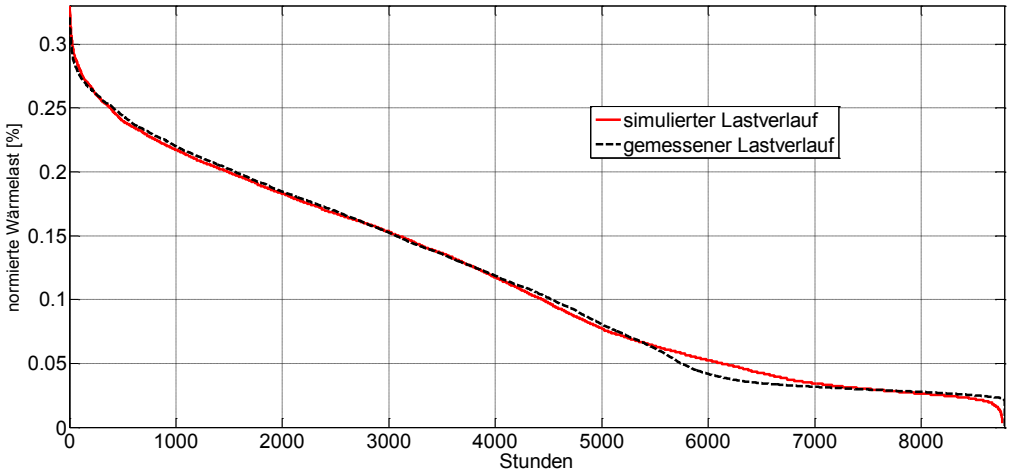

Abbildung 2-14: Vergleich von gemessener und modellierter Wärmedauerlinie (Quelle: eigene Berechnungen)

Die Modellergebnisse wurden anschließend auf historische Temperaturdaten aus den Jahren 2006 bis 2011 der potentiellen Fernwärmeregionen (siehe 4.3) angewandt. Zur Ermittlung der repräsentativen Dauerlinien wurde für jede Region das Jahr mit der geringsten Abweichung zu den mittleren jährlichen Volllaststunden des Betrachtungszeitraums heran gezogen. Die daraus resultierenden Volllaststunden des Wärmebedarfs potentieller Fernwärmeregionen befinden sich im Bereich zwischen 2350 h/a und 3150 h/a. Die ausgewählten Lastverläufe werden zur Bestimmung der ökonomischen Potenziale in Kapitel 5 herangezogen. Auf eine Modifizierung der Lastverläufe für die zukünftige Entwicklung der Wärmenachfrage wurde in diesem Projekt verzichtet. Die Wärmenachfrage der beiden Szenarien unterscheidet sich dadurch hauptsächlich durch das Gesamtniveau der Nachfrage, nicht aber in dessen zeitlichen Verlauf.

2.3.2 Wärmelastverläufe für Einzelobjekte

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der objektbezogenen KWK werden simulierte Lastverläufe aus vorangegangen Projekten verwendet. Dazu werden 4 Lastprofile verwendet die jeweils unterschiedliche Objekttypen repräsentieren.

Lastprofil 1: Bäckereien, Wäscherein

Lastprofil 2: Beherbergung, Mehrfamilienhäuser Neubau, Gewerbebetriebe

Lastprofil 3: Restaurants, Gaststätten, Mehrfamilienhäuser Altbau, Banken und sonstige Dienstleistungen, effiziente Einfamilienhäuser

Lastprofil 4: Einfamilienhäuser Altbau, Handel, Werkstätten

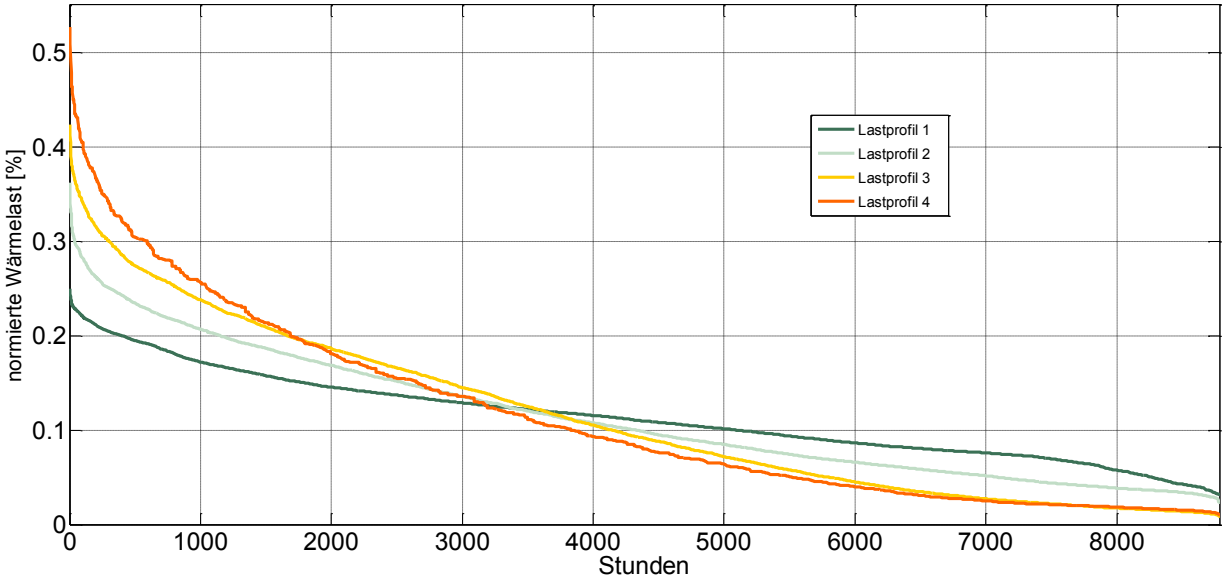

Abbildung 2-15: Angenommene Wärmelastdauerlinien für Objekttypen

Abbildung 2-15 zeigt die unterschiedlichen Dauerlastkurven, die zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der objektbezogenen KWK in Kapitel 5 verwendet werden.

3 Status Quo der Wärme- und Kälte- Bedarfsdeckung in Österreich

In diesem Kapitel erfolgt die Angabe der momentanen Versorgungsstruktur und der relevanten Versorgungseinheiten. Angewandte Technologien für zentrale und dezentrale Einheiten sowie Versorgungsnetze werden möglichst genau dargestellt.

3.1 Objektbezogene Bedarfsdeckung in Österreich

Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 zeigen die historische Entwicklung der Bedarfsdeckung von Raumwärme und Warmwasser in Österreich sowie den status-quo, die sich daraus ergebende Trendlinie und die Entwicklung im BAU-Szenario gemäß dem Modell Invert/EE-Lab.

Abbildung 3-1 zeigt dabei die Entwicklung des modellierten Endenergiebedarfs im BAU Szenario nach den Energieträgern mit den höchsten Anteilen der Wärmebedarfsdeckung und Abbildung 3-2 zeigt die Entwicklung nach Energieträgern mit aktuell relativ geringen Anteilen an der Bedarfsdeckung. Dabei ist ersichtlich, dass auf Basis der Modellergebnisse bereits bei Fortführung der bestehenden Politiken sowohl von einem sinkenden Energiebedarf zur Wärmebereitstellung als auch von einem Anstieg der Anteile erneuerbarer Energieträger ausgegangen wird. Der Anteil dezentraler erneuerbarer Heizsysteme lag 2012 in Österreich bei etwa 23% des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser. Hier wird noch einmal darauf hingewiesen, dass für die Bestimmung des Potenzials für Fernwärme und KWK im Weiteren nur auf die Entwicklung des Wärmebedarfs aus dem Modell Invert/EE-Lab zurückgegriffen wird. Die Ermittlung der ökonomischen Potenziale für verschiedene Technologien und Energieträger erfolgt gemäß der Methodik aus Kapitel 6.3.

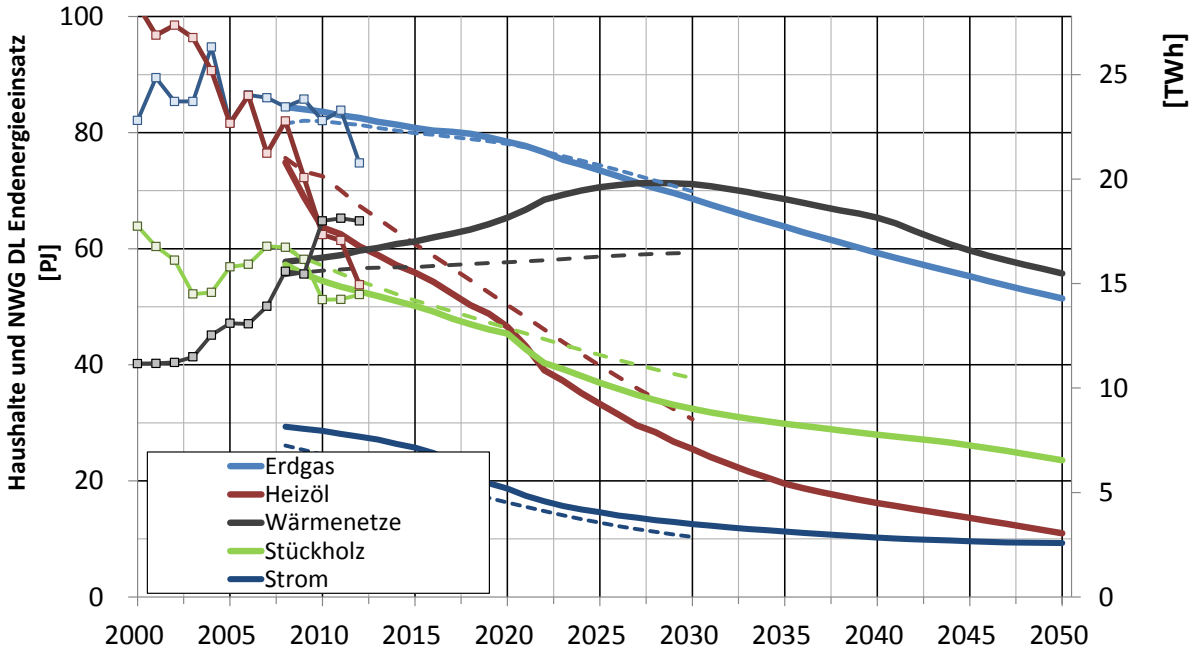

Abbildung 3-1: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Haupt-Energieträgern, BAU-Szenario; strichliert: historische Trends (Quelle: Statistik Austria, Invert/EE-Lab)

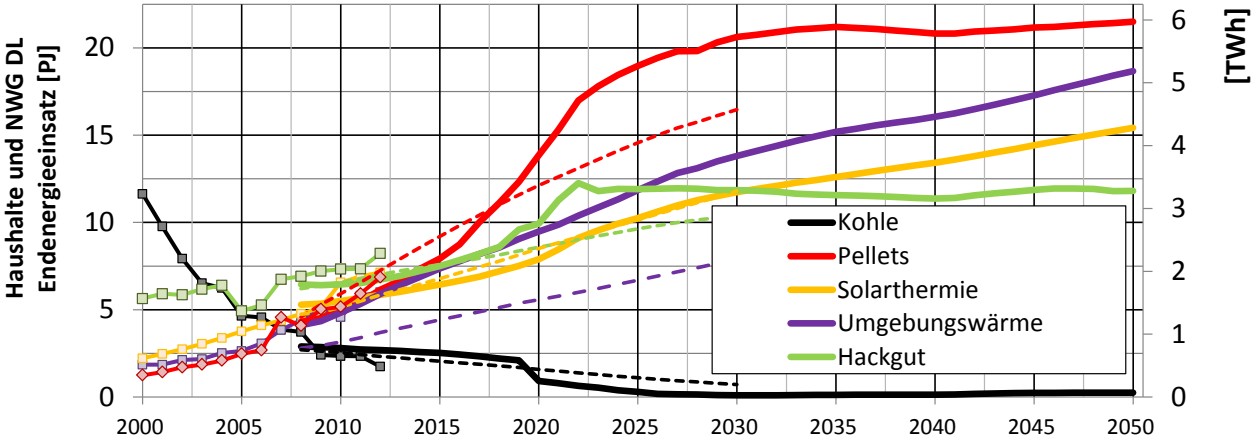

Abbildung 3-2: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern mit geringerem gesamten Energiebedarf, BAU-Szenario; strichliert: historische Trends (Quelle: Statistik Austria, Invert/EE-Lab)

3.2 Netzgekoppelte Bedarfsdeckung in Österreich

In diesem Kapitel wird die bisherige Entwicklung des österreichischen Fernwärmesektors und der vorhandenen Netze nach Möglichkeit bis zum Jahr 2012 analysiert. Dazu erfolgt eine regional aufgelöste Darstellung der wesentlichsten Wärmeversorgungsgebiete in Österreich. Verschiedene Netzstrukturen und relevante Parameter werden erhoben und verglichen. Die Versorgungsstruktur (Müllverbrennung, Biomasseanlagen, Heizwerke und Heizkraftwerke nach unterschiedlichen Energieträgern) dieser Gebiete wird recherchiert und dargestellt.

3.2.1 Entwicklung des Fernwärmesektors und aktueller Stand

Aus den Daten der Energiebilanz der Statistik Austria wird ersichtlich, dass Wärmenetze seit den 70er Jahren in Österreich eine zunehmende Bedeutung erfahren. Im Zeitraum zwischen 2000 und 2012 ist die Fernwärmeerzeugung in Österreich um 74% angestiegen und folgt insgesamt einem ansteigenden Trend. Die Spitze im Jahr 2010 entstand durch ein besonders kaltes Jahr mit um 13% erhöhten Heizgradtagen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt und einem darauffolgenden besonders warmen Jahr 2011 mit um 12% geringeren Heizgradtagen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt. Die Netzverluste im gesamten Fernwärmesektor betragen im Mittel über die Jahre etwa 8%. Mit der verbleibenden Absatzmenge von etwa 21 TWh konnten im Jahr 2012 fast 20% des gesamten Wärmebedarfes in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen mit Fernwärme gedeckt werden. Im produzierenden Bereich beträgt dieser Anteil nur 5% in der Landwirtschaft weniger als 4%. Die Fernwärmeaufbringung in Abbildung 3-3 zeigt deutlich den annähernd gleichbleibenden Verlauf der Aufbringung aus KWK-Anlagen und Heizwerken mit Nicht-erneuerbarer Erzeugung sowie den deutlichen Anstieg der Erzeugung aus KWK-Anlagen und Heizwerken mit erneuerbaren Energieträgern.^

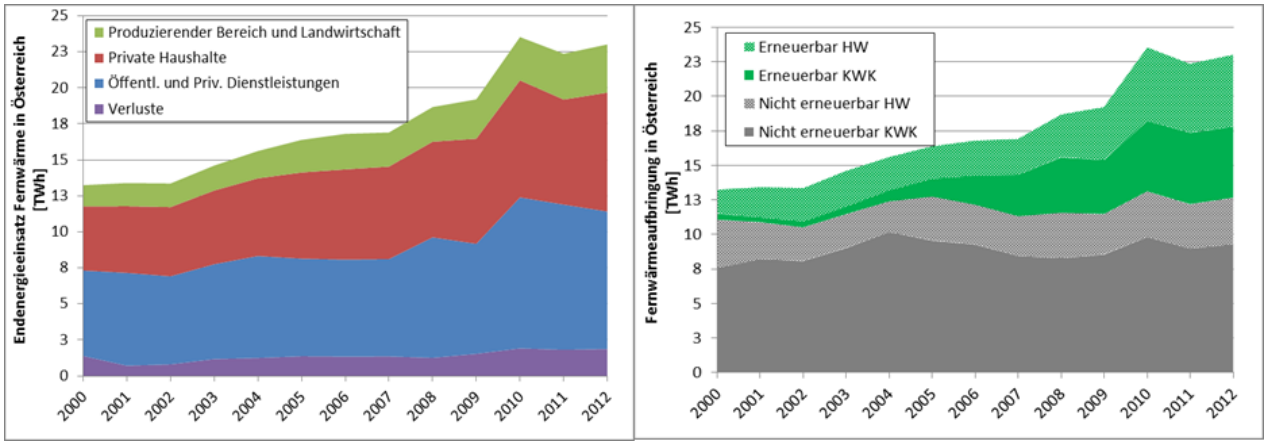

Abbildung 3-3: Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung des Fernwärmesektors in Österreich (Quelle: Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2012), Statistik Austria)

Der Anstieg des Fernwärmebedarfes wurde also auf der Erzeugungsseite nahezu ausschließlich durch einen Ausbau von Heizwerken und Kraftwärmekopplungsanlagen zur Nutzung erneuerbare Energieträger–im Wesentlichen Biomasse–aufgebracht. Den größten Anteil an den biogenen Energieträgern haben Holzabfälle mit über 79%. Der Gesamtanteil von erneuerbaren Energieträgern an der Fernwärmeerzeugung ist von 16% im Jahr 2000 auf 45% in 2012 angestiegen. Der Anteil der in KWK-Anlagen erzeugten Wärme lag dabei immer zwischen 60% und 70%. Die Erzeugung aus den einzelnen Energieträgern ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

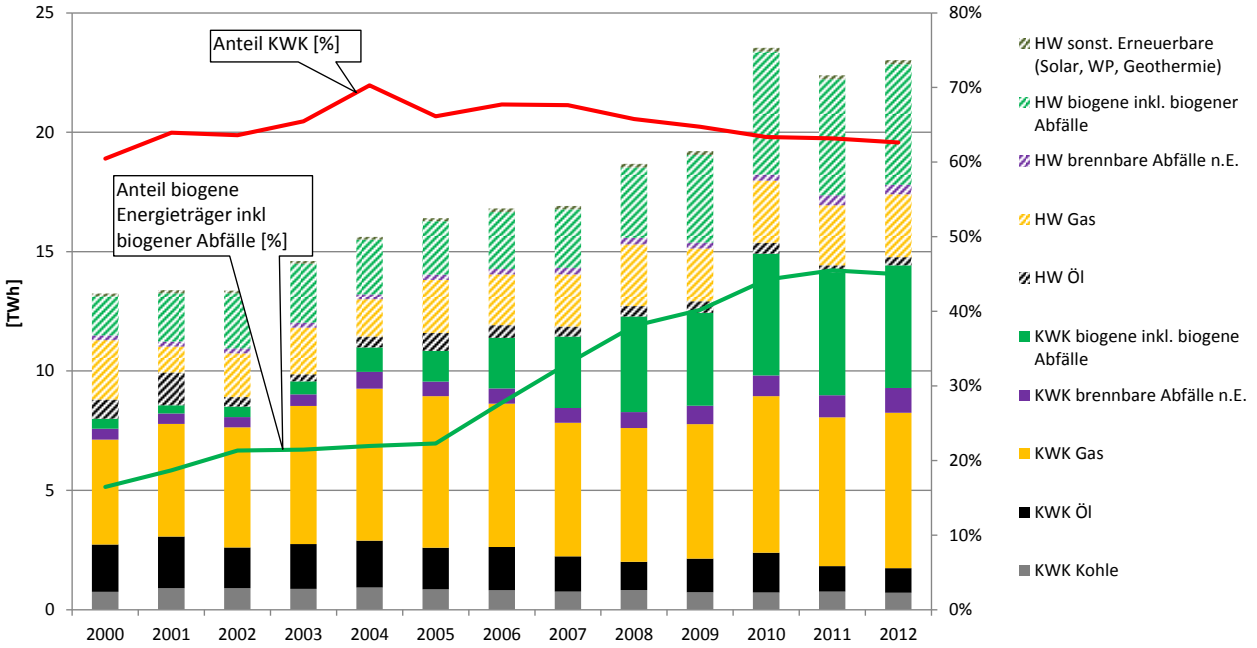

Abbildung 3-4: Anteile der Energieträger an der Fernwärmeaufbringung (Quelle: Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2012), Statistik Austria)

Die aktuelle Situation der Fernwärmeversorgung für die privaten Haushalte ergibt sich aus den Ergebnissen der Wohnungserhebung im Mikrozensus. Demzufolge wurden im Jahr 2012 806 Tsd. Wohnungen mit Fernwärme versorgt. Das entspricht einem Anteil von 22% der österreichischen Hauptwohnsitze. Laut Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen wurden dafür von Wär-

meversorgungsunternehmen in einem insgesamt rund 4.600 km langen Netz Wärme an Endkunden geliefert.

Abbildung 3-5 zeigt die Aufteilung des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die österreichischen Bundesländer. Die Verbreitung von netzgebundener Wärmeversorgung ist sehr unterschiedlich in den einzelnen Bundesländern. Es ist zu erkennen, dass in Wien annähernd ein Drittel der gesamten Fernwärme abgesetzt wird, gefolgt von Niederösterreich, Oberösterreich 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 Wien und Kärnten. Ein ansteigender Trend der Fernwärmeversorgung ab dem Jahr 2000 kann aber in allen Bundesländern verzeichnet werden.

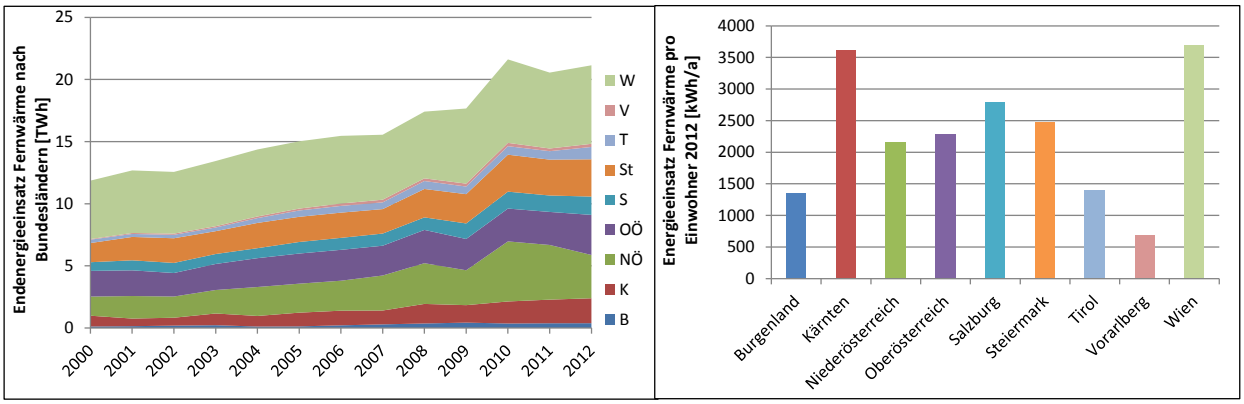

Abbildung 3-5: Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die Bundesländer (Quelle: Fernwärmebilanz, Statistik Austria)

3.2.2 Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze (Erzeugungsanlagen und Unternehmen)

Zur Versorgung von Fernwärmenetzen können verschiedenste Wärmequellen herangezogen werden. Diese reichen von in KWK-Anlagen gekoppelt erzeugter Wärme über Heizwerke bis hin zu industrieller Abwärme oder der Einspeisung von solarer oder geothermischer Wärme bzw. Wärmepumpen oder elektrische Direktheizer. Prinzipiell erfolgt die Fernwärme-Bereitstellung in Österreich auf Basis der folgenden Optionen:

- Wärme aus KWK-Anlagen verschiedenster Brennstoffe
- Wärme aus Müllverbrennungsanlagen
- Wärme aus Heizwerken mit verschiedenen Brennstoffen
- Industrielle Abwärme
- Geothermische Wärme
- Solarthermische Wärme

Aufgrund dieser vielen Möglichkeiten ist die Versorgungsstruktur der Fernwärmenetze sehr unterschiedlich. In den größeren Städten werden die Netze meist durch gekoppelt erzeugte Wärme aus den **KWK-Anlagen** der Elektrizitätsversorger gespeist. Zunehmend wird in diesen großen Netzen auch Wärme aus Biomasse oder der Müllverbrennung erzeugt. Zusätzlich werden in diesen Städten meist Heizkessel zur Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve benötigt. In kleineren Gemeinden werden Fernwärmenetze meist mit Biomasse-Heizwerken oder Biomasse-KWK gespeist.

Von den 83 im Jahr 2012 in Österreich in Betrieb befindlichen fossilen Kraftwerken zur Stromerzeugung waren fast 80% der installierten elektrischen Leistung von 7 GW_{el} als KWK-Anlagen ausgeführt (Bestandstatistik, Engpassleistung nach Kraftwerkstypen und Größenklassen, e-control, 2012a).

Bei den fast 500 biogen befeuerten Kraftwerken betrug der Anteil der KWK-Anlagen an der installierten elektrischen Leistung von 620 MW_{el} ca. 76%. Hier sind die meisten nicht als KWK betriebenen Anlagen mit Biogas befeuerte Mikrogasturbinen oder kleine Gasmotoren zur Stromerzeugung. Betrachtet man nur die feste Biomasse so sind fast 89% der elektrischen Leistung als KWK ausgeführt. Die gesamte Wärmeleistung aller KWK-Anlagen (fossil und biogen) betrug im Jahr 2012 mehr als 9,2 GW_{th} und erzeugte mehr als 30 TWh an Wärme (e-control, 2012a). Davon wurden etwa 21 TWh an Wiederverkäufer bzw. Endkunden verkauft der Rest diente zur eigenen Verwendung aus unternehmenseigenen Anlagen. Die Entwicklung der thermischen und elektrischen Leistungen aller im Einsatz befindlichen fossilen und biogenen KWK-Anlagen seit 2000 ist in Abbildung 3-6 dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass die installierten thermischen und elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen stetig zunahmen wohingegen die kumulierte Leistung von Kraftwerken ohne KWK abnahm.

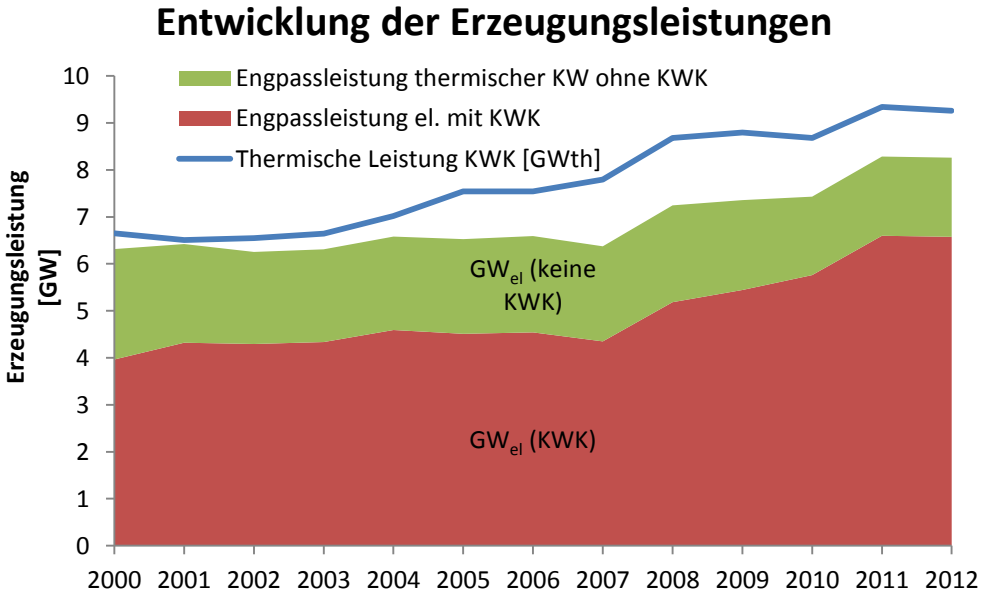

Abbildung 3-6: Installierte Leistungen (elektrisch und therhmisch) der thermischen Kraftwerke in Österreich (Quelle: E-Control: Kennzahlen der Wärmekraftwerke mit und ohne KWK – Jahresentwicklung, e-control, 2012b))

Große **Heizwerke** mit fossiler Befeuerung gibt es in Österreich fast ausschließlich in den Großstädten. Die überwiegende Anzahl sind kleinere Heizwerke die mit biogenen Energieträgern versorgt werden. Laut Biomasseheizungserhebung 2013 (Haneder und Furtner, 2014) wurden seit 1980 insgesamt 1.140 Hackgutfeuerungen mit einer Wärmeleistung größer 1 MW_{th} installiert. Zusammen weisen diese eine Gesamtleistung von fast 3.000 MW_{th} auf. 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 über 900 Anlagen dieser Größenklasse mit einer Gesamtleistung von 2.600 MW_{th} installiert sein.

Für die Beseitigung von **Abfall** gibt es in Österreich 32 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit einer Kapazität über 2 t/h. Davon sind 15 Anlagen der Industrie, 8 Anlagen den Energieversorgungsunternehmen und 9 Anlagen speziellen Kommunal- bzw. Verwertungsgesellschaften zuzuord-

nen (Grech und Stoiber, 2014). Die Verortung dieser Anlagen zusammen mit den Biomasse-Heizwerken und Biomasse-KWK in Abbildung 3-7 zeigt, dass diese oft in der Nähe bestehender Fernwärmenetze situiert sind. 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 33 Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen mit Kapazitäten unter 2 t/h welche hier nicht genauer behandelt werden (Grech und Stoiber, 2014).

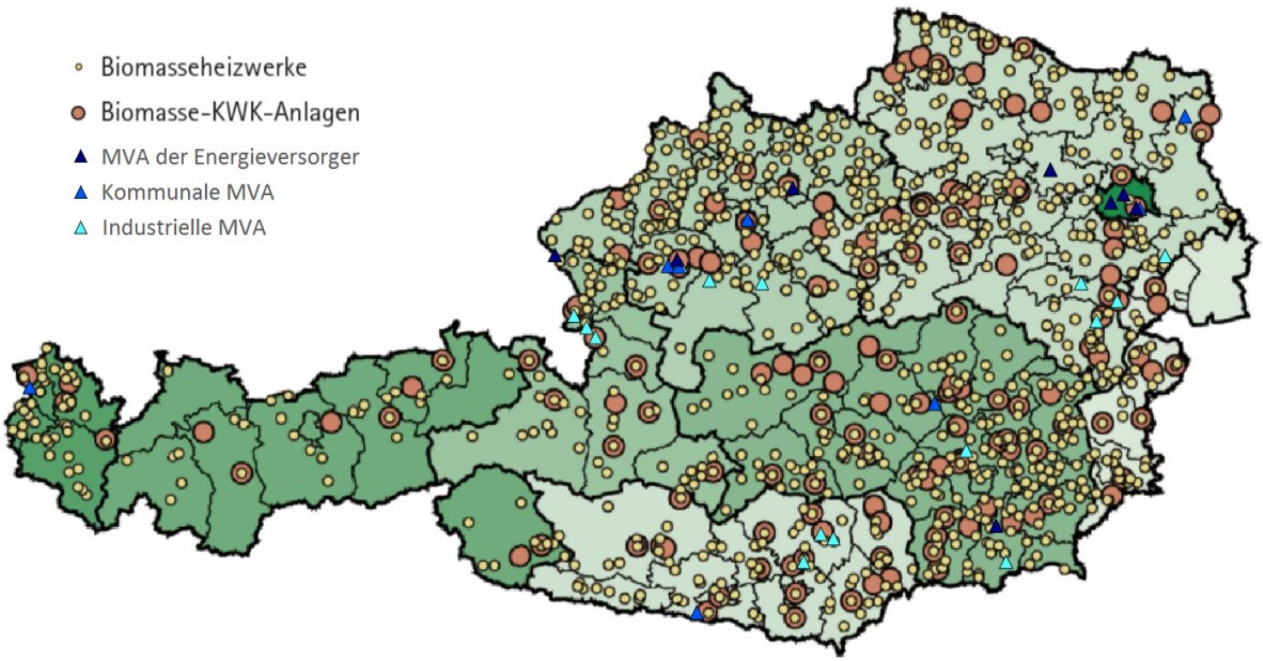

Abbildung 3-7: Biomasseheizwerke, Biomasse-KWK-Anlagen und Müllverbrennungsanlagen mit Kapazitäten über 2t/h in Österreich (Quelle: Grundkarte Biomasseheizwerke und Biomasse-KWK-Anlagender Landwirtschaftskammer Niederösterreich 2013 und Daten der MVA aus Bericht des BMLUFW über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen gemäß §18 AVV)

Industrielle **Abwärme** in wirtschaftlich nutzbarem Ausmaß fällt vorwiegend in der energieintensiven Industrie an. Steht nach der internen Nutzung der Wärme noch ein ausreichend hohes Temperaturniveau und ein genügend hoher Wärmestrom zur Verfügung so empfiehlt es sich diese günstig vorhandene Energie zur Einspeisung in ein nahegelegenes Fernwärmenetz zu verwenden.

Bereits heute speisen einige große Industriebetriebe ihre Abwärme in ein Fernwärmenetz ein. Insbesondere größere Netze decken dadurch einen Teil ihrer Grundlast, 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 speist in das Grazer Fernwärmenetz
- Böhler Edelstahl speist ins FW-Netz Kapfenberg
- Voestalpine Stahl Donawitz speist ins FW-Netz Leoben
- Zementwerk Hofmann Kirchdorf speist ins FW-Netz der EnergieAG in Kirchdorf
- Papierfabrik Schweighofer Hallein speist in das Salzburger FW-Netz

Geothermie wird in Österreich derzeit in 15 Anlagen zur Produktion von Fernwärme genutzt. Die installierte Wärme-Gesamtleistung beträgt etwa 93 MW und erbringt eine thermische Arbeit von ungefähr 139 GWh/a. Abbildung 3-8 zeigt den Bestand an Anlagen und Potenzialgebiete in denen eine

geothermische Nutzung entsprechend den Erhebungen im Projekt Regio Energy möglich ist (Stanzer et. al, 2010).

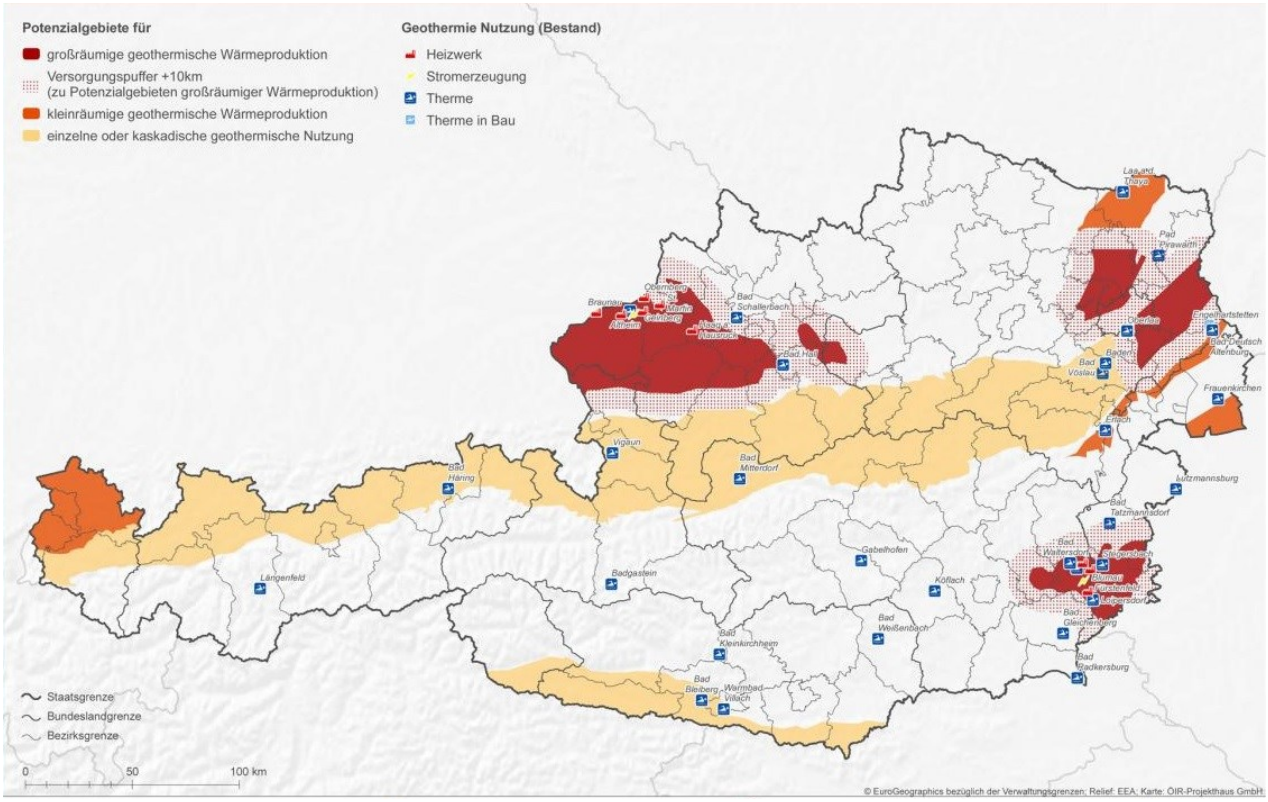

Abbildung 3-8: Bestand und Potenziale der Hydrothermalen Geothermie in Österreich (Quelle: REGIO Energy – Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020, Österreichisches Institut für Raumplanung, Stanzer et. al, .(2010))

Großtechnische **Solarthermie**-Anlagen bieten die Möglichkeit, Sonnenenergie zur Wärmeproduktion für Fernwärmenetze zu nutzen. Aufgrund der überwiegenden Wärmeproduktion in den Sommermonaten sind sie besonders für Netze geeignet in denen im Sommer keine kostengünstige Wärmebereitstellung (z.B. durch Müllverbrennung oder Abwärmenutzung) zur Verfügung steht. Mit Ende des Jahres 2010 waren in Österreich ca. 4,5 Millionen Quadratmeter thermische Sonnenkollektoren in Betrieb, was einer installierten Leistung von 3.191 MW_{th} entspricht. Das durchschnittliche jährliche Marktwachstum zwischen dem Jahr 2000 und 2010 lag in Österreich bei 7%. In diesem Zeitraum hat sich die jährlich installierte Leistung von 117 MW_{th} auf 200 MW_{th} fast verdoppelt. Nahezu die gesamte installierte Kapazität wird allerdings von privaten Kleinverbrauchern zur Erzeugung von Warmwasser für den Eigenbedarf eingesetzt. In den letzten Jahren wurden allerdings auch vermehrt großtechnische Solaranlagen zur Unterstützung von Fernwärmenetzen errichtet. Derzeit sind in Österreich mehrere große thermische Solaranlagen in städtische Fernwärmesysteme eingebunden. Die größten dieser Anlagen sind in Tabelle 3-1 aufgelistet.

Tabelle 3-1: Großtechnische Solaranlagen in Österreich (Quelle: solar-district-heating.eu)

Anlage	Jahr	Betreiber	Ort	Fläche [m²]	Leistung [kW_{th}]
Fernheizwerk/AEVG	2006	solar.nahwaerme.at, AT	Graz	4.960	3.472
Wasserwerk Andritz	2009	solar.nahwaerme.at, AT	Graz	3.860	2.702
Wels	2011	Wels Fernwärme, AT	Wels	3.388	2.400
Berliner Ring	2004	solar.nahwaerme.at, AT	Graz	2.480	1.736
Eibiswald	1997	Nahwärmegen. Eibiswald, AT	Eibiswald	2.450	1.715
Salzburg	2011	Stadtwerke Lehen	Salzburg	2.150	1.505
UPC Arena	2002	nahwaerme.at, AT	Graz	1.407	985
Loeben	2013	Brauerai Göss	Loeben	1.375	963
Gleinstätten	2006	Nahwärme Gleinstätten GmbH, AT	Gleinstätten	1.315	921
Bilderland	1979	Bilderland GmbH, AT	Bilderland	1.284	899
Bad Mitterndorf	1997	Genossensch.. Biosolar BM, AT	Bad Mitterndorf	1.120	784
Innsbruck	1999	Wohnen am Lohbach I, AT	Innsbruck	1.080	756
Sieghartskirchen	2013	Fleischwaren Berger G.m.b.H.	Sieghartskirchen	1.068	748
Bolaring	2000	Gem. Salzb. Wohn. G.m.b.H., AT	Salzburg	1.056	739
Innsbruck	2009	Lodenareal, AT	Innsbruck	1.050	735

3.2.3 Struktur der Fernwärmenetze

In Österreich gibt es über 600 Fernwärmeversorgungsunternehmen, die von großen kommunalen Versorgern bis zu kleinen, regional tätigen Unternehmen reichen. Viele kleine Unternehmen betreiben dabei nur ein einziges **Fernwärmenetz**, wohingegen die größeren Versorger oft mehrere Netze in verschiedenen Gemeinden betreiben. Abbildung 3-9 zeigt Standorte, an denen laut Fachverband Gas Wärme ein oder mehrere Wärmeversorgungsunternehmen zu finden sind.

Das größte österreichische Versorgungsunternehmen ist die Wien Energie GmbH, die zwar nur ein Netz betreibt, welches aber das mit Abstand größte in Österreich ist. Weitere große Versorgungsunternehmen sind die EVN Wärme AG die 63 Biomasseanlagen in Niederösterreich betreibt, die Energie AG Wärme die 6 Fernwärmenetze in Oberösterreich betreibt, die Salzburg AG die neben der Fernwärmeschiene Salzburg Hallein noch weitere 9 Netze betreibt, die Steirische Gas Wärme die in 24 Wärmenetzen tätig ist, die Kelag Wärme die etwa 80 Fernwärmenetze mit über 1.000 Heizzentralen betreut sowie die Stadtwerke Klagenfurt, die Stadtwerke St. Pölten, die Stadtwärme Leoben und die Stadtwerke Wels die jeweils die eigene Stadt mit Fernwärme versorgen. In kleineren Städten und Ortschaften sorgt eine Vielzahl an kleinen Netzbetreibern für die Versorgung ihrer Kunden mit Wärme meist aus Biomasseanlagen.

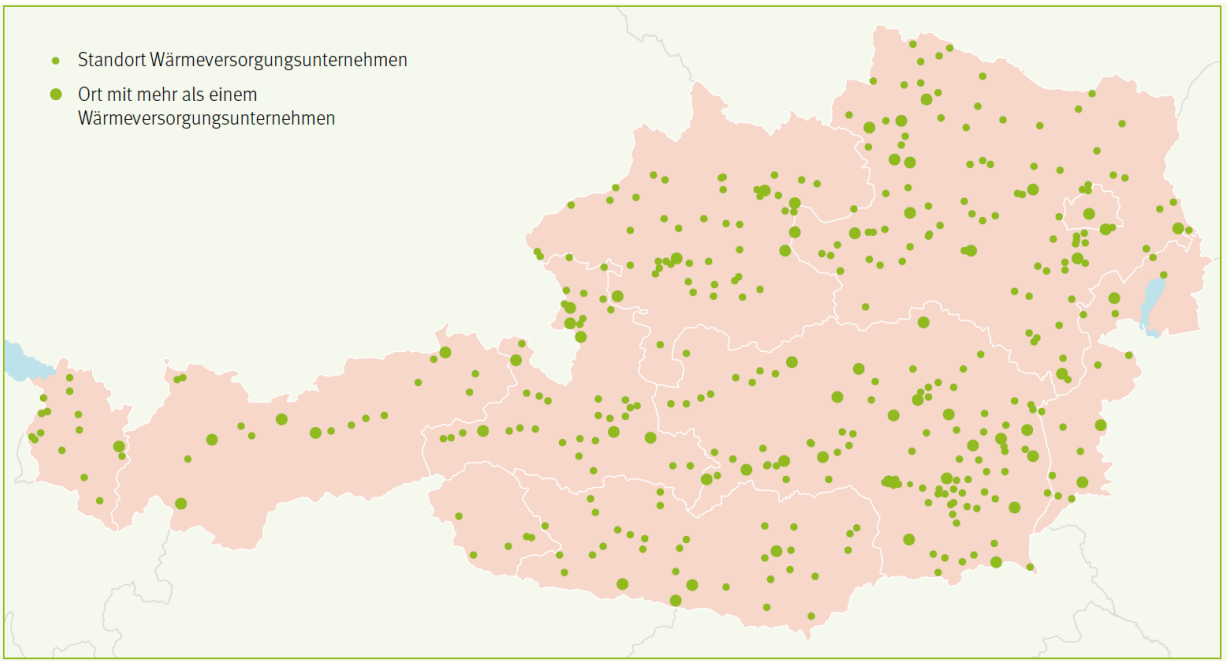

Abbildung 3-9: Verortung der Wärmeversorgungsunternehmen in Österreich (Quelle: Infobroschüre des Fachverbandes Gas Wärme, Fachverband Gas Wärme, (2013))

Bis zum Jahr 2001 wurden vom Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen Kenndaten der verschiedenen Versorgungsunternehmen erhoben. Seit diesem Jahr sind keine gesammelten Informationen zu den einzelnen Unternehmen mehr erhältlich. Im Namen des Landesenergievereins führt die Kommunalkredit Public Consulting eine Datenbank mit technischen und betriebswirtschaftlichen Daten zu Projekten, die im Rahmen des Klima:aktiv Programmes „qm Heizwerke" gefördert wurden. Die Summe der Nennleistungen der Wärmeerzeuger die mit Biomasse betrieben werden, muss dabei mindestens 400 kW betragen und eine Trassenlänge inklusive Objektanschlusstrassen von mindestens 1000 lfm erreichen. Unter diesen Bedingungen werden auch KWK-Anlagen vom qm heizwerke Management erfasst.

Eine Auswertung der Anschlussleistungen und Abnahmemengen von 169 Biomasse-Netzen aus dieser Datenbank und anschließende Zuordnung und Hochrechnung auf über 600 Anschlussleistungen, lässt auf die Anzahl der Netze in den verschiedenen Größenklassen, deren jeweilige vertragliche Anschlussleistung, durchschnittliche Volllaststunden und somit auf die Abgegebene Energiemenge schließen. Werden diese 600 Netze als repräsentativ für die insgesamt rund 1200 existierenden Netze angesehen, so sind die Größenklassen der Biomassenetze mit Anschlussleistungen bis zu 25 MW ungefähr gleichverteilt. Dies bedeutet, dass in den sechs definierten Klassen jeweils ca. 14 bis 18% der Anlagen sind. Somit haben insgesamt weniger als 4% der Biomasse-Netze Anschlussleistungen über 25 MW und weit unter 1% Leistungen über 50 MW. Die abgesetzte Energiemenge steigt hingegen stark mit den Anschlussleistungen an. In der Klasse bis 7 MW Anschlussleistung befinden sich 80% der Netze, sie sind aber nur für 1/3 der bereit gestellten Wärme verantwortlich. Ein weiteres Drittel wird in Netzen mit Anschlussleistungen von 7 bis 25 MW verkauft und das letzte Drittel in Netzen über 25 MW.

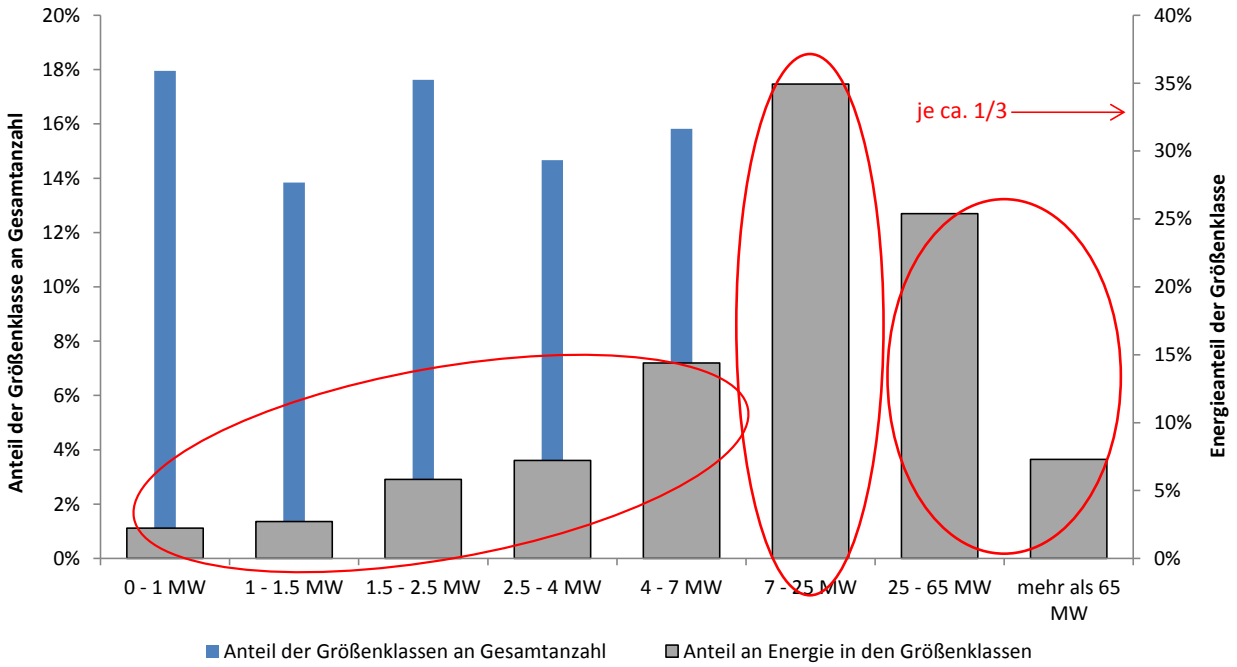

Abbildung 3-10: Verteilung der Biomassenetze auf Größenklassen und Anteilige Energiemengen (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

Eine weitere Auswertung der QM Datenbank wurde hinsichtlich mehrerer unterschiedlicher Kennzahlen durchgeführt. Auf Basis eines Datensatzes von 122 Biomasse-Nahwärmenetzen, deren vollständige Daten verfügbar sind, wurden diese in folgende drei Kategorien eingeteilt.

- **Cluster I, überwiegend Großverbraucher:**

  mehr als 75% der verkauften Wärme geht an Kunden mit einem Wärmebezug von mehr als 150.000 kWh/a
- **Cluster II, gemischte Netzstruktur:**

  weniger oder gleich 75% der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND weniger oder maximal 25% der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.
- **Cluster III, überwiegend Kleinverbraucher:**

  weniger als 75% der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150.000 kWh/a UND mehr als 25% der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50.000 kWh/a beziehen.

Für diese Netze wurden folgende Parameter ermittelt bzw. hinsichtlich Mittelwerte, Median, sowie Extrema ausgewertet:

- Anzahl Wärmenetze je Cluster
- Anzahl der Verbraucher (=Wärmekunden)
- Trassenlänge Gesamt
- techn. Anschlussleistung aller Wärmekunden
- Netzverlustleistung
- Energielieferung Wärme erzeugte (= ins Netz eingespeiste)
- Wärmeabnahme Jahresarbeit verkauft

- Netzverluste in % zur eingespeisten Wärmemenge
- Wärmedichte
- Sowie Anzahl der Kessel, deren Leistungen und eingesetzte Energieträger pro Wärmenetz.

Dem Cluster I konnte 21% der ausgewerteten Wärmenetze zugeordnet werden, dem Cluster II 44% der Netze, die verbleibenden 34% haben eine überwiegend von Kleinverbrauchern geprägte Abnehmerstruktur. Betrachtet man die Anzahl der Wärmekunden innerhalb der Cluster, so sinkt erwartungsgemäß der Anteil innerhalb der Netze mit Großverbrauchern. Die verhältnismäßig meisten Kunden der ausgewerteten Netze sind allerdings nicht in Strukturen mit überwiegend Kleinverbrauchern zu finden, sondern in Netzen mit gemischter Struktur. Die technischen Parameter Trassenlänge, Anschlussleistung und Wärmeabnahme nehmen hingegen für Netze mit überwiegend Großverbrauchern zu was zu wirtschaftlichen Vorteilen führt. So werden 40% des jährlichen Energieabsatzes in Cluster I verkauft, obwohl dort nur 18% der Verbraucher sind aber nur 14% der Wärmemenge werden in Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern abgesetzt obwohl sich dort über 34% der angeschlossenen Kunden befinden. Abbildung 3-11 zeigt die Verhältnisse dieser Parameter für die unterschiedlichen Netztypen.

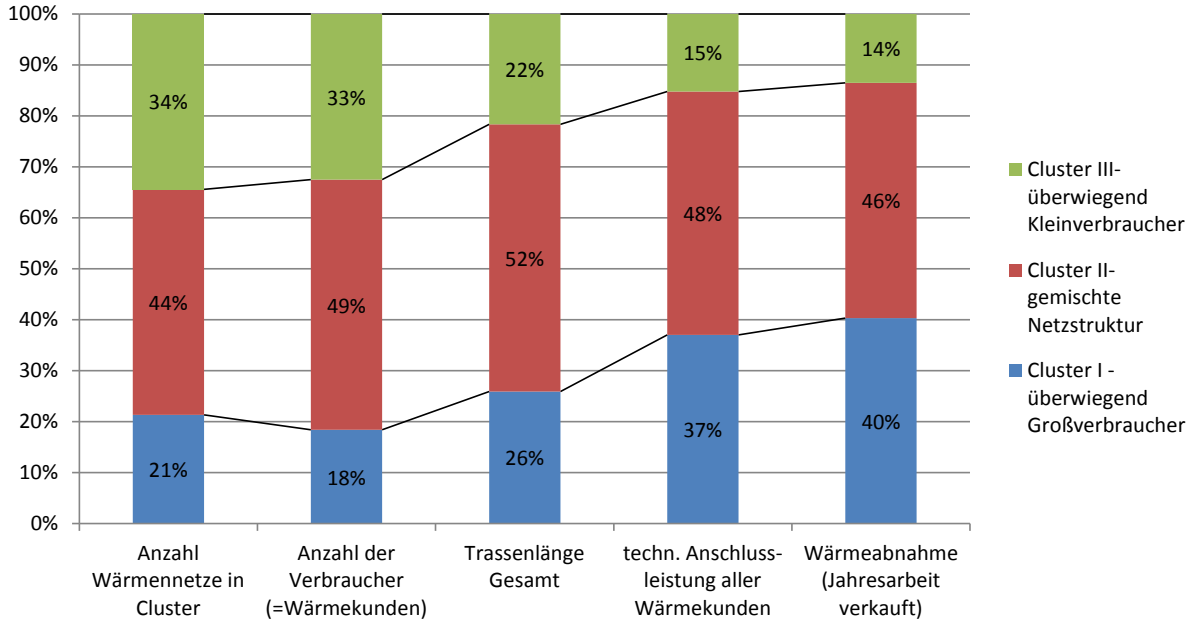

Abbildung 3-11: Vergleich technischer Parameter für die drei beschriebenen Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

In Abbildung 3-12 bis Abbildung 3-14 sind für ausgewählte technische Parameter jeweils die Minimal- und Maximalwerte sowie der Median und Mittelwert als auch das Gesamtvolumen der drei Cluster und der Summe der 122 ausgewerteten Netze dargestellt und interpretiert.

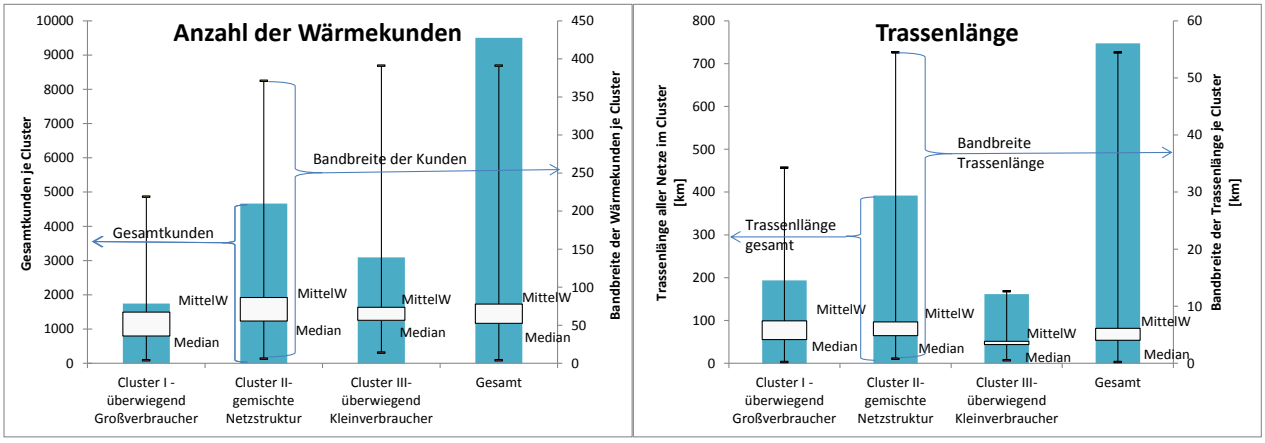

Abbildung 3-12: Anzahl der Wärmekunden und Trassenlängen der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

Sieht man sich die Variation der Parameter innerhalb der Netze an so erkennt man, dass die Streuung sowohl der Kundenanzahl als auch der Trassenlänge in allen drei Clustern sehr hoch und in einer ähnlichen Bandbreite angesiedelt ist. Sie reicht bei der Kundenanzahl bei allen Clustern von ein paar Verbrauchern bis zu ein paar Hundert Verbrauchern und bei den Trassenlängen von ein paar Hundert Metern bis mehreren Kilometern. Durch die Annäherung des Medianwertes an den Mittelwert ist erkennbar, dass bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern die Netze gleichmäßiger über die gesamte Bandbreite verteilt sind als bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern. Weicht der Median erheblich vom Mittelwert ab, so bedeutet dies, dass einzelne Netze Ausreißer darstellen. Kleinverbrauchernetze sind also wesentlich homogener in ihren Parametern als Großverbrauchernetze und lassen sich deshalb einfacher Klassifizieren.

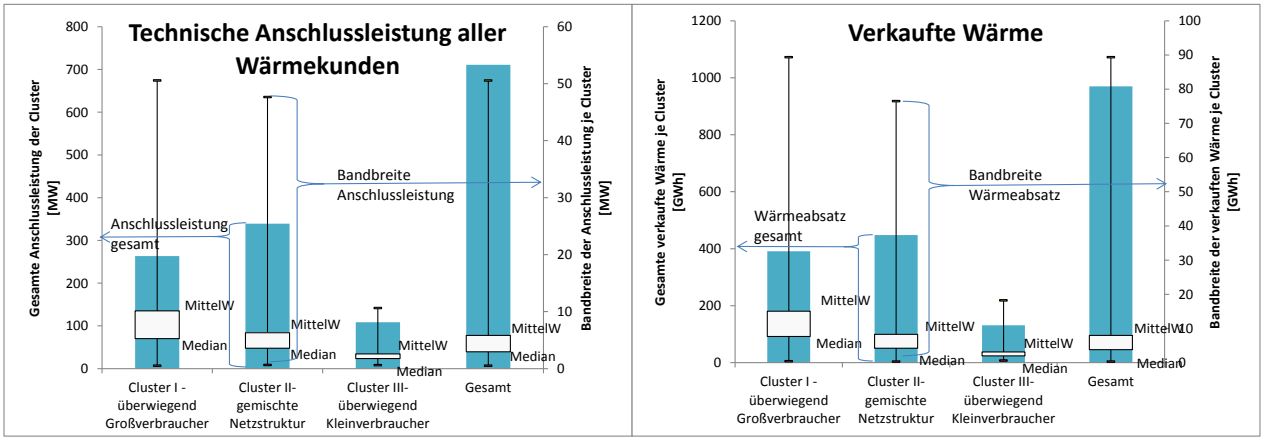

Abbildung 3-13: Technische Anschlussleistung und verkaufte Wärme der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

Erwartungsgemäß steigen die technischen Anschlussleistungen mit zunehmendem Anteil an Großverbrauchern stark an. Allerdings ist die Bandbreite der Leistungen bei vielen Kleinverbrauchern wesentlich geringer und gleichmäßiger verteilt.

Die durchschnittliche Trassenlänge pro Kunde ist zwar bei Netzen mit überwiegend Kleinverbrauchern nur halb so groß wie bei Netzen mit überwiegend Großverbrauchern, die Wärmedichte hingegen, also die Verkaufte Wärmemenge pro Trassenmeter, ist bei überwiegenden Großverbrauchern mehr als

doppelt so groß wie bei Kleinverbrauchern. Aus diesen Werten können Bedingungen abgeleitet werden die erfüllt werden sollten um Netze wirtschaftlich betreiben zu können.

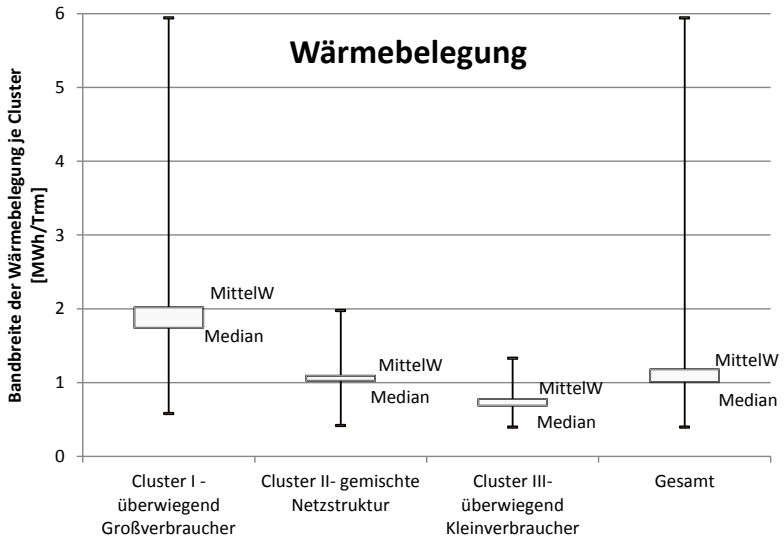

Abbildung 3-14: Bandbreiten der Wärmedichte der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

Betrachtet man die installierten Wärmeerzeuger der 122 ausgewerteten Biomasse-Netze, so besitzen 98% der Netze einen Biomassekessel und 8% sogar eine Biomasse KWK-Anlage. 55% der Netze verfügen über einen Öl- oder Gas- Spitzenkessel und ganze 29% der Netze beziehen einen Teil der Wärme aus Wärmerückgewinnungsanlagen (WRG). Sonstige Erzeuger wie externe Kessel oder Abwärme aus Industrie oder Biogasanlagen befinden sich in immerhin 10% der Netze. Die installierte Wärmeleistung und die mit den jeweiligen Technologien erzeugte Wärme sind in Abbildung 3-15 dargestellt. Die Biomassekessel machen 41% der gesamt installierten Kapazität aus und erzeugen damit 66% der Wärmemenge. Die Öl/Gaskessel machen zwar 40% der installierten Kapazität aus aber erzeugen nur 1% der erzeugten Wärmemenge was darauf deutet, dass diese als Ausfallsreserve oder als Spitzenlastkessel dienen und nur geringe Betriebsstunden im Jahr aufweisen.

Die typischen Leistungen der Biomassekessel betragen zwischen 0.5 und 10 MW wobei 50% Leistungen bis zu 1.6MW besitzen. Typische Öl/Gas-Kessel besitzen installierte Leistungen zwischen 0.5 und 25 MW wobei 50% der Anlagen weniger als 3 MW besitzen.

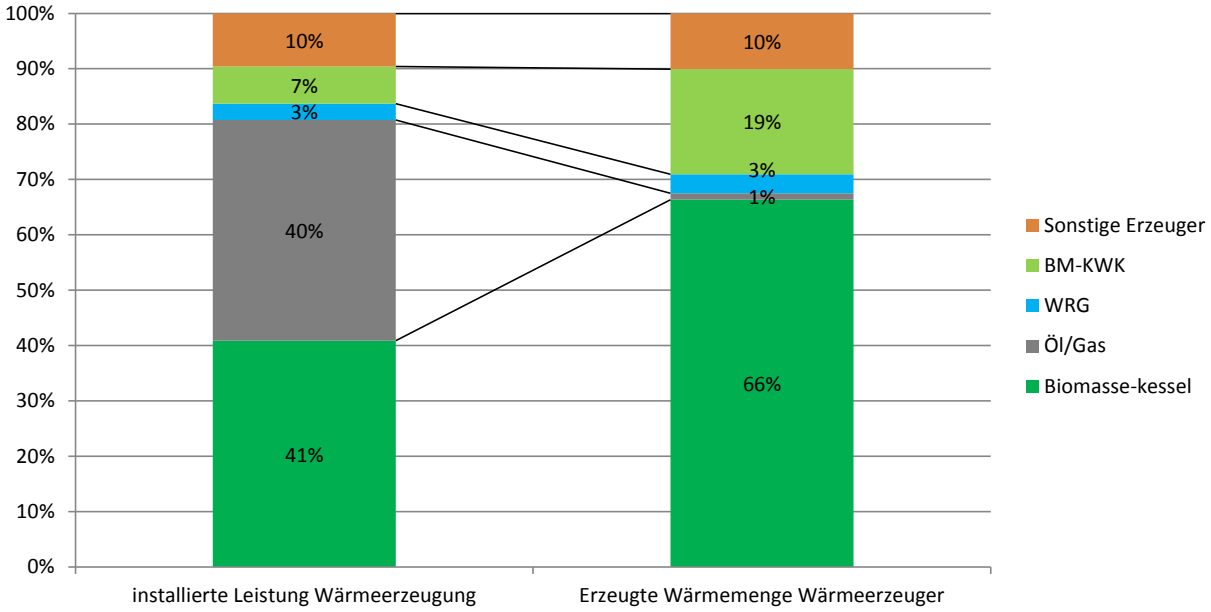

Abbildung 3-15: Anteile der Leistung und Wärmemenge der unterschiedlichen Wärmeerzeuger (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV)

Ein Vorstellung über die herrschenden Vorlauftemperaturen in den Fernwärmenetzen erhält man durch Auswertung der in der Kenndatenerhebung der Fernwärmeversorgungsunternehmen angegebenen Netztemperaturen. Eine Darstellung der Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 einzelne Netze ist in Abbildung 3-16 dargestellt. Die Netze wurden dabei absteigend nach den jeweiligen Absatzmengen geordnet. Dadurch ist erkennbar, dass in kleineren Netzen tendenziell geringere Vorlauftemperaturen vorherrschen. Dies kann einerseits darin begründet liegen, dass kleinere Netze jünger sind als größerer Netze und dabei auf eine möglichst niedrige Vorlauftemperatur geachtet wurde, oder darin, dass Netze, die an ihre Kapazitätsgrenzen gelangt sind, die Möglichkeit nutzen, durch Erhöhung der Vorlauftemperatur die übertragene Wärmeleistung zu erhöhen.

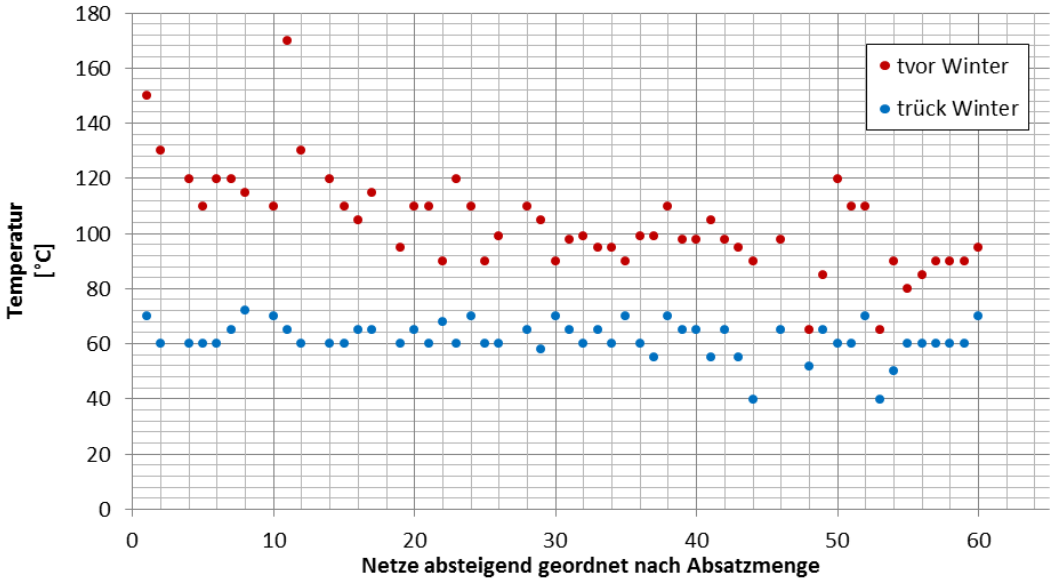

Abbildung 3-16: Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 Netze nach Absatzmenge absteigend geordnet (Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001)

3.2.4 Annahmen zur Bestandsentwicklung bis 2025

In der Bestimmung der ökonomischen Potenziale wird zwischen Bestand und Neuinvestitionen unterschieden. Für die ermittelten Hauptregionen (siehe 4.2.1) wird der noch bestehende Kraftwerkspark innerhalb der Regionen über das Baujahr und die mittlere technische Lebensdauer der Erzeugungsanlagen nach Brennstoffeinsatz abgeschätzt. Tabelle 3-2 zeigt die angenommenen Lebensdauern.

Tabelle 3-2: Angenommene Lebensdauer der Erzeugungsanlagen

Technologie	angenommene Lebensdauer in Jahren
Gas inkl. KWK	30
Kohle inkl. KWK	40
Biomasse inkl. KWK	30
Ölbefeuerte Heizwerke	40

Ist eine Anlage bis zum Jahr 2025 am Ende der technischen Lebensdauer angelangt, wird angenommen, dass diese bis dahin stillgelegt wird. Abbildung 3-17 zeigt beispielhaft den Anteil der stillgelegten Kraftwerk bei Annahme einer mittleren Lebensdauer von 35 Jahren. Für größere Anlagen (>5 MW) erfolgt die Abschätzung der Stilllegungen auf Basis von recherchierten Kraftwerksdaten. Der Bestand im Jahr 2025 kann somit den einzelnen Hauptregionen zugeteilt werden und wird in der ökonomischen Potenzialermittlung berücksichtigt.

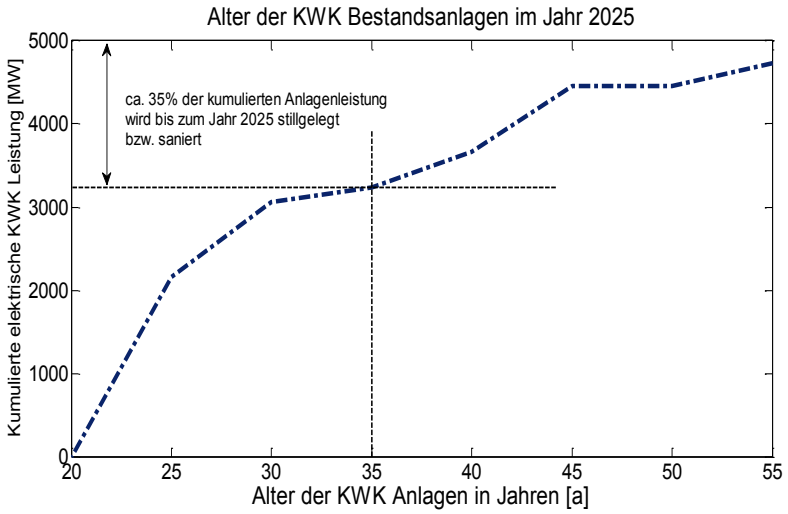

Abbildung 3-17: Darstellung der Stilllegungen von Erzeugungsanlagen bis 2025

Für Müllverbrennungsanlagen wird angenommen, dass diese jedenfalls bis zum Jahr 2025 bestehen bleiben bzw. erneuert werden auch wenn deren technische Lebensdauer bereits überschritten wurde. Damit werden die dafür anfallenden Investitionskosten bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht berücksichtig, was damit argumentiert wird, dass der Hauptzweck der Anlagen in der Müllverarbeitung liegt und nicht notwendiger Weise zur Bereitstellung von Wärme.

Weiter wird angenommen, dass bereits bestehende Wärmenetze im aktuellen Umfang auch im Jahr 2025 bestehen. Dies reduziert ebenfalls die anfallenden Kosten zur Bereitstellung von Fernwärme in bereits versorgten Gebieten der ermittelten Hauptregionen.

4 Technische Potenziale für Fernwärme, KWK und effiziente Wärme- und Kältebereitstellung

In diesem Kapitel sollen die Potenziale der technisch möglichen Bedarfsdeckung durch hocheffiziente KWK, Mikro KWK und effiziente Fernwärme und Fernkälte bestimmt werden.

Dazu werden zuerst die Definitionen von hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung beschrieben (Kapitel 4.1). Anschließend wird die Methodik zur Ermittlung regionaler Systemgrenzen sowie zur Unterscheidung potenzieller Fernwärme-Haupt- und Nebenregionen dargestellt (Kapitel 4.2). Die technischen Potenziale für Fernwärme sowie KWK werden in den Kapiteln 4.3 und 4.4 ermittelt. Die Abschnitte 4.5 bis 4.9 umfassen die technischen Potenziale einzelner Energieträger sowie Technologien (industrielle Abwärme, Biomasse, Geothermie und Umgebungswärme, Müllverbrennung, Solarthermie). Schließlich gibt Kapitel 4.10 einen Überblick über technische Fernkältepotenziale.

Bei der Ermittlung der technischen Potenziale steht die technische, nicht aber die wirtschaftliche Machbarkeit im Vordergrund, auch wenn die Abgrenzung nicht immer ganz eindeutig zu treffen ist. Die hier ermittelten technischen Potenziale sind Ausgangspunkt für die Ermittlung ökonomischer Potenziale in Kapitel 5.

Im weiteren Verlauf dieses Kapitels erfolgt auch die Beschreibung der in Betracht zu ziehenden zentralen (d.h. netzgekoppelten) und dezentralen (d.h. objektbezogenen) Technologien sowie deren für die Berechnungen relevanten Parameter. Die Technologien, die für die Kosten-Nutzen-Analyse in Kapitel 6 herangezogen werden und für welche in einem vorhergehenden Schritt die technischen Potenziale ermittelt werden, sind in Kapitel 6.2 dargestellt. Jede der Technologien kann dabei ein oder mehrere der drei möglichen Temperaturniveaus (a) Kältebedarf, b) kombinierter Raumwärme und Warmwasserbedarf sowie c) Hochtemperaturbedarf für Industrie) bereitstellen.

Die Breite der Technologien stellt eine Balance zwischen technischem Detail und Übersichtlichkeit dar. Es wurden insgesamt 24 Technologien für Kälte und Wärmebereitstellung unterschieden, davon 21 Technologien in der Wärmebereitstellung und 3 Technologien für Kälte.

Für alle Technologien wurden typische Beispieltechnologien mit Bezug auf die Situation in Österreich herangezogen, um die Eigenschaften der Technologie, für den Zweck der Kostennutzenanalyse und der Potenzialbestimmung, festzusetzen.

4.1 Definition effizienter Fernwärme- und Fernkälte sowie hocheffizienter KWK

Laut Energieeffizienzrichtlinie Anhang II (Richtlinie 2012/27/EU) versteht man unter hocheffizienter KWK:

- jene KWK-Erzeugung in KWK-Blöcken, die Primärenergieeinsparungen (PES) von mindestens 10% im Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung entsprechend der folgenden Formel ermöglicht;

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_W}{\eta_{refW}} + \frac{\eta_E}{\eta_{refE}}}\right) 100 \qquad \textit{Gleichung 4-1}$$

- die Erzeugung in KWK-Klein- und -Kleinstanlagen, die Primärenergieeinsparungen erbringen, kann als hocheffiziente KWK gelten.

Die Referenzwirkungsgrade für Stromerzeugung aus Gas für Anlagen mit Baujahren von 2006 bis 2011 betragen 53,1%. Dabei wurde für Österreich eine Erhöhung des Ausgangswirkungsgrades von 52,5% um 0,6 Prozentpunkte aufgrund einer verringerten jährlichen Durchschnittstemperatur von 9 statt 15°C vorgenommen. Für Wärmeerzeugung aus Gaskesseln wird ein Referenzwirkungsgrad von 90% vorgeschrieben (Durchführungsbeschluss 2001/877/EU).

Unter effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung ist ein Fernwärme- oder Fernkältesystem zu verstehen, das mindestens 50% erneuerbare Energien, 50% Abwärme, 75% KWK-Wärme oder 50% einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt.

„Effiziente individuelle Wärme- und Kälteversorgung" ist eine Möglichkeit der individuellen Wärme- und Kälteversorgung, die gegenüber effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung die Menge an Primärenergie aus nicht erneuerbaren Quellen, die zur Bereitstellung einer Einheit der gelieferten Energie benötigt wird, innerhalb einer maßgeblichen Systemgrenze messbar reduziert oder die gleiche Menge an Primärenergie aus nicht erneuerbaren Quellen, aber zu niedrigeren Kosten benötigt, wobei der für Gewinnung, Umwandlung, Beförderung und Verteilung erforderlichen Energie Rechnung getragen wird.

4.2 Methodik zur Aufteilung potentieller Fernwärmeregionen in Haupt- und Nebenregionen

Die EU-Energie-Effizienz Richtlinie (Richtlinie 2012/27/EU) fordert für die Analyse des Potenzials für hocheffiziente KWK und effiziente Fernwärmeversorgung die Betrachtung von Gebieten mit einer „Geschossflächenzahl" (Plot-Ratio) von größer 0,3. Trotz der in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Korrektur der Bebauungsdichte führt die Anwendung dieser Plot-Ratio österreichweit zu lediglich 20 Regionen, die innerhalb der geforderten Bebauungsdichte eine Energiemenge von mehr als 1 GWh aufweisen.

Um eine umfassendere Auswahl an Regionen zu erhalten, wurde daher eine erweiterte Methode der Bestimmung von zu analysierenden potenziellen Fernwärme-Gebieten entwickelt. Der in der Folge beschriebene erweiterte Ansatz führt zur Definition von 38 hier als Fernwärme-Hauptregionen bezeichneten Gebieten. Für alle Gemeinden, die nicht Teil dieser Hauptregionen sind, führt eine Ver-

knüpfung des Wärmebedarfs mit den vorhandenen Potenzialen für erneuerbare Energien und effiziente Technologien durch Gruppierung von Regionen mit ähnlichen Eigenschaften zu einer Typologie von 30 verschiedenen sogenannten Nebenregionen in Österreich.

4.2.1 Fernwärme-Hauptregionen

Zur Auswahl der näher zu analysierenden Gebiete wurde eine Focalfunktion zur Errechnung der räumlichen Verteilung und Ermittlung der Nachbarschaftsverhältnisse von unterschiedlichen Wärmenachfrageregionen angewendet. Dazu wurden für unterschiedliche Grenzwärmedichten Wärmenachfragepunkte bei Überschreiten einer Mindestnachfrage zu Fernwärmeregionen zusammengefasst. Der Ansatz berücksichtigt, dass mit zunehmender Wärmeabnahme für Raumwärme und Warmwasser innerhalb der Zonen zunehmend größere Distanzen zur Verbindung von verschiedenen Wärmenachfragezonen überbrückt werden. Es wurde unterstellt, dass Gemeindegrenzen prinzipiell eine Barriere zur Verbindung von Wärmepunkten zu gemeinsamen Zonen darstellen, bei ausreichender beidseitiger Wärmenachfrage werden aber auch diese überbrückt. Als Grenzwärmedichte (für den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser) wurden 10 GWh/km² gewählt und entsprechend der Focalfunktion alle zusammenhängenden 250x250 m Rasterelemente ermittelt, die zu der jeweiligen Region gehören. Österreichweit gibt es 690 Gebiete, die diese Kriterien erfüllen. Für diese Gebiete wurde anschließend der in der Richtlinie genannte Wert der Plot-Ratio von 0.3 auf 0.25 herunter gesetzt und um einen zusätzlichen Energiemengenabhängigen Wert verringert.[6] Als Mindestnachfragemenge an Raumwärme und Warmwasser für die Gebiete, die dieses Kriterium erfüllen, wird außerdem ein Grenzwert von 10 GWh/a angesetzt.

Abbildung 4-1 zeigt zur Illustration des Ansatzes einen Ausschnitt aus dem Nordburgenland, in dem die ermittelten potenziell Fernwärmegeeigneten Regionen (Fernwärme-Hauptregionen) ersichtlich sind. Alle blau umrandeten Gebiete sind zusammenhängende Gebiete, die nach der Focalfunktion die geforderte Grenzwärmedichte erreichen. Nur Eisenstadt – dunkelblau umrandet – erfüll im dargestellten Bildausschnitt auch das Kriterium einer ausreichend hohen Plot-Ratio und Energiemenge.

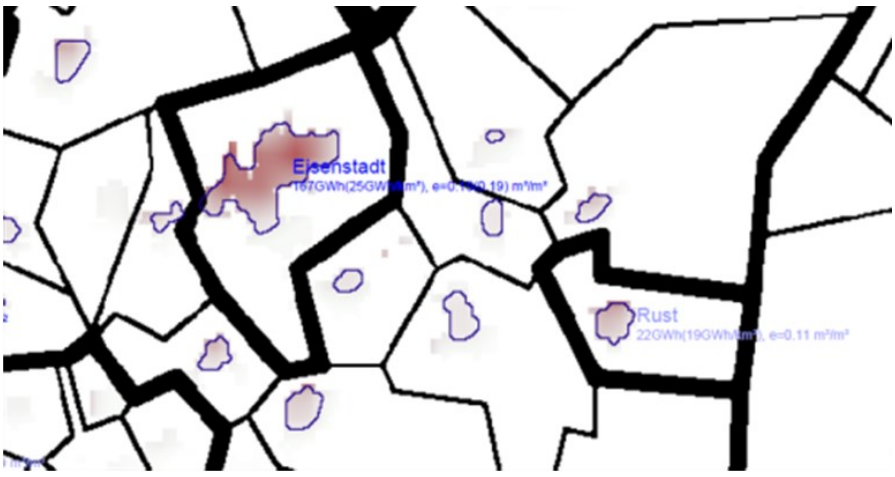

Abbildung 4-1: Ermittlung potenziell Fernwärmegeeigneter Regionen mittels Focalfunktion in Invert/EE-Lab

[6] Gebiete, in denen eine große Menge an Energie abgesetzt werden könnte, müssen nach diesem Ansatz nur eine Plot -Ratio von 0,1 erreichen.

Durch diese Methode wurden 38 im Weiteren als „Fernwärme-Hauptregionen" bezeichnete Gebiete bestimmt, welche einer detaillierten individuellen Betrachtung unterzogen werden. Insgesamt sind 109 Gemeinden an diesen Fernwärme-Hauptregionen beteiligt, wobei sich der jeweilige Name aus der Gemeinde mit dem größten Wärmebedarf an Raumwärme und Warmwasser herleitet. Die Hauptregionen und der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser sind in Abbildung 4-2 dargestellt und in Tabelle 4-1 vollständig aufgelistet. Der Wärmebedarf aller Hauptregionen beträgt mit 34,4 TWh etwa 40% des österreichischen Gesamtwärmebedarfes für 2025 im BAU-Szenario (s. Kapitel 2.2.2). Die Hälfte des Energiebedarfes der Hauptregionen liegt dabei in der Region Wien einschließlich der dazugehörenden umliegenden Gemeinden.

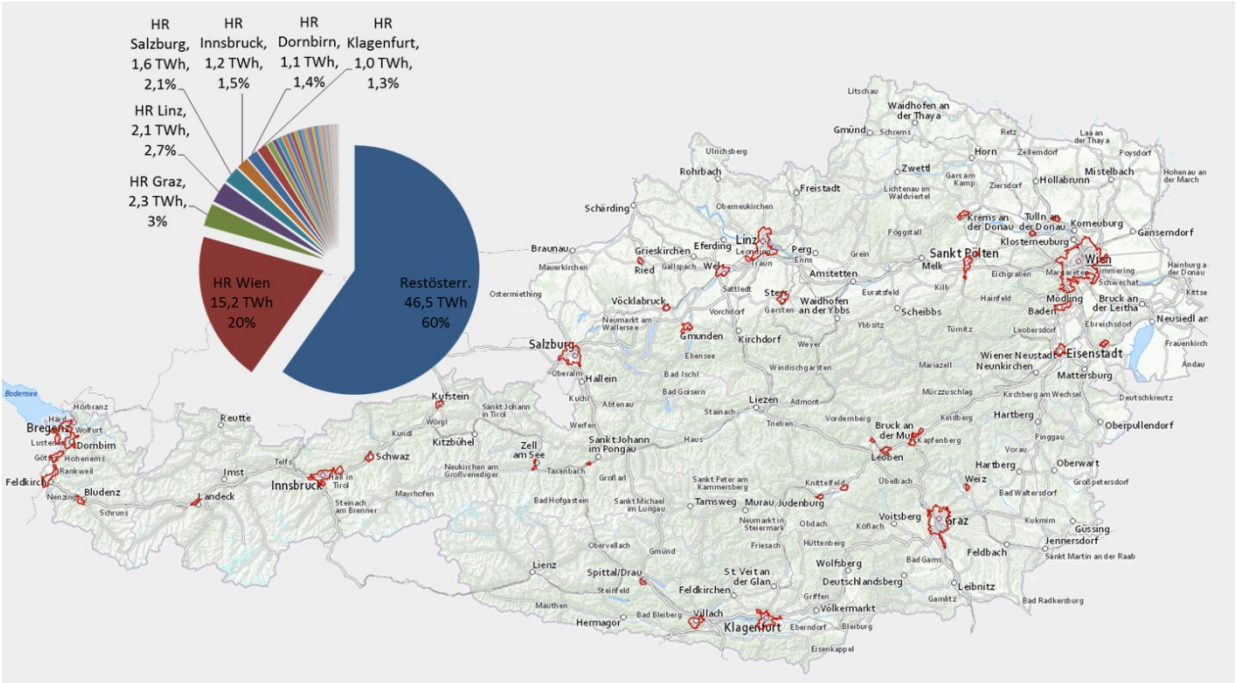

Abbildung 4-2: Fernwärme-Hauptregionen (HR) sowie deren Bedarf für Raumwärme und Warmwasser und Anteile am gesamtösterreichischen Bedarf für Raumwärme und Warmwasser für BAU 2025. Siehe: http://www.austrian-heatmap.gv.at

Tabelle 4-1: Liste der 38 Fernwärme-Hauptregionen

Nr.	Name	Fläche [km²]	Wärmebedarf 2012 [GWh]	Wärmebedarf 2025 BAU [GWh]
1	Wien	289	16.645	15.255
2	Graz	112	2.829	2.305
3	Linz	83	2.484	2.128
4	Salzburg	62	1.945	1.645
5	Innsbruck	37	1.376	1.206
6	Dornbirn	43	1.249	1.094
7	Klagenfurt	47	1.165	1.007
8	Wels	21	515	437
9	Villach	26	649	554
10	Feldkirch	25	543	465
11	Wiener Neustadt	18	409	358
12	Baden	18	421	378
13	St. Pölten	25	544	451
14	Steyr	17	380	335
15	Lustenau	12	265	243
16	Kufstein	6	233	194
17	Kapfenberg	15	354	296
18	Hall in Tirol	9	235	212
19	Krems an der Donau	10	263	230
20	Hohenems	14	296	264
21	Schwaz	8	252	211
22	Knittelfeld	6	166	143
23	Gmunden	12	341	286
24	Bludenz	8	232	209
25	Ried im Innkreis	5	128	109
26	Weiz	3	93	81
27	Zell am See	4	121	108
28	Landeck	5	135	118
29	Stockerau	6	143	115
30	Tulln an der Donau	5	150	130
31	Eisenstadt	7	165	139
32	Spittal an der Drau	6	179	148
33	Trofaiach	3	60	51
34	Leoben	11	231	190
35	Matrei am Brenner	0,1	10	9
36	Judenburg	4	101	87
37	Schwarzach im Pongau	2	59	51
38	Vöcklabruck	6	145	122

4.2.2 Nebenregionen

Die restlichen Gemeinden, welche die Kriterien der Hauptregionen nicht erfüllen, werden zu Typen von Nebenregionen klassifiziert. Sie werden aggregiert betrachtet und die durchschnittlichen Werte der zu einem Typ gehörenden Gemeinden werden für die Berechnungen herangezogen. Für jene Gemeinden, die nur zu einem Teil zu den Hauptregionen gehören, wird der restliche Wärmebedarf als eigene Region angesehen und ebenso in die Typologisierung miteinbezogen wie alle anderen Gemeinden. Im Falle von Abbildung 4-1 bedeutet dies, dass jener Anteil von Eisenstadt, der nicht Teil der Hauptregion ist, als Nebenregion in die Kategorisierung eingeht. Für die Typologisierung wurden die für die wirtschaftliche Analyse als am wichtigsten eingestuften Parameter herangezogen und alle verbleibenden Gemeinden nach diesen kategorisiert: (1) klimatische Bedingungen, (2) Wärmedichte, (3) .Anteil bestehender Wärmenetzversorgung, (4) Verfügbarkeit von Technologien bzw. Energieträgern (Gas, Geothermie, industrielle Abwärme). Diese Parameter werden im Folgenden näher beschrieben:

- Als erster relevanter Parameter wurden **klimatische Bedingungen**, die sich auf die Zahl der Volllaststunden von Fernwärmetechnologien auswirken, identifiziert und die Seehöhe der Gemeinde als Klassifizierungsmerkmal gewählt. Gemeinden auf einer Seehöhe über 1000 Meter werden zu einer Gruppe geclustert und diesen ein typisches Wärmebedarfsprofil für eine Gemeinde in dieser Höhenlage zugeordnet. Alle Gemeinden unter 1000 Meter Seehöhe erhalten ein Wärmebedarfsprofil, das den klimatischen Bedingungen des österreichischen Durchschnitts entspricht.
- Die **Wärmedichte** beeinflusst maßgeblich den Ausbau und die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen. Daher wurde als weiterer Parameter die Verteilung des Bedarfes für Raumwärme und Warmwasser für das BAU-Szenario 2025 auf verschiedene Wärmedichten herangezogen. Die Auswertungen der Daten aus Invert/EE-Lab liefern den Energiebedarf der Gemeinden aufgeteilt auf sechs Energiedichte-Klassen. Diese sechs Klassen teilen sich in Gebiete
    - mit weniger als 6 GWh/km²
    - mit 6-10 GWh/km²,
    - mit 10-20 GWh/km²,
    - mit 20-35 GWh/km²,
    - mit 35-60 GWh/km²,
    - mit mehr als 60 GWh/km²

    In Abbildung 4-3 ist der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser aller Nebenregionen für das BAU-Szenario 2025 aufgeteilt auf die sechs Dichteklassen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Gebiete mit den höchsten Wärmedichten darin nicht mehr enthalten sind. Aus der Verteilung werden drei Typen abgeleitet. Eine Abspaltung nach unten erfolgt durch Gemeinden in denen mehr als 50% der Wärmemenge innerhalb der zwei niedrigsten Wärmedichteklassen liegt, insgesamt also unter einer Wärmedichte von 10 GWh/km². Eine Abspaltung nach oben erfolgt durch jene Gemeinden in denen mehr als 50% der nachgefragten Wärmemenge in den beiden höchsten Dichteklassen vorliegt, also in Gebieten mit einer Wärmedichte von mehr als 35 GWh/km². Im Großteil der Gemeinden, in denen keines der beiden Kriterien erfüllt ist, liegt der Wärmebedarf hauptsächlich bei Wärmedichten zwischen 10 und 35 GWh/km² vor.

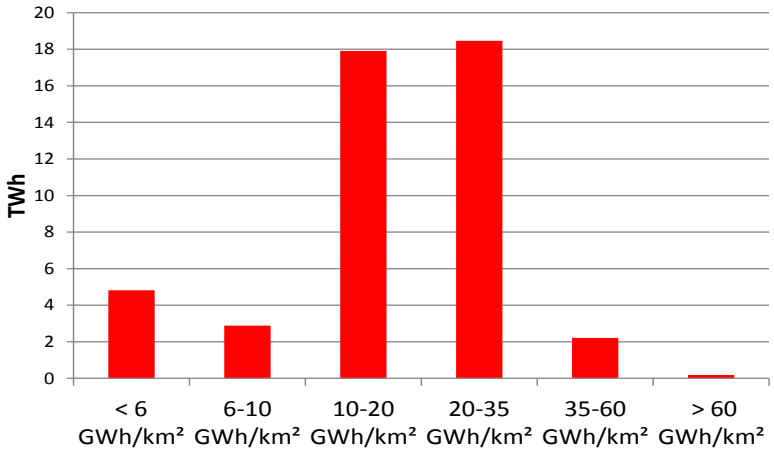

Abbildung 4-3: Verteilung des Wärmebedarfes aller Nebenregionen auf Wärmedichten

- Der **Anteil der bestehenden Netzversorgung** der Gemeinden wird als weiteres Klassifizierungsmerkmal ausgewählt. Dazu wurden ähnlich der Ermittlung der bestehenden Fernwärmeversorgung der Hauptregionen die lt. GWZ 2001 an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude herangezogen. Abbildung 4-4 zeigt den Anschlussgrad über die Gemeinden lt. GWZ 2001[7]. Darin besitzen 325 Gemeinden einen Anschlussgrad von mehr als 5% der Gebäude und 822 Gemeinden einen Anschlussgrad zwischen 0,5% und 5% der Gebäude. Diese beiden Grenzwerte werden zur Klassifizierung herangezogen. Die so bestimmten insgesamt 1.147 Gemeinden entsprechen ungefähr der Anzahl der in Österreich existierenden Biomasse-Nah- und Fernwärmenetze die den Großteil der existierenden Netze ausmachen. In den restlichen 1220 Gemeinden sind weniger als 0,5% der Gebäude an ein Fernwärmenetz angeschlossen und sie gelten nach der hier gewählten Definition als nicht Netzversorgt.

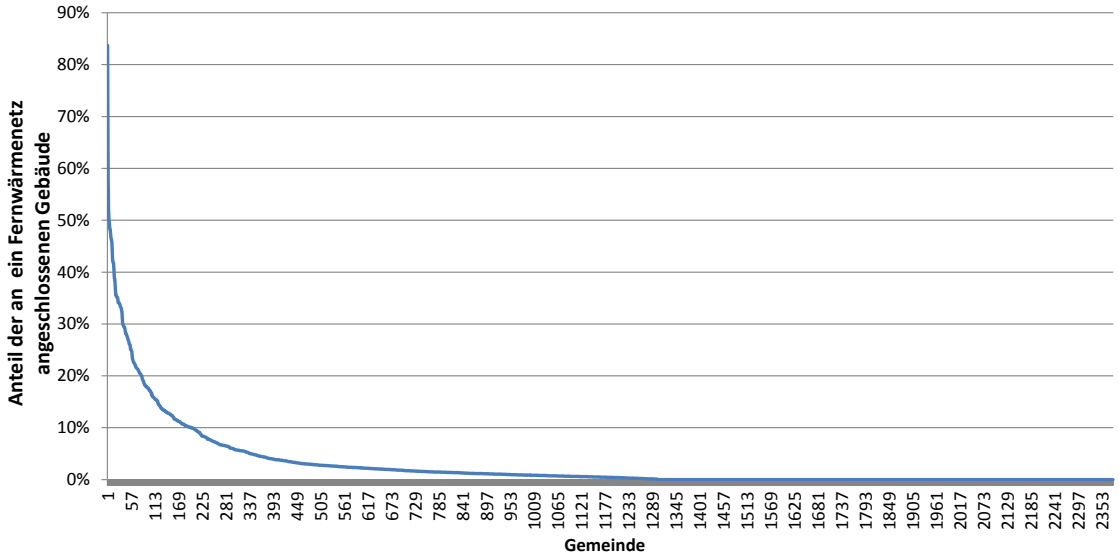

Abbildung 4-4: Anteil der an ein Fernwärmenetz angeschlossener Gebäude je Gemeinde lt GWZ 2001 (Quelle: Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Statistik Austria)

[7] Die Verwendung der GWZ 2001 birgt das Problem in sich, dass Wärmenetze, die nach 2001 neu errichtet wurden, nicht berücksichtigt werden können. Allerdings stand für dieses Projekt keine neuere flächendeckende Information zu Wärmenetzen zur Verfügung.

- Als nächstes Klassifizierungsmerkmal wurde die **Verfügbarkeit folgender Technologien** angesetzt
    - Gasbefeuerte Technologien

      Zur Klassifizierung der Gemeinden als „Gasversorgt" oder „nicht Gasversorgt" wurde deren Gasverfügbarkeit bestimmt. Dazu wurde der Anteil des verorteten Wärmebedarfs, der innerhalb einer Distanz von 2 km zu einer vorhandenen Gas-Leitung liegt, ausgewertet. Die so bestimmte Gasverfügbarkeit aller österreichischen Gemeinden ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Darin ist zu sehen, dass in etwa 1000 Gemeinden mehr als 80% des Energiebedarfes innerhalb von 2 km zu einer vorhandenen Gasleitung liegen. Andererseits liegen in etwa 1000 Gemeinden weniger als 20% des Bedarfes innerhalb dieser Distanz. Nur etwa 300 Gemeinden liegen in der Übergangszone in welcher zwischen 20 und 80% des Bedarfes für Raumwärme und Warmwasser in Reichweite eines vorhandenen Gasnetzes liegen. Deshalb wird als Klassifizierungskriterium ein Grenzwert von 50% herangezogen. Wenn mehr als 50% des Energiebedarfes in Reichweite der Gasleitung liegen, gilt die Nebenregion als Gasversorgt und falls mehr als 50% des Energiebedarfs außerhalb dieser 2 km liegen, als nicht Gasversorgt.

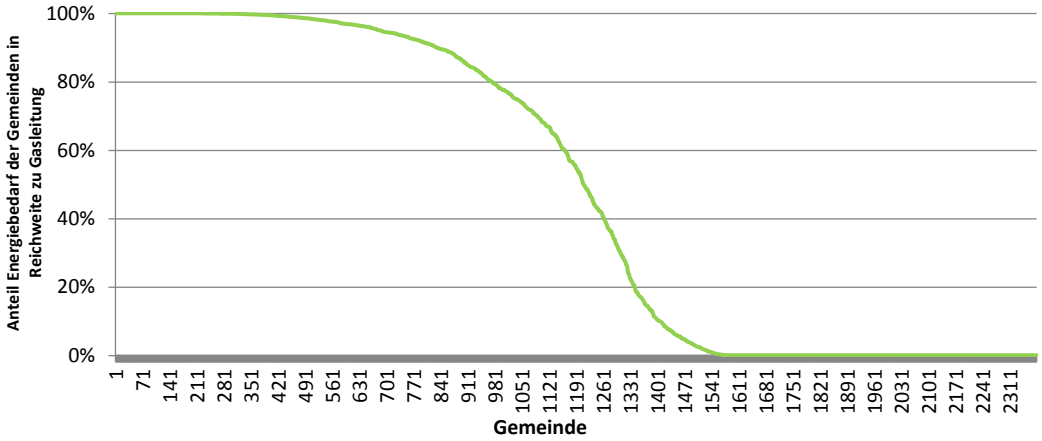

Abbildung 4-5: Gasverfügbarkeit österreichischer Gemeinden (Quelle: eigene Berechnungen anhand Gasnetzkarte der e-control (e-control, 2008)

    - Geothermie

      Als weiteres Kriterium werden Gemeinden danach klassifiziert, ob sie ein technisches Potenzial zur Einspeisung von Geothermie in ein Fernwärme-Netz aufweisen. Als Datengrundlage werden dazu, wie in Kapitel 4.7.1 beschrieben, die Ergebnisse aus dem Projekt „Potential der Tiefengeothermie für die Fernwär-me und Stromproduktion in Österreich" verwendet (Könighofer et al., 2014).

    - Industrielle Abwärme

      Zur Klassifizierung der Gemeinden als potentiell Abwärmeversorgt werden die in Kapitel 4.5 ermittelten Abwärmemengen aus der Industrie herangezogen. In Abbildung 4-6 sind die Abwärmemengen all jener 94 Gemeinden, die über ein Abwärmepotenzial verfügen, sowie der Anteil der gesamten Abwärme am Wärmebedarf der jeweiligen Gemeinde dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass in einigen Gemeinden weit mehr

als der Gesamtbedarf potentiell durch Abwärme gedeckt werden könnte und in anderen Gemeinden je nur ein bestimmter Anteil des Bedarfes. Gemeinden mit potentiell verfügbaren industriellen Abwärmemengen zwischen 0% und 100% des Energiebedarfes der Gemeinde werden als eine Klasse angesehen, Gemeinden, in denen mehr als 100% des Energiebedarfes durch Abwärme gedeckt werden könnte, werden als eine zweite Klasse angesehen. Besteht ein Abwärmepotenzial in Gemeinden, die Teil der 38 Hauptregionen sind, so wird das gesamte Potenzial der Hauptregion zugewiesen, da davon ausgegangen wird, dass diese hauptsächlich für Fernwärme geeignet sind.

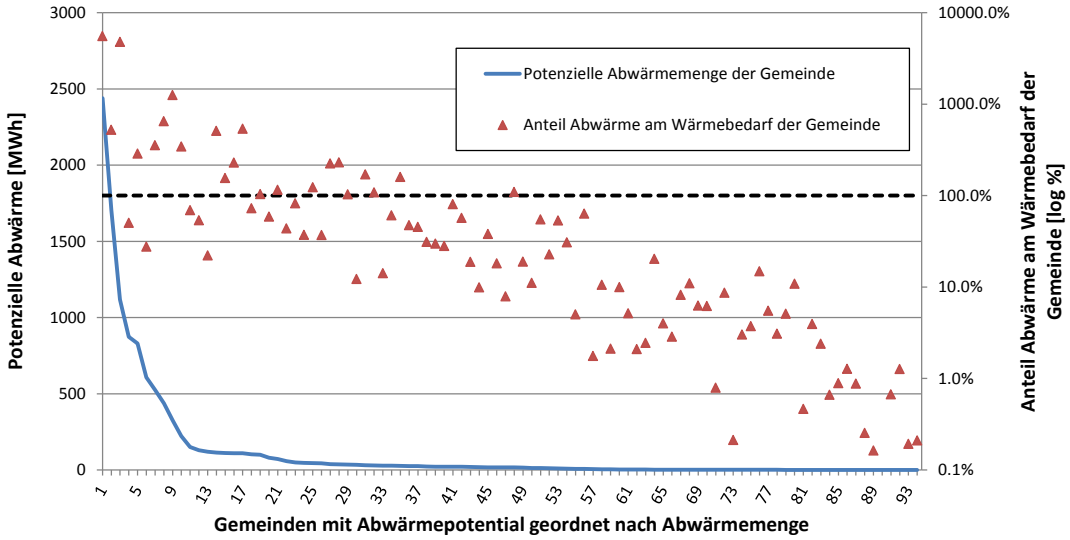

Abbildung 4-6: Potentielle Abwärmemengen und Anteil am Wärmebedarf der Gemeinden (Quelle: eigene Berechnungen, vgl. Kapitel 4.5)

Befolgt man diese Typologie der Nebenregionen, so erhält man den in Abbildung 4-7 sichtbaren Baum an Klassen. Wenn die Regionen innerhalb eines Typs homogen genug sind, wird keine weitere Subklassifizierung durchgeführt um die Anzahl der Typen auf 30 zu begrenzen. Im Klassifizierungsbaum sind nochmals die Merkmale aufgeführt und die Anzahl der zu jedem Typ zugeordneten Gemeinden angegeben. Alle als Nebenregionen zu klassifizierenden Gemeinden wurden so eingeteilt und als repräsentativer Wert für die Wärmemengen in den Dichteklassen, sowie für die Potenziale wurde jeweils der Durchschnitt aller Gemeinden je Typ gebildet. Die Nebenregiontypen 1 bis 5 sind Gemeinden, die über einer Seehöhe von 1000 m liegen und werden unterteilt in Gemeinden mit geringer Wärmedichte oder mit mittlerer Wärmedichte und unterschiedlichen vorhandenen Netzgrößen. Die Typen 6 bis 30 sind Gemeinden unter 1000 Höhenmeter und unterteilen sich weiter in Gemeinden niedriger, mittlerer und hoher Wärmedichte wobei jede subgruppe davon wieder anhand der Größe des bereits vorhandenen Netzes weiter unterteilt wird. Gemeinden mit mittlerer Energiedichte, welche die größte Gruppe darstellen, werden dann anhand der Verfügbarkeit von technischen Potenzialen weiter unterteilt. In Abbildung 4-8 ist das Ergebnis der Regionentypisierung dargestellt. Die genauen Daten zur Typologisierung sind unter http://www.austrian-heatmap.gv.at als download verfügbar.

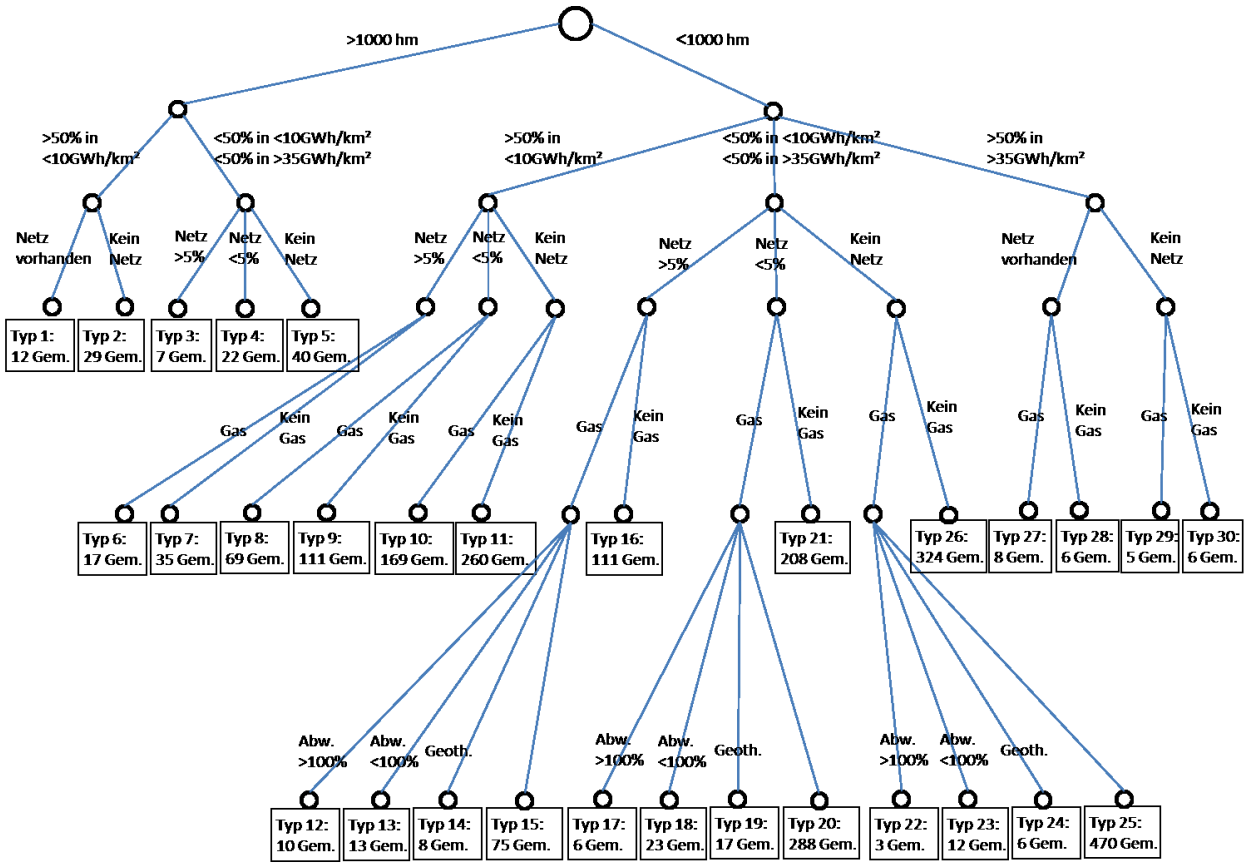

Abbildung 4-7: Klassifizierungsbaum zur Typisierung der Nebenregionen

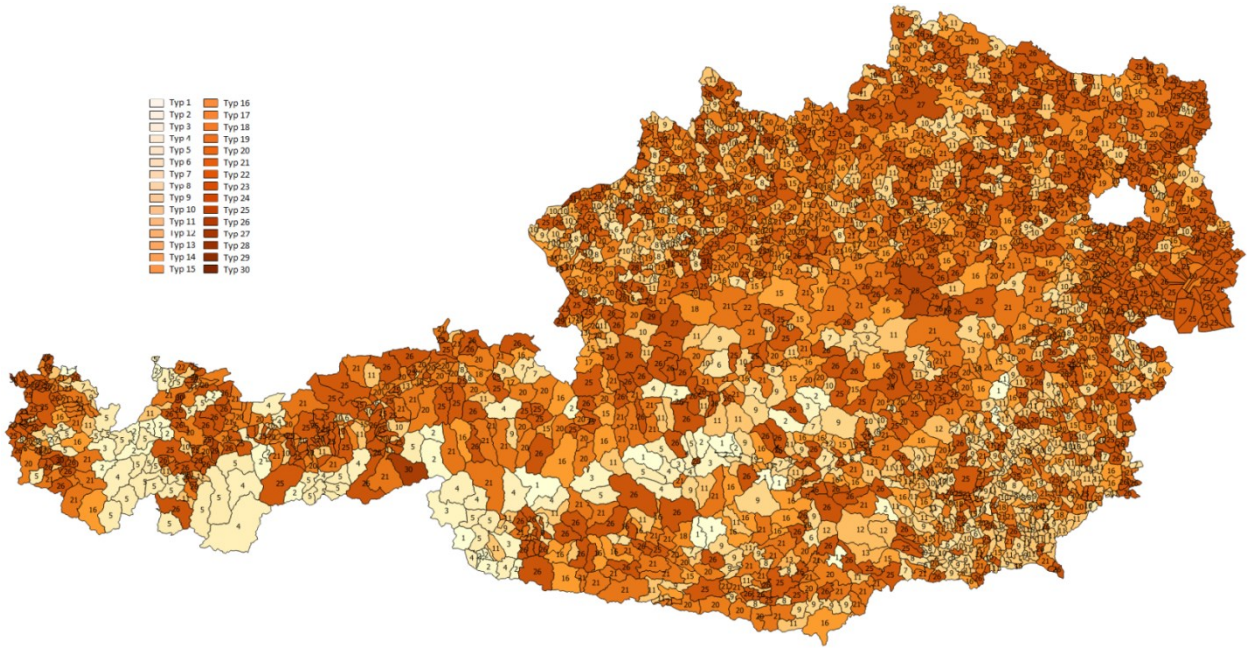

Abbildung 4-8: Typologisierte Gemeinden in Österreich

4.3 Technisches Potenzial für Fernwärmeversorgung

4.3.1 Fernwärmepotenzial in Hauptregionen

Das technische Potenzial für die Fernwärmeversorgung ergibt sich aus dem Bedarf für Raumwärme und Warmwasser des Business-As-Usual-Szenarios (BAU) für 2025 (siehe Kapitel 2.2.2). Vom Gesamtbedarf wird dabei jener Anteil betrachtet, der in Wärmedichten größer 10 GWh/km² liegt, und mit einem Anschlussgrad von 90% zu erreichen ist. In Abbildung 4-9 sind für das Business-As-Usual Szenario für 2025 der gesamte Wärmebedarf, zwei Varianten des technischen Potenziales, sowie der aktuell Netzversorgte Anteil dargestellt. Der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser ist für die sieben größten Hauptregionen sowie als Summe für die restlichen Hauptregionen nach den Wärmedichteklassen dargestellt. Als technisches Potenzial ist einerseits das Gesamtpotenzial angegeben, welches sich bei einem Fernwärmeausbau in allen Gebieten mit einer Wärmedichte größer 10 GWh/km² und einem Anschlussgrad von 90% ergibt, sowie ein reduziertes technisches Potenzial, das sich bei einem Ausbau aller Gebiete mit einer Wärmedichte größer 20 GWh/km² und einem Anschlussgrad von 45% ergibt. Definitionsgemäß weisen die Hauptregionen praktisch keinen Wärmebedarf in Dichten unter 10 GWh/km² auf. Das technische Gesamtpotenzial für Fernwärme beläuft sich nach diesen Kriterien in den Hauptregionen auf 28,1 TWh und das reduzierte technische Potenzial auf 12,8 TWh.

Der aktuelle Netzversorgungsgrad soll als Veranschaulichung dienen, welcher Anteil des Potenzials bereits erschlossen ist. Der aktuelle Netzversorgungsgrad wird dabei auf der Grundlage der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 (GWZ 2001) und einer Hochrechnung auf 2012 ermittelt. Dieser Anteil wird als Bestand für den Szenarienzeitraum bis 2025 angenommen. In der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 sind die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Gebäude sowie die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Wohneinheiten auf Gemeindeeben angegeben. Für die Anzahl der Fernwärmeversorgten Wohneinheiten wurde eine Hochrechnung auf Grundlage des Mikrozensus 2012 gemacht. Aus den Angaben über den Anteil der mit Fernwärme versorgten Hauptwohnsitze für die Jahre 2002 und 2012 wurde der bundesländerspezifische Anstieg berechnet. Auf Bundesländerebene stimmt die Anzahl der Wohneinheiten also mit den Daten der Statistik überein. Auf Gemeindeebene ist dies leider nicht möglich, da keine Daten zu den unterschiedlichen Ausbauraten in den Gemeinden und auch keine Information über in diesem Zeitraum neu errichtete Fernwärmenetze vorliegt. Für die Hauptregionen wurden anschließend die fernwärmeversorgten Wohneinheiten aller an der Hauptregion beteiligten Gemeinden summiert und der Anschlussgrad ermittelt. Des Weiteren wurde für alle Hauptregionen eine Einzelrecherche zu Anschlussgraden und verkauften Energiemengen durchgeführt und diese, falls verfügbar, mit den berechneten Anteilen abgeglichen. Hier wurde ein Sinken der aktuell eingespeisten Wärmemenge im selben Verhältnis wie der Gesamtwärmebedarf im BAU 2025 Szenario angenommen. Eine Schwierigkeit stellt dabei dar, dass die tatsächliche Ausdehnung der Fernwärmenetze nicht mit den ermittelten Hauptregionen übereinstimmt. In Summe beträgt der so ermittelte, bereits netzversorgte Wärmebedarf in den 38 Fernwärme-Hauptregionen für das Jahr 2025 9,8 TWh, was 31% der in diesen Gebieten insgesamt nachgefragten Wärmemenge entspricht.

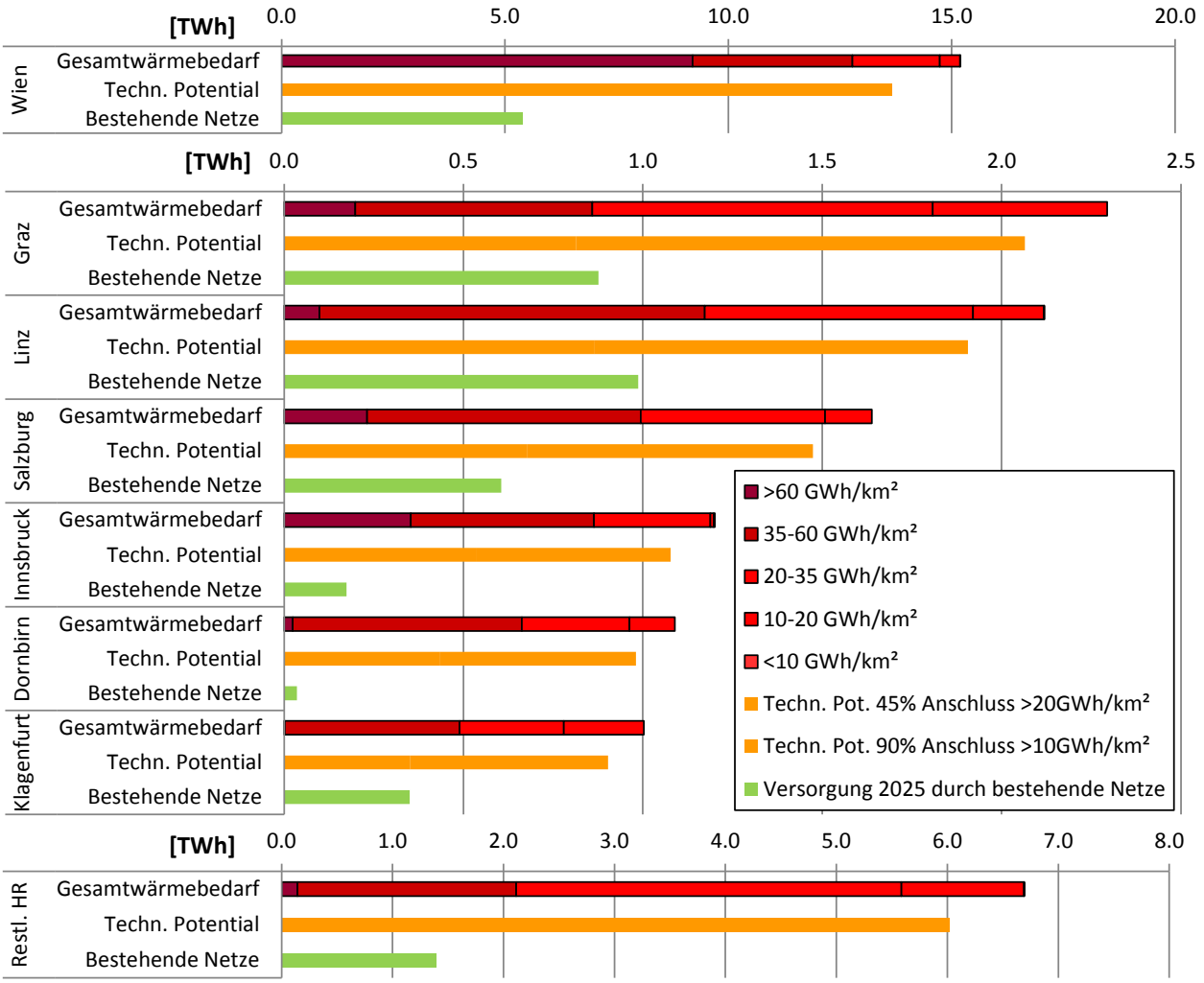

Abbildung 4-9: Bedarf für Raumwärme und Warmwasser nach BAU 2025, technisches Potenzial der FW-Versorgung sowie bereits Netzversorgte Anteile der größten Fernwärme-Hauptregionen

Für die ökonomische Betrachtung in Kapitel 6 ist eine Abschätzung notwendig, in welchen Wärmedichteklassen der bereits Netzversorgte Anteil vorliegt. Dazu wurde eine einfache Gewichtung vorgenommen um den netzversorgten Wärmebedarf auf die Wärmedichteklassen aufzuteilen. Abbildung 4-10 zeigt den Bedarf für Raumwärme und Warmwasser in den Hauptregionen, aufgeteilt auf die sechs Wärmedichteklassen. Als Vergleich ist der Bedarf der Hauptregion Wien dargestellt, zu der neben den 23 Gemeindebezirken noch Anteile von 10 weiteren umliegenden Gemeinden gehören. 90% des Bedarfes für Raumwärme und Warmwasser der in Gebieten mit Dichten über 60 GWh/km² vorliegt, befinden sich in Wien.

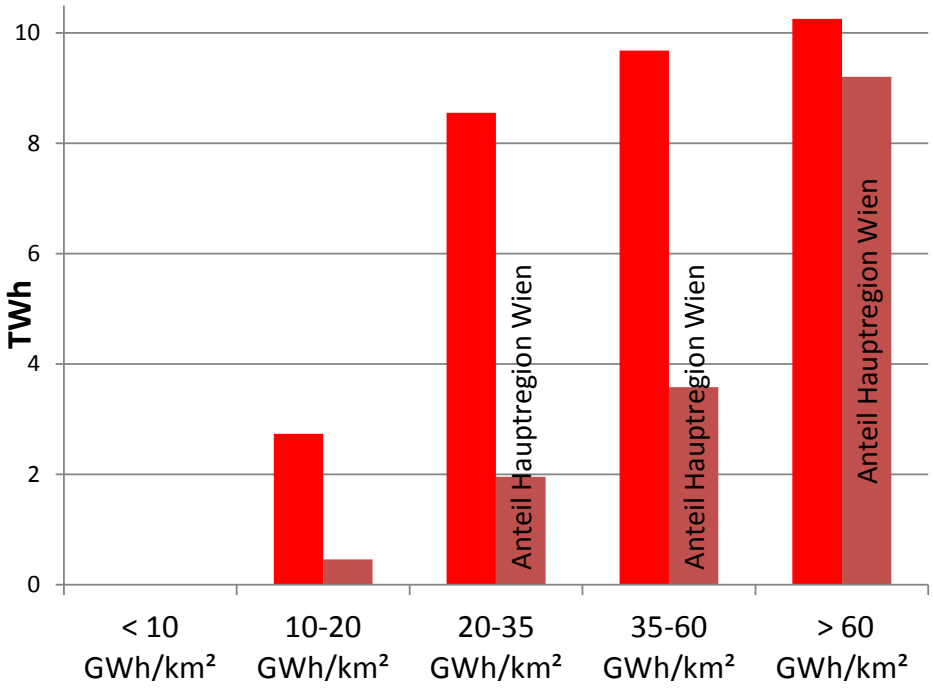

Abbildung 4-10: Verteilung des Wärmebedarfes aller Hauptregionen auf Wärmedichten und Anteile der Hauptregion Wien

4.3.2 Fernwärmepotenzial in Nebenregionen

Das technische Potenzial für Fernwärme in den Nebenregionen ergibt sich analog zu den Hauptregionen aus dem Wärmebedarf. Der Wärmebedarf besteht für jeden der 30 Nebenregion-Typen aus der Summe des Bedarfes aller Gemeinden des jeweiligen Typs. Für die Berechnung des gesamten technischen Potenzials wird als untere Grenze die Energiedichte 10 GWh/km² herangezogen. Die Typen 1 und 2 sowie 6 bis 11, in denen laut Klassifizierungskriterium mehr als 50% ihres Wärmebedarfes in Dichten unter 10 GWh/km² liegen, weisen somit nur ein geringes technisches Potenzial für Fernwärme auf. In Abbildung 4-12 und Abbildung 4-12 ist der Gesamtwärmebedarf der 30 verschiedenen Typen sowie das sich ergebende technische Potenzial je Typ und der Anteil des bereits netzversorgten Wärmebedarfes dargestellt. Zusätzlich ist die Anzahl der Gemeinden je Typ angegeben. Es ist ersichtlich, dass in den Typen 20 und 21 sowie 25 und 26 (Gemeinden mittlerer Energiedichte, die entweder noch kein FW-Netz oder ein sehr kleines Netz besitzen und je entweder über eine Gasversorgung verfügen oder nicht) insgesamt der höchste Energiebedarf vorliegt und auch die meisten Gemeinden diesem Typen zugehören.

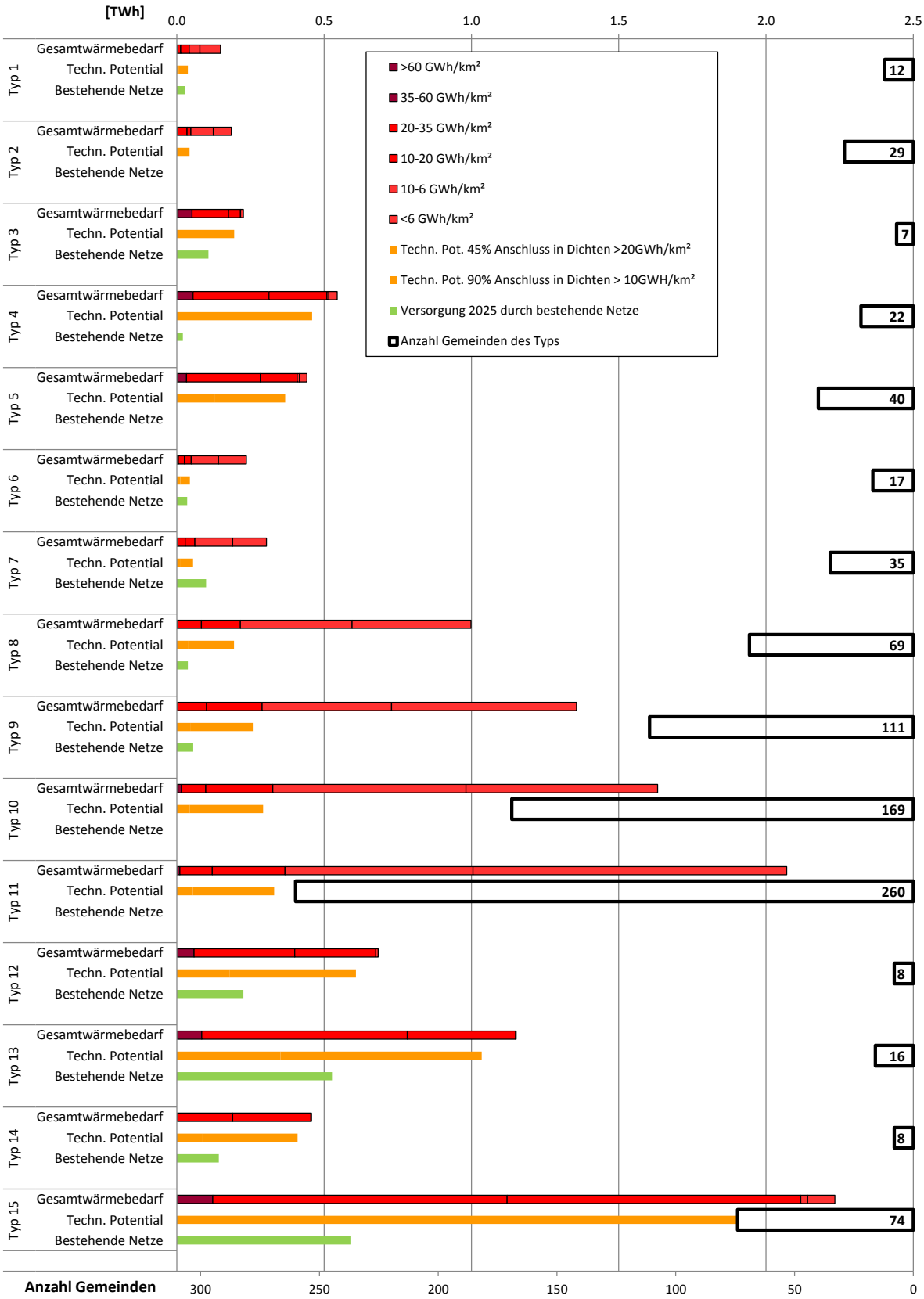

Abbildung 4-11: Wärmebedarf und technisches Potenzial für Fernwärme sowie davon 2025 durch bereits bestehende Netze versorgter Anteil der typologisierten Nebenregionen Typ 1 bis Typ 15

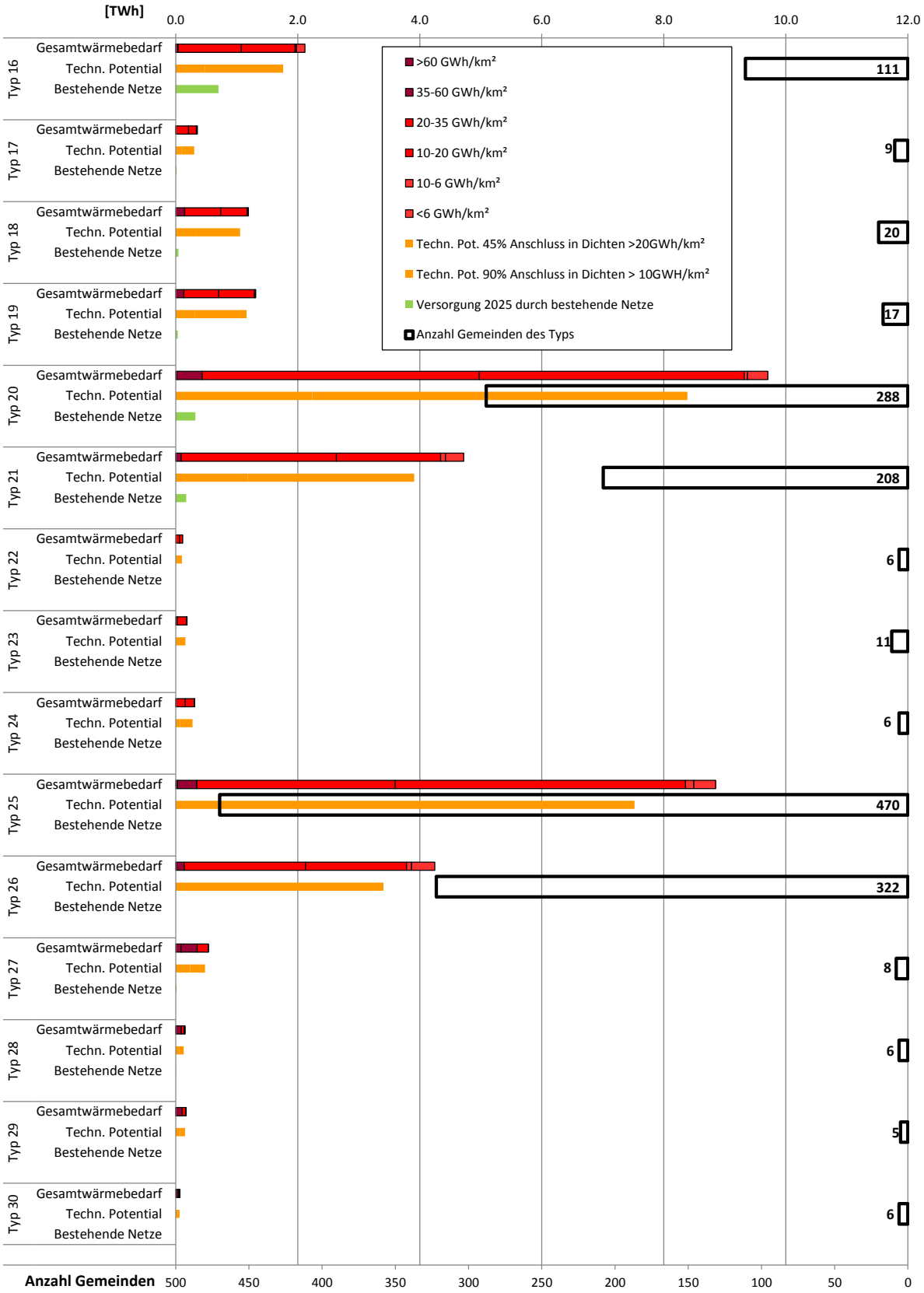

Abbildung 4-12: Wärmebedarf und technisches Potenzial für Fernwärme sowie davon 2025 durch bereits bestehende Netze versorgter Anteil der typologisierten Nebenregionen Typ 15 bis Typ 30

Abbildung 4-13 zeigt die Verteilung des Wärmebedarfes aller Nebenregionen auf die Wärmedichteklassen. Im Vergleich mit der Verteilung bei den Hauptregionen ist zu erkennen, dass nur ein kleiner Anteil des Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser in den höchsten beiden Dichteklassen vorliegt.

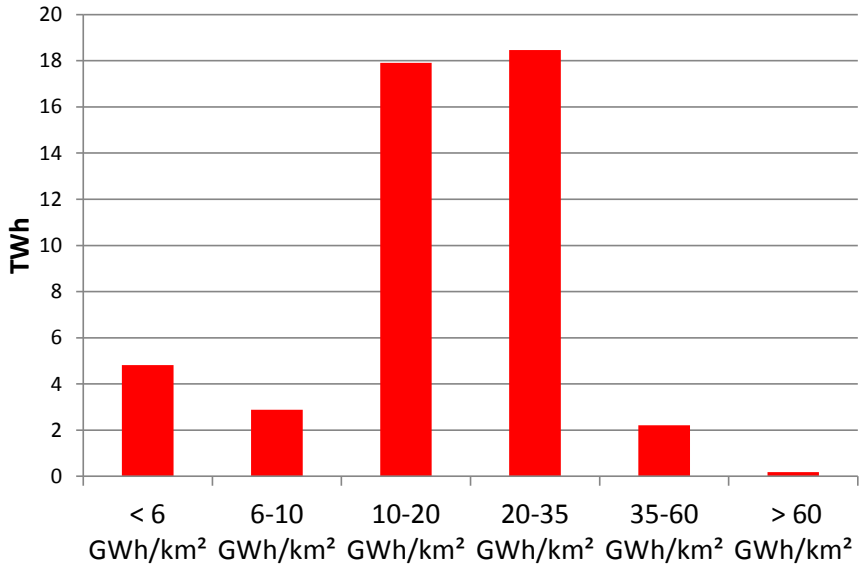

Abbildung 4-13: Verteilung des Wärmebedarfes für BAU 2025 aller Nebenregionen auf Wärmedichten

4.4 Technisches Potenzial für KWK

Die Abschätzung des technischen Potenzials für KWK erfolgt getrennt für wärmenetzgebundene KWK-Anlagen (Abschnitte 4.4.1 bis 4.4.3) und industrielle KKW-Anlagen (Abschnitt 4.4.4).

Die Potenzial-Ermittlung für Wärmeerzeugung aus netzgebundenen KWK-Anlagen erfolgt zunächst über den Wärmebedarf und die Wärmelastgänge der Haupt- und Nebenregionen. Es wird vom simulierten Wärmebedarf für das Jahr 2025 des BAU Szenarios (s. Kapitel 2.2.2) ausgegangen, in dem der gesamte Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Österreich in etwa 85% des Wärmebedarfs des Ausgangsjahres 2012 beträgt. Es wird jeweils zwischen den technischen Potenzialen in bereits mit Fernwärmenetzen versorgten Regionen und technischen Potenzialen bei Vollausbau der Wärmenetze unterschieden. Zunächst wird ein technisches Maximalpotential für alle Haupt- und Nebenregionen ermittelt. Dabei wird von einem Anschlussgrad von 90% in allen Gebieten mit Wärmedichten >10 GWh/km^2 ausgegangen. Dazu wird angenommen, dass die KWK-Anlagen so dimensioniert werden, dass 10% der Spitzenwärmelast durch zusätzliche Spitzenlastkessel versorgt werden. Hier wird von einer rein wärmegeführten Auslegung und Fahrweise ausgegangen. Daraus ergeben sich je nach Wärmelastgang der Regionen Volllaststunden der KWK-Anlagen zwischen 4.300 und 5.600 h/a. Die Berücksichtigung der Strompreise und der daraus resultierenden optimalen Fahrweise der KWK-Anlagen erfolgt erst in der Ermittlung der ökonomischen Potenziale in Kapitel 6. Dort wird das maximale technische Potenzial als Restriktion für die weiteren ökonomischen Analysen herangezogen. Anschließend wird ein reduziertes technisches Potenzial für den Einsatz von KWK ermittelt. Dazu wird von einem Anschlussgrad von nur 45% ausgegangen. Außerdem wird angenommen, dass nur Gebiete mit Wärmedichten >20 GWh/km^2 durch Fernwärme versorgt werden.

Das aus diesen Annahmen resultierende technische Maximalpotenzial zur Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen für Gesamtösterreich beträgt 10,2 TWh$_{th}$ in bestehenden Wärmenetzen. Bei Vollversorgung aller Haupt- und Nebenregionen mit Wärmenetzen würde sich das Gesamtpotenzial auf

57 TWh_{th} erhöhen. 44% des Maximalpotenzials liegt in den definierten Hauptregionen (s. Kapitel 4.2) und 28% in Hauptregionen mit Wärmedichten >35 GWh/km^2. Eine Realisierung der Potenziale in diesen Gebieten ist weitaus wahrscheinlicher als die Umsetzung der KWK Potenziale in den Gebieten der Nebenregionen mit Wärmedichten zwischen 10 und 35 GWh/km^2 in denen 52% des technischen Maximalpotenzials liegen.

Das reduzierte technischen Potentials beträgt 21,4 TWh, was nur etwas mehr als einem Drittel des Maximalpotenzials entspricht. Zusätzlich zu der Halbierung der zur versorgenden Wärmemenge auf Grund des geringen Anschlussgrades der neuversorgten Gebiete sinkt das Potenzial vor allem in den Nebenregionen aufgrund des hohen Anteils (ca. 46%) von Gebieten mit Wärmedichten <20 GWh/km^2, welche in den definierten Hauptregionen nur einen sehr geringen Anteil aufweisen (<9%).

Der Vergleich mit aktuellen Erzeugungsdaten zeigt, dass das technische Potenzial innerhalb der bestehenden Wärmenetze bereits weitgehend ausgeschöpft ist und signifikante zusätzliche Wärmebereitstellung aus KWK hauptsächlich über einen Ausbau der Wärmenetze erreicht werden kann. Abhängig von Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich und der Altersstruktur der Erzeugungsanlagen können ohne Ausbau der Wärmenetze bzw. ohne Verdichtungen innerhalb der Netze in einigen Fernwärmeregionen Überkapazitäten auf Seiten der Erzeugungsanlagen entstehen. Im Folgenden werden Detailergebnisse für Haupt- und Nebenregionen beschrieben. Die Ergebnisse werden für das technische Maximalpotential (90% Anschlussgrad in Gebieten >10 GWh/km^2) dargestellt und nach Wärmedichten aufgeschlüsselt.

4.4.1 Unterscheidung nach Haupt- und Nebenregionen

Das technische Potenzial für netzgebundene KWK in den definierten Hauptregionen beträgt 10,2 TWh_{th} in bestehenden Netzen. Bei Vollausbau der technischen Fernwärme-Potenziale in den Haupt-Regionen ergibt sich ein zusätzliches maximales technisches Potenzial von 18 TWh_{th} und damit ein technisches Gesamtpotenzial von insgesamt 25,3 TWh_{th} (44% des Gesamtpotentials) Wärmebereitstellung aus KWK bei entsprechender Wärmenetzstruktur und Anschlussgrade. Abbildung 4-14 zeigt Ergebnisse für die 7 größten Hauptregionen und die verbleibenden Hauptregionen für unterschiedliche Wärmedichten. Dabei zeigt sich, dass fast 2/3 des ermittelten Potenzials der Hauptregionen in Gebieten mit Wärmedichten >35 GWh/km^2 liegen und damit als vielversprechende Potenziale im Sinne einer wirtschaftlichen Realisierung bei entsprechenden Rahmenbedingungen einzustufen sind. Das reduzierte technische Potenzial verringert sich damit hauptsächlich aufgrund des angenommen geringeren Anschlussgrades in zusätzlichen Gebieten in den Hauptregionen auf 12,7 TWh_{th}.

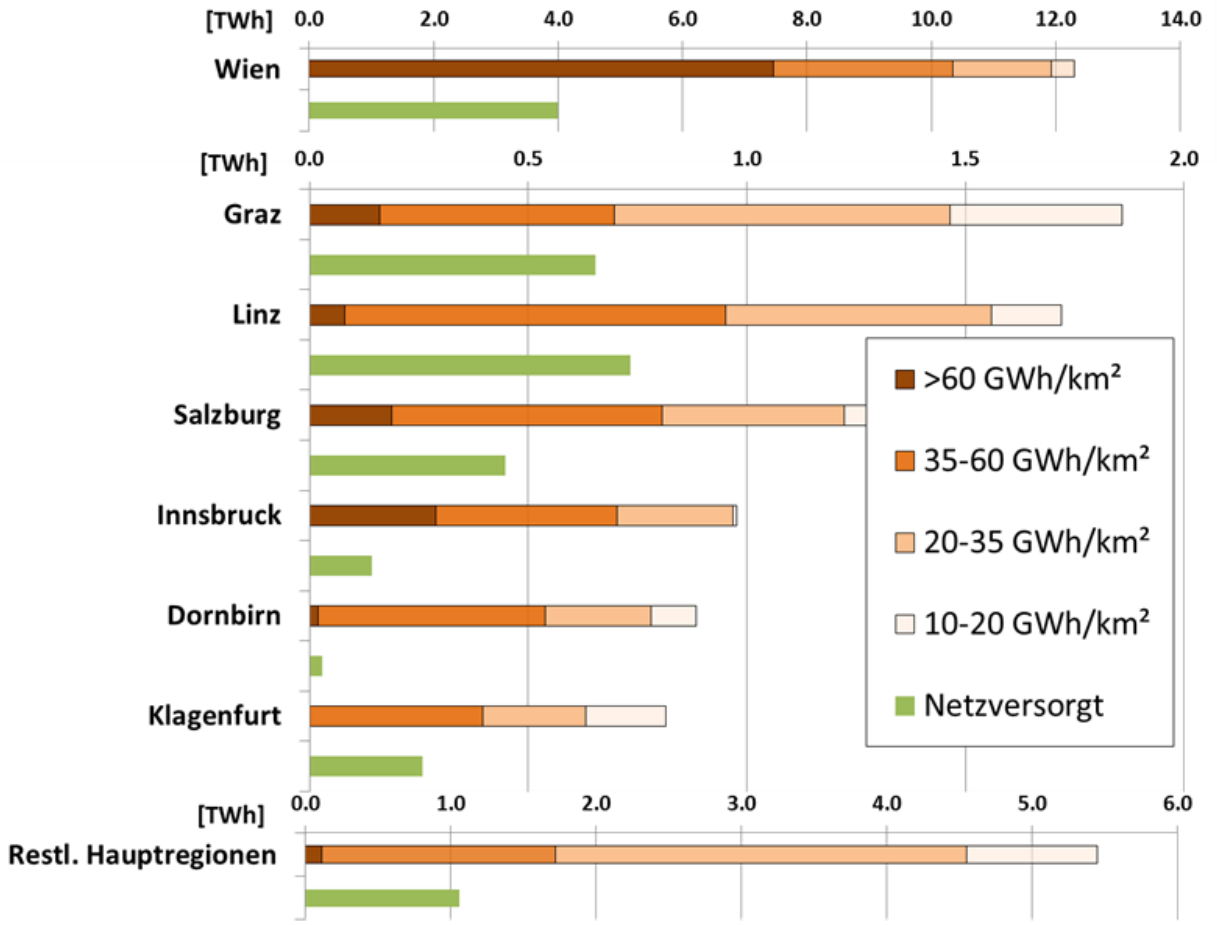

Abbildung 4-14: Technisches Potenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Hauptregionen für bereits bestehende Netze und bei Vollversorgung der Regionen mit Fernwärme

In den betrachteten Nebenregionen beträgt das Potenzial für KWK in bestehenden Netzen 2,9 TWh_{th}, da hier der Anteil der Fernwärmeversorgung nur sehr gering ist. Bei einem theoretischen Vollausbau mit kleineren Wärmenetzen aller Gebiete mit >10 GWh/km^2 Wärmedichten würde sich das KWK-Potenzial auf 31,7 TWh_{th} erhöhen. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten muss dieses Szenario aufgrund von höheren Verteilkosten und geringeren Anlagengrößen allerdings als sehr unwahrscheinlich eingestuft werden (siehe Kapitel 6). Es zeigt sich, dass mehr als 90% des Potenzials der Nebenregionen in Gebieten mit Wärmedichten <35 GWh/km2 liegt und knapp 47% in Wärmedichten <20 GWh/km^2. Das reduzierte technische Potenzial der Nebenregionen liegt dadurch bei nur mehr 8,7 TWh_{th}. Abbildung 4-15 zeigt das maximale technische Potenzial für Wärmebereitstellung aus KWK, die Verteilung der Potenziale auf die in 4.2 definierten Typen von Nebenregionen findet sich in Abbildung 4-16.

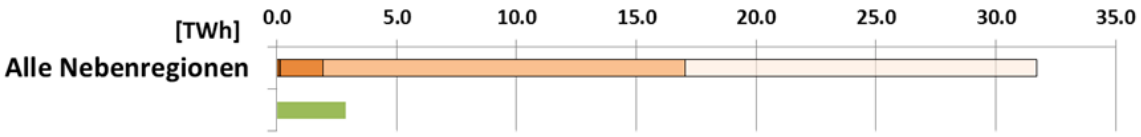

Abbildung 4-15: Technisches Potenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Nebenregionen für bereits bestehende Netze und bei Vollversorgung der Gebiete mit Wärmedichten >10 GWh/km2 mit Fernwärme

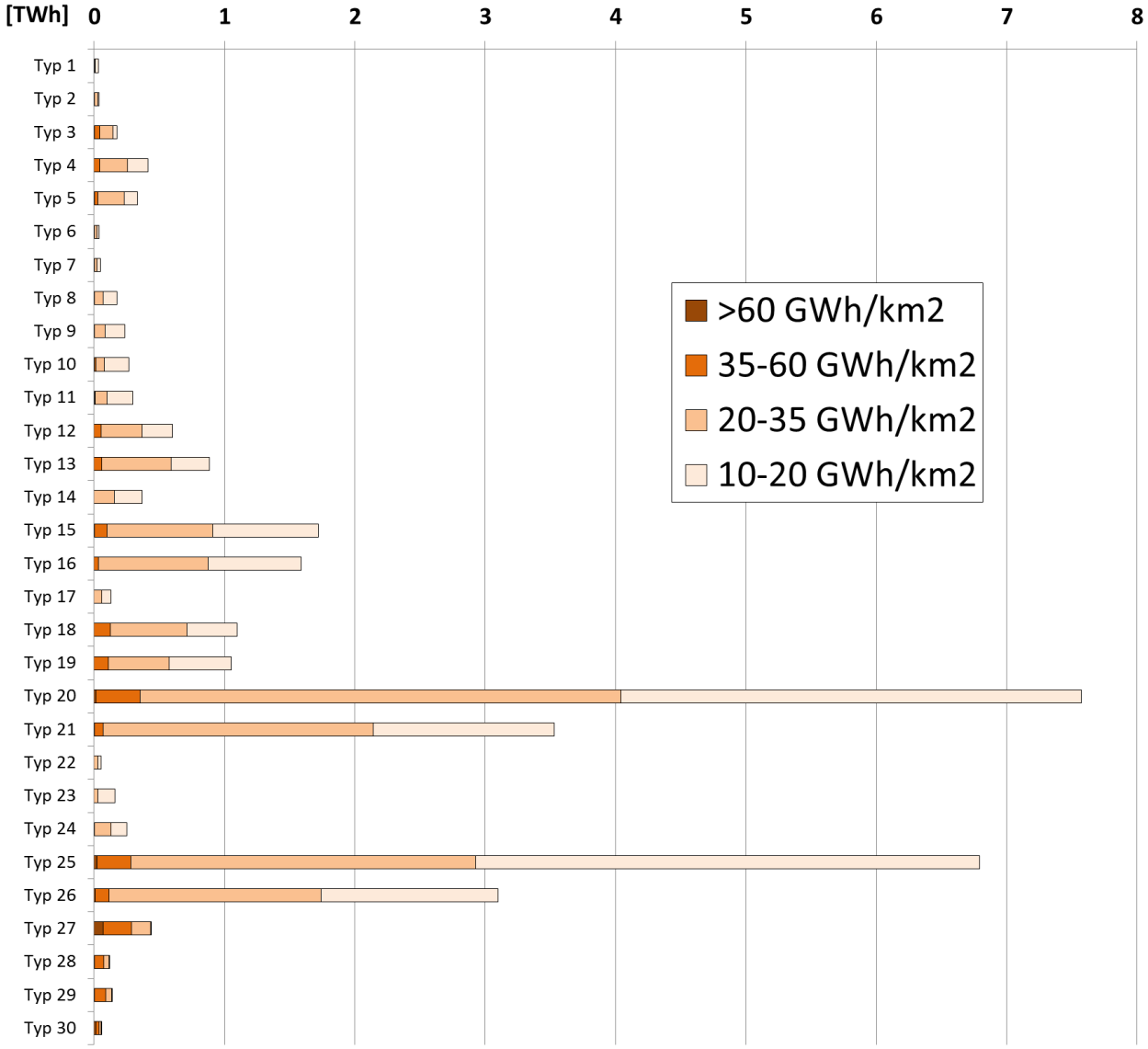

Abbildung 4-16: Technisches Maximalpotenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Nebenregionen bei Vollversorgung der Gebiete unterteilt nach Wärmedichten in typologisierten Regionen

4.4.2 Abschätzung der daraus resultierenden Stromproduktion

Neben dem Wärmebedarf stellt auch die Nachfrage von Strom eine zu erwägende Begrenzung des technischen Potenzials dar. Während zur Ermittlung der ökonomischen Potenziale in Kapitel 6 eine detaillierte Betrachtung der Fahrweise der KWK-Anlagen erfolgt, wird hier nur eine grobe Abschätzung der resultierenden Stromproduktion bei einer durchgehend wärmegeführten Auslegung aller KWK-Anlagen vorgenommen um Grenzen des Bedarf der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Österreich aufzuzeigen. Dazu werden in Abhängigkeit der Wärmenachfrage unterschiedliche Stromkennzahlen angenommen wobei für kleinere Wärmenetze geringere Stromkennzahlen angesetzt werden (siehe Tabelle 4-2). Die Einordnung der KWK-Anlagen erfolgt über thermische Spitzenleistung und der angenommenen Stromkennzahlen.

Tabelle 4-2: Annahmen zu Stromkennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße

	< 1 MW_{el}	1 bis 10 MW_{el}	10 bis 100 MW_{el}	>100 MW_{el}
Angenommene Stromkennzahl	0,49	0,6	0,83	1,32

Unter diesen Annahmen resultiert ein technisches Potenzial der Stromerzeugung aus KWK in bereits mit Wärmenetzen versorgten Gebieten von 10 TWh_{el}, wobei dieses Potenzial fast ausschließlich den identifizierten Hauptregionen zuzuordnen ist. Bei einem Vollausbau aller Regionen mit Wärmedichten über 10 GWh/km^2 würde sich ein theoretisches Potenzial von 49,2 TWh_{el} ergeben, wobei mehr als 60% des gesamten technischen Potenzials auf der Stromerzeugung aus KWK, den Hauptregionen zuzuordnen ist. Neben den hohen Anteilen am Gesamtwärmebedarf liegt dies auch an den höheren möglichen Stromkennzahlen größerer KWK-Anlagen (v.a. GuDs im Bereich >100 MWel). Bei Beschränkung auf das reduzierte technische Potenzial ergibt sich eine mögliche Stromauskopplung von 18,9 TWh_{el}.

Betrachtet man die Erzeugungsstruktur der österreichischen Stromversorgung mit hohen Anteilen an Wasserkraft und zusätzlicher Erzeugung aus regenerativer Energie[8] am Inlandsstromverbrauch (ca. 63% des Inlandstromverbrauchs von 69 TWh_{el} im Jahr 2014) zeigt sich, dass ein Vollausbau des KWK Potenzials den Bedarf an Elektrizität im Jahresmittel übersteigt und damit das technische Potenzial des KWK Einsatzes im Wärmebereich von Seiten des Strombedarfs begrenzt wird. Bei einem Anteil der thermischen Erzeugung von 37% würde sich ein maximaler Bedarf von KWK Strom von 25,5 TWh_{el} ergeben.[9] Dazu kommt, dass sich die für KWK geeignete residuale Stromnachfrage durch den Ausbau fluktuierender Erneuerbarer weiter reduziert. Damit würden sich entweder für alle KWK-Anlagen geringere Volllaststunden ergeben bzw. wäre das Potenzial für die Neuerrichtung zusätzlicher Anlagen beschränkt. Klar ist, dass eine Wärmeversorgung durch KWK nur in jenen Zeiten vorteilhaft ist, wo ineffiziente fossile Kraftwerke substituiert werden. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem ist dies nicht zu allen Zeitpunkten der Fall. Abbildung 4-17 zeigt die Nachfrage nach Strom in Österreich im Jahr 2012 in stündlicher Aufteilung (blau). Dazu wurde eine aggregierte Wärmenachfrage der bereits mit Wärmenetzen versorgten Gebiete und die daraus resultierende Stromauskopplung der KWK-Anlagen (rot) bei rein wärmegeführter Fahrweise abgeschätzt. Dazu wurde die stündliche Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken, PV und Wind im Jahr 2012 addiert.

[8] Anteil Wasserkraft inklusive Speicher abzüglich Strombedarf von Pumpspeicherwerken: ca. 57% des Inlandstromverbrauchs
Anteil sonstiger erneuerbarer Energieträger: ca. 6% des Inlandstromverbrauchs
Siehe: http://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2014

[9] Hier wird vereinfacht angenommen, dass Exporte nur begrenzt möglich sind bzw. der Anteil an Importen und Exporten an der Erzeugung unverändert bleibt. Der Anteil KWK Strom kann durch Exporte erhöht werden. Es ist allerdings zu beachten, dass bei einem Ausbau der KWK Erzeugung in Nachbarstaaten und weiterem Ausbau von Erneuerbaren Energieträgern auch den Exporten Grenzen gesetzt sind.

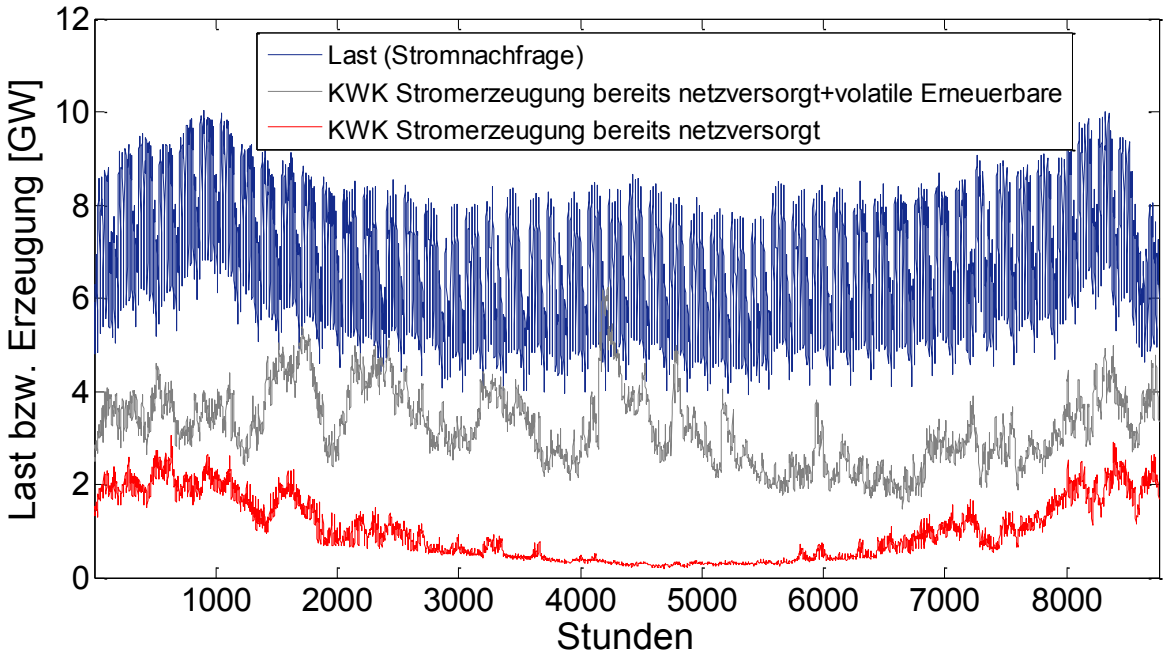

Abbildung 4-17: Stromnachfrage, simulierte wärmegeführte KWK-Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energie in Österreich 2012. KWK-Stromerzeugung bezeichnet die Stromerzeugung bei Erschließung des technischen KWK-Potenzials in bereits Wärmenetz versorgten Gebieten. Quelle: eigene Berechnungen

Es zeigt sich, dass die daraus resultierende Stromproduktion die Nachfrage nur an sehr wenigen Zeitpunkten überschritten wird. Insgesamt entsteht dadurch ein Überschuss von nur 0,4 TWh_{el} bei einem Anteil von 14% KWK Strom an der gesamten Stromnachfrage in Österreich (siehe Tabelle 4-3). Die abgeschätzte KWK Stromerzeugung kann also beinahe vollständig in das Stromsystem integriert werden.[10] Bei verstärktem Ausbau von KWK zeigt sich allerdings, dass der Strombedarf eine Beschränkung für einen weiteren Ausbau darstellt. (siehe dazu auch Erdmann 2010) Abbildung 4-18 zeigt die sortierte Dauerlinie der Stromnachfrage (Last) sowie die Residuallasten nach Abzug der Erzeugung aus Laufwasser, PV und Wind sowie der Erzeugung aus KWK-Anlagen bei unterschiedlichen Realisierungsstufen der technischen Potenziale. Tabelle 4-3 zeigt dazu den Anteil von KWK Strom an der gesamten Stromnachfrage sowie den resultierenden Überschuss bei rein wärmegeführter Fahrweise. Es zeigt sich, dass ein Ausbau des Maximalpotenzials mit teilweise großen Stromüberschüssen verbunden wäre (>10 GW) und damit nicht der gesamte Strom in das System integriert werden kann, auch wenn Exportkapazitäten berücksichtigt werden. Bei einem Anteil von 52% an der gesamten Stromerzeugung ergibt sich ein Überschuss von 18 TWh_{el} was einem Anteil von ca. 36% der gesamten KWK-Stromerzeugung bei rein wärmegeführter Stromerzeugung entspricht.[11] Eine vollständige Realisierung des reduzierten technischen Potenzials ergibt einen Anteil von 28% Stromerzeugung aus

[10] Es wird noch einmal darauf hingewiesen dass hier eine rein wärmegeführte Fahrweise angenommen würde. In der Praxis würde aufgrund derzeit geringer Strompreise und daraus resultierenden geringeren Volllaststunden bei entsprechenden alternativen Wärmebereitstellungsmöglichkeiten die Anteile von KWK Strom geringer sein als in den Abbildungen gezeigt.

[11] Auch wenn aus rein technischer Sicht diese Überschüsse durch Speicherausbau, flexible Fahrweise und Verstärkung der Übertragungsnetze teilweise integrierbar sind, ist eine Auslegung des Systems auf eine vollständige Integration eines so hohen Anteils aus ökonomischen Gründen sehr unwahrscheinlich.

KWK-Anlagen an der gesamten Nachfrage sowie Überschüsse von 2,2 TWh_{el}. Die Realisierung dieses Potenzials erscheint bei entsprechender Flexibilisierung durch Wärmespeicher bzw. bei ausreichend großen Anteilen von KWK-Anlagen mit flexiblen Strom-/Wärme-Verhältnissen als weitaus realistischer. Weiter ist aus Abbildung 4-18 zu erkennen, dass KWK-Strom vor allem auch zu Spitzenlast-Zeiten verfügbar ist und damit ein Zubau von KWK-Anlagen zu einer signifikanten Reduktion des Bedarfs an zusätzlichen Spitzenlastkapazitäten im Strombereich führt.

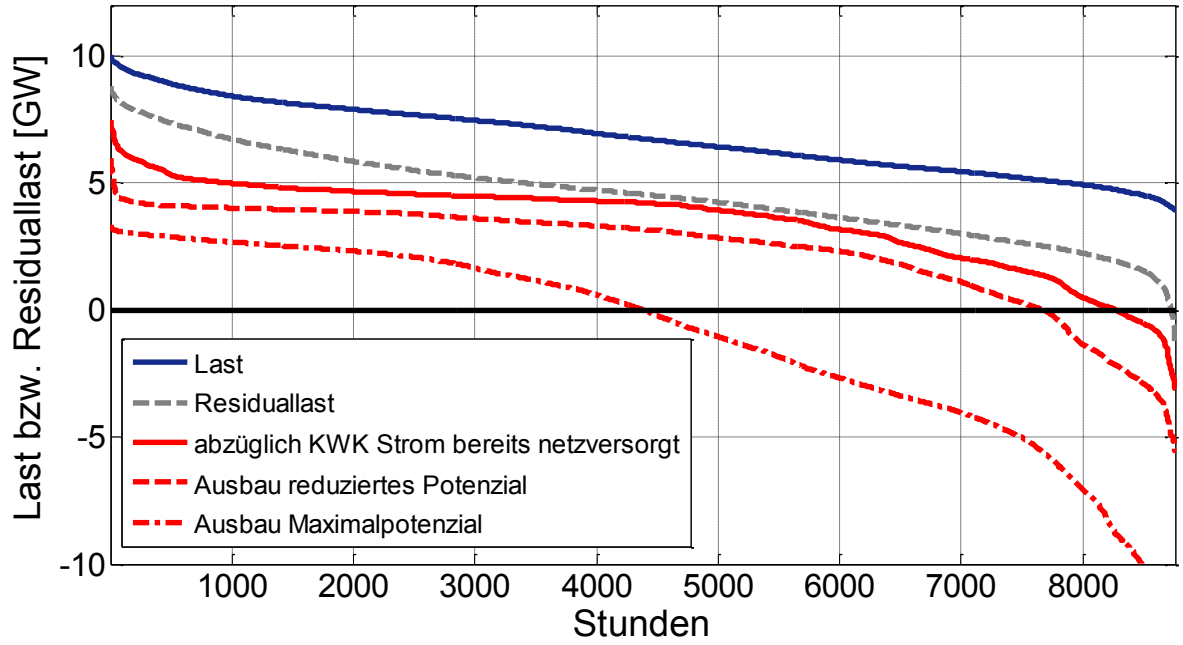

Abbildung 4-18: Sortierte Dauerlinien von Stromnachfrage, Residuallast nach Abzug Erneuerbarer, Residuallast nach Abzug von KWK Strom für unterschiedliche Ausbaustufen der ermittelten technischen Potenziale und rein wärmegeführten Fahrweisen.

Tabelle 4-3: Anteil von KWK Strom und Überschüsse bei unterschiedlichen Ausbaustufen

	Bereits netzversorgt	**Ausbau reduziertes techn. Potenzial**	**Ausbau technisches Maximalpotenzial**
Anteil KWK-Strom an gesamter Stromerzeugung	14%	28%	52%
Überschuss [TWh_{el}]	0,4	2,2	18

In funktionierenden Strommärkten sollte sich der Bedarf an konventioneller Erzeugung und KWK Strom in den stündlichen Strompreisen wieder spiegeln und damit den Einsatz der KWK beeinflussen. Auch die Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen sollte sich aus den Schwankungen der Strompreise ergeben. Bei korrekter Bepreisung der Investitionskosten und Brennstoffe der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sollte deshalb eine ökonomische Betrachtung auch zu effizienten Lösungen aus technischer Sicht führen und damit das technische Potenzial nur bis zu dem Grad ausgebaut werden, an dem zu genügend Stunden im Jahr ineffiziente Kraftwerke vom Markt verdrängt werden können. Regulierungen und Förderungen sowohl wärme- als auch stromseitig setzen diese Signale allerdings teilweise außer Kraft, weshalb bei Markteingriffen unbedingt auf die Kompati-

bilität zwischen Strom- und Wärmebereitstellung geachtet werden muss und auch die Förderung von Flexibilität berücksichtigt werden sollte. Dazu ist allerdings anzumerken, dass die Marktsignale aufgrund der derzeit relativ geringen Kohle- und CO_2 Preise die Stromproduktion aus Kohlekraftwerken bevorzugen und damit die emissionsärmere Stromproduktion aus gasbefeuerten KWKs vom Markt verdrängt und damit keine Investitionsanreize für zusätzliche gasbefeuerte KWKs bestehen. Die Marktanreize widersprechen somit dem energiepolitischen Ziel zur Senkung der CO_2 Emissionen durch die Steigerung des Anteils von KWK Strom.

4.4.3 Unterscheidung nach Anlagengröße

Das technische Potenzial der netzgebundenen KWK verteilt sich je nach Größe der versorgten Gebiete und Netzausbau auf unterschiedliche Anlagengrößen. Die Auslegung folgt den vorhergehenden Annahmen zur Stromkennzahl. Abbildung 4-19 zeigt die technischen Potenziale der Wärmebereitstellung aus KWK nach den abgeschätzten Leistungsklassen der Anlagen (in MW_{el}) für bereits mit Netz versorgte Gebiete sowie bei Ausbau des Maximal- bzw. reduzierten Potenzials. Bei bestehender Netzstruktur beschränkt sich das Potenzial der Wärmegestehung aus KWK-Anlagen zum Großteil auf Anlagen mit Leistungen über 100 MW_{el} (67%). Bei Realisierung des Maximalpotenzials ergeben sich hohe Ausbaupotenziale im Bereich der Anlagengrößen zwischen 1 und 10 MW_{el} (47% des Gesamtpotenzials). Dies ist durch das hohe theoretische Ausbaupotenzial der kleineren Nebenregionen begründet. Die Realisierung dieses Ausbaupotenzials ist allerdings aufgrund höherer spezifischer Kosten kleinerer Anlagen (<10 MWel) unwahrscheinlicher als in höheren Leistungsklassen. Unter den Annahmen des reduzierten technischen Potenzials sinkt dieses in dieser Leistungsklasse absolut (von 27 TWh_{th} auf 2,4 TWh_{th}) sowie relativ (von 48% auf 11% des jeweiligen Gesamtpotenzials). Es kommt zu einer Verschiebung hin zu Potenzialen in sehr kleinen Netzen mit potenziellen Anlagegrößen <1 MW_{el} (7,1 TWh_{th} bzw. 33% des gesamten reduzierten technischen Potenzials), deren Erschließung weniger ökonomisch als der Ausbau in größeren Leistungsklassen erscheint.

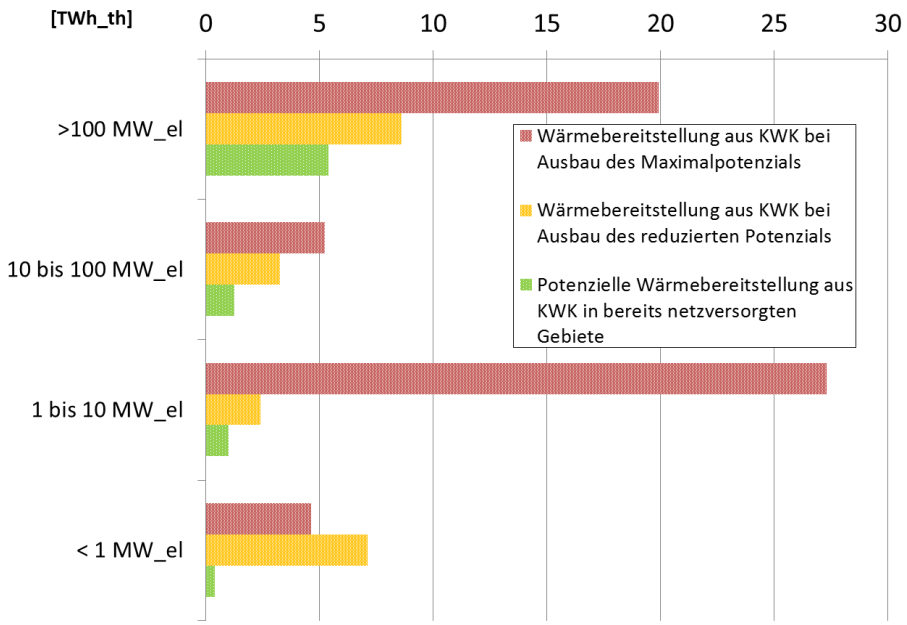

Abbildung 4-19: Aufteilung des technischen Potenzials auf Anlagengrößen bei Realisierung des Maximal- bzw. reduzierten technischen Potenzials

4.4.4 KWK-Potenzial - industrielle Anlagen

Im folgenden Kapitel erfolgt eine Abschätzung des betriebsinternen Wärmebedarfs, welcher durch eine KWK gedeckt werden kann. Die Berechnung der technischen Potenziale für den Einsatz von KWK in industriellen Betrieben basiert auf den im Folgenden genannten Annahmen: Der gesamte betriebsinterne Wärmebedarf, welcher bis maximal 500°C vorliegt, kann durch KWK bereitgestellt werden. Dies umfasst Prozessdampf, Warm- und Brauchwasser, Raumwärme sowie Öfen, die bis zu einer Temperatur von 500°C betrieben werden. In Branchen, in denen ein Großteil des Wärmebedarfs über 500°C vorliegt sowie technische Potenziale zur internen Nutzung von Abwärme aus diesen Prozessen zu erwarten sind, werden keine technischen Potenziale für KWK angesetzt. Dies betrifft zum einen die Metallherstellung, und zum anderen die Herstellung von Zement, Kalk und Ziegel. Die technischen Potenziale industrieller KWK beziehen sich auf den berechneten Wärmebedarf für das Jahr 2025 mit einer Business-As-Usual-Entwicklung der Effizienzsteigerung.

Die Aufteilung des Wärmebedarfs auf Temperaturen über bzw. unter 500°C sowie auf Leistungsklassen größer bzw. kleiner 5 MW thermisch erfolgte dabei anhand verschiedener Quelleb. Über branchzenspezifische Werte des Wärmebedarfs je Mitarbeiter sowie dessen Verteilung auf Größenklassen und Temperaturniveaus aus (Blesl, M. et al., 2008) wurde auf Basis der Arbeitsstättenzählung 2011 und der Nutzenergieanalyse 2012 eine Aufteilung sowohl auf Temperaturniveaus als auch auf Leistungsklassen durchgeführt. Für die am ETS teilnehmenden Betriebe wurden die Wärmebedarfe < 500°C anhand der jeweils recherchierten Prozesse und hochgerechneten Wärmebedarfe abgeschätzt. Daneben wurde für eine weitere Plausibilisierung eine Untersuchung der Temperaturverteilung in der deutschen Industrie (Nast et al., 2010) auf Österreich umgerechnet. In der chemischen Industrie zeigten sich dabei deutliche Unterschiede zwischen der ersten beiden Abschätzungen und der Umlegung der deutschen Studie. Die Abweichungen werden in erster Linie auf die unterschiedlichen Strukturen des Sektors zwischen Österreich und Deutschland zurückgeführt, der Wärmebedarf unter 500°C wurde daraufhin mit 85% abgeschätzt.

Tabelle Tabelle 4-4 zeigt das technische Potenzial für betriebsinterne KWK-Anlagen in der österreichischen Industrie nach Branchen mit der Perspektive bis zum Jahr 2025.

Tabelle 4-4: Technisches Potenzial an KWK in der österreichischen Industrie nach Branchen bis zum Jahr 2025

[GWh/a]	Potenzial Wärme >5 MW_{th}	Potenzial Wärme <5 MW_{th}	Potenzial Strom >5 MW_{th}	Potenzial Strom <5 MW_{th}
Chemische Industrie und Mineralölverarbeitung	9.102	297	3.382	110
Fahrzeugbau	293	207	120	85
Maschinenbau	1.591	3.479	617	1.349
Lebensmittelindustrie	429	2.469	170	977
Papier- und Zellstoffindustrie	11.444	-	3.819	-
Holzverarbeitung	1.288	3.075	361	861
Textil und Leder	-	243	-	98
Gesamt	**24.146**	**9.770**	**8.468**	**3.481**

4.5 Technisches Potenzial für Abwärmeauskopplung

Für die am ETS-Handel teilnehmenden Betriebe werden im Folgenden mögliche Wärmemengen abgeschätzt, welche an externe Wärmenetze abgegeben werden können. Als Basis dienen hier die hochgerechneten Wärmemengen, welche an den jeweiligen Standorten benötigt werden (s. 2.1.2 und 2.2.4). In erster Linie wird dabei auf zwei Studien zu möglichen Abwärmepotenzialen in verschiedenen Branchen und Anlagentypen zurückgegriffen. Enova (2009) zeigt detaillierte Ergebnisse einer Umfrage in der norwegischen Industrie. Das besondere an der Studie ist, dass zum einen jeweils eine Aufteilung auf unterschiedliche Temperaturniveaus gezeigt wird, zum anderen erzielte die Studie eine Rücklaufquote von knapp 70%, und die berichtenden Betriebe besitzen einen etwa ebenso großen Anteil an der norwegischen Industrie. McKenna and Norman (2010) untersuchten die Abwärmepotenziale der britischen ETS-Betriebe. Eine Abschätzung erfolgte auf Basis von potentiell nutzbaren Abgasströmen mit entsprechenden Temperaturniveaus sowie nutzbaren Wärmemengen unterschiedlicher Prozessteilschritte, wenn es sich nicht um die Nutzung von Abgas handelt.

Für die hier vorliegende Studie werden beide Quellen auf die österreichischen Betriebe angewendet und mit vorliegenden Studien auf nationaler bzw. regionaler Ebene verglichen, u.a. Niedermair et al., (2012), Schnitzer et al., (2012), VÖZ, (2009). Dabei werden die jeweils konservativeren Werte für die weitere Untersuchung gewählt, wenn es zu groben Abweichungen kam. Die somit abgeschätzten Abwärmemengen werden in einem letzten Schritt um diejenigen Wärmemengen reduziert, welche bei externer Nutzung auf einem Temperaturniveau von 100°C bzw. 40°C nicht mehr genutzt werden können, ohne gleichzeitig bauliche Veränderungen an der Prozessführung durchzuführen.

Wärmemengen aus einer möglichen betriebsinternen KWK, in welcher im Produktionsprozess anfallende Brennstoffe eingesetzt werden, und für die gleichzeitig die anfallenden Wärmemengen nicht betriebsintern genutzt werden können, werden in dieser Studie als externe Abwärmemengen verbucht.

So wie für die Hochrechnung des Wärmebedarfs einzelner Standorte gilt auch für die Abschätzung der möglichen extern nutzbaren Abwärmemengen, dass standortbedingte Faktoren nur gemittelt in die Abschätzung einfließen, also nur durchschnittliche Bedingungen widerspiegeln. Ebenfalls können für die vorliegende Untersuchung durch die notwendige Detailtiefe auch in erster Linie Studien eingesetzt werden, welche nicht auf österreichischen Betrieben basieren.

Die resultierenden Bandbreiten der Abwärmepotenziale wurden mit Branchenvertreterinnen und –vertretern und zum Teil auch mit einzelnen Unternehmen diskutiert. Sofern detailliertere Daten von Seiten der Unternehmen vorhanden waren, wurden diese für die Bewertung herangezogen. Es soll jedoch betont werden, dass in dem gegenständlichen Projekt keine Analysen in einzelnen Unternehmen im Detail durchgeführt werden konnten. Im Detail wären in einzelnen Standorten jeweils noch weitere spezifische Untersuchungen bezüglich der technischen und ökonomischen Machbarkeit der Abwärmenutzung erforderlich.

Bei der Interpretation der Zahlen sollte auch besonderes Augenmerk auf den Begriff „technisches Potenzial" gelegt werden. Der Begriff unterstellt, dass primär keine ökonomischen Restriktionen berücksichtigt werden sollten, sondern dass die technische Machbarkeit im Vordergrund steht. Im Detail ist die Abgrenzung zwischen technischen und ökonomischen Restriktionen allerdings nicht immer ganz eindeutig. Für die Ermittlung der technischen Abwärmepotenziale wurde daher unterstellt, dass keine grundlegenden Umstellungen im Produktionsprozess für die Erschließung der Abwärme erforderlich sein sollten und dass die wesentlichen Investitionen im Anschluss an das Wärmenetz und in

der innerbetrieblichen Erschließung der Wärmequelle liegen. Dies ist insbesondere unter der Randbedingung zu betrachten, dass der zeitliche Rahmen der Potenzial-Analyse mit dem Jahr 2025 definiert ist. In einer längerfristigen Perspektive könnten unter Umständen auch noch höhere Potenziale erschlossen werden.

Tabelle 4-5: Technisches Potenzial an Abwärme in der österreichischen Industrie nach Branchen bis zum Jahr 2025

[GWh/a]	Potenzial >100°C	Potenzial <100°C	derzeit eingespeist
Metallherstellung und Verarbeitung	1.279	184	251
Chemische Industrie und Mineralölverarbeitung	707	3.826	905
Steine, Erden, Glas	415		22
Maschinen-, Stahlbau-, Fahrzeugindustrie	1	10	
Lebensmittelindustrie	0	11	
Papier- und Zellstoffindustrie	382	4.121	228
Holzverarbeitung	44	317	136
Gesamt	**2.828**	**8.469**	**1.542**

4.6 Technisches Potenzial für Biomasse

Die Potenziale für Biomasse wurden aus dem Projekt Regio Energy (Stanzer et. al., 2010) entnommen. Für die Berechnungen der Energiepotenziale auf Bezirksebene wurde aufgrund der Datenlage nur der Forst als Brennholzlieferant herangezogen. Weitere Holzpotenziale, z. B. aus Flurgehölzen, Straßenbegleithölzern oder Hölzern, welche bei Revitalisieren von Streuobstwiesen anfallen, sowie Holz von Rebstöcken wurden in der Betrachtung nicht berücksichtigt.

Im technischen Potenzial wird der gesamte mögliche Holzeinschlag entsprechend Forstinventur in Österreich unabhängig von der Nutzungsart betrachtet. Dies kann damit argumentiert werden, dass entsprechend Abfallwirtschaftsgesetz keine organische Substanz über 5% organischem Kohlenstoff deponiert werden darf. Aufgrund dessen muss jeder aus Holz gefertigte Rohstoff vor der Deponierung als Abfall einer Behandlung im Sinne des AWG unterzogen werden. In dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass eine thermische Behandlung durchgeführt wird (Importe und Exporte werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt). Zur Berechnung des technischen Energiepotenzials wird Weichholz, Weichlaubholz und Hartlaubholz unterschieden. Ausgehend von der Waldinventur 00/02, welche für das Projekt Regio Energy auf Ebene der Bezirksforstinspektionen als Quelle herangezogen wurde, wurden die einzelnen Potenziale über den Flächenkataster auf Bezirksebene heruntergebrochen. Unter Berücksichtigung des Heizwerts pro kg und der Darrdichte pro Festmeter für Weichholz, Weichlaubholz und Hartlaubholz wird die Trockensubstanz und der Rohenergiegehalt berechnet.

Unter den oben beschriebenen Annahmen steht für das im Projekt Regio Energy so genannte „midi Szenario" für 2020 insgesamt ein Potenzial von rund 31 TWh an Brennstoffenergie forstlicher Biomasse zur Verfügung.

Um die Potentiale auf Ebene der Haupt- und Nebenregionen zu erhalten, wurden die Bezirkspotentiale entsprechend des Bedarfes an Raumwärme und Warmwasser auf die Gemeinden der Bezirke aufgeteilt. Für die Hauptregionen wurde dann das Potential aller beteiligten Gemeinden summiert. Für die Nebenregionen wurde das Potenzial der jeweiligen Gemeinden herangezogen.

Abbildung 4-20 zeigt die im Projekt Regio Energy ermittelten Bezirkspotentiale für Wärmeerzeugung aus Forst welche als Grundlage für die Potentialbeschränkung in dieser Studie verwendet wurden.

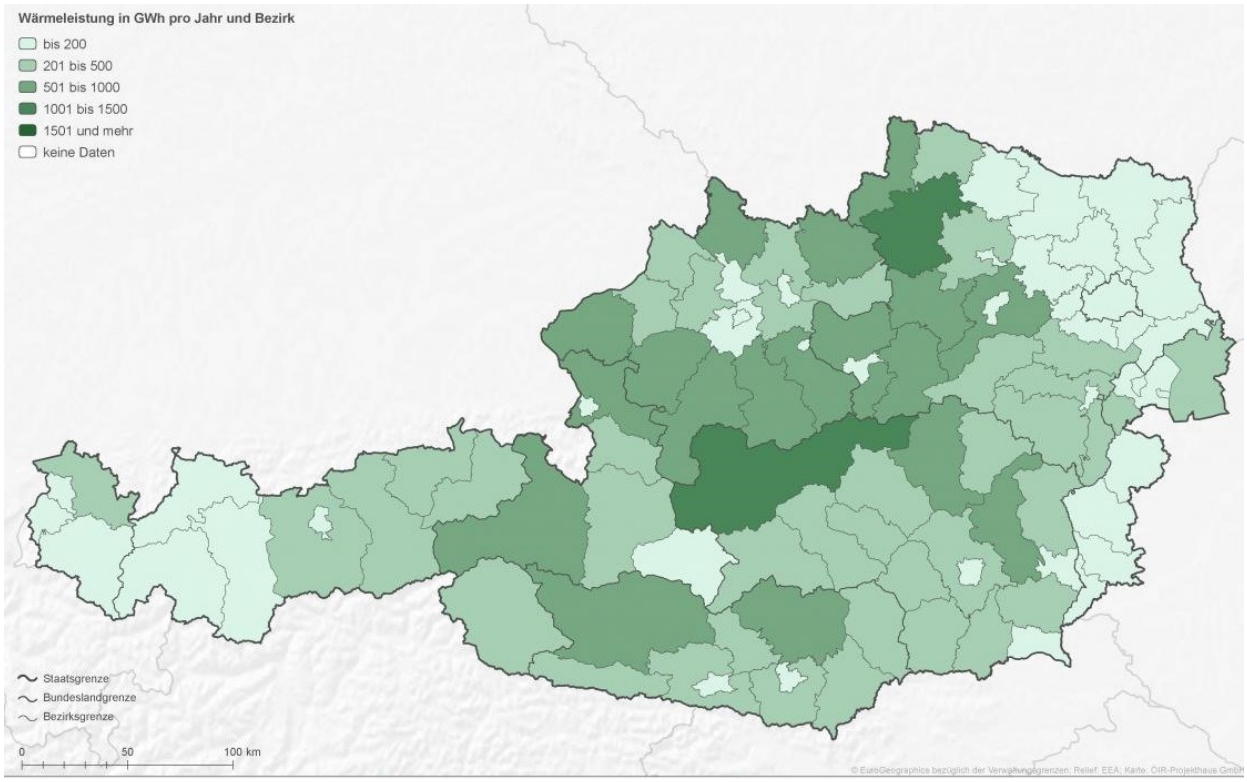

Abbildung 4-20: Biomassepotential Forst (Quelle: Projekt Regio Energy, Stanzer et. al, 2010)

4.7 Technisches Potenzial für Geothermie und Umgebungswärme

4.7.1 Nutzung von Tiefengeothermie

Das Potenzial für Tiefengeothermie wird aus Könighofer et al. (2014) entnommen. Darin werden österreichweit Gemeinden ausgewiesen, die nach der Erfüllung verschiedener Kriterien ein Potenzial zur Einspeisung von Geothermie in ein Fernwärmenetz besitzen. Als technisches Potenzial werden die dort ausgewiesenen Mindestkriterien herangezogen und allen 44 Gemeinden zugewiesen, die ein Geothermienutzungspotenzial für 2020 entsprechend Abbildung 4-21 aufweisen. Als Rahmenbedingungen werden dabei Bohrtiefen von 2.000 m bis 6.000 m und Mindestleistungen von 10 MW bei einer Schüttmenge von 70 l/Sek angegeben. Für die Hauptregionen wurden anhand der Nutzungspotenziale für die verschiedenen Potenzialgebiete in Abbildung 4-22 Abschätzungen getroffen und mit den Autoren von Könighofer et al. (2014) abgestimmt. Jede als Nebenregion klassifizierte Gemeinde mit Geothermiepotential weist bei angenommenen Volllaststunden von 3000 h/a ein technisches Potenzial von 30 GWh/a aus Geothermie auf. Bei Gemeinden, die Teil einer Hauptregion sind, wird das Geothermiepotenzial vorrangig der Hauptregion zugeordnet und der als Nebenregion verbleibende Rest

weist kein Geothermiepotenzial auf. Insgesamt ergibt sich für Österreich damit ein Geothermiepotenzial von fast 1,9 TWh das zur Einspeisung in Fernwärmenetze geeignet wäre.

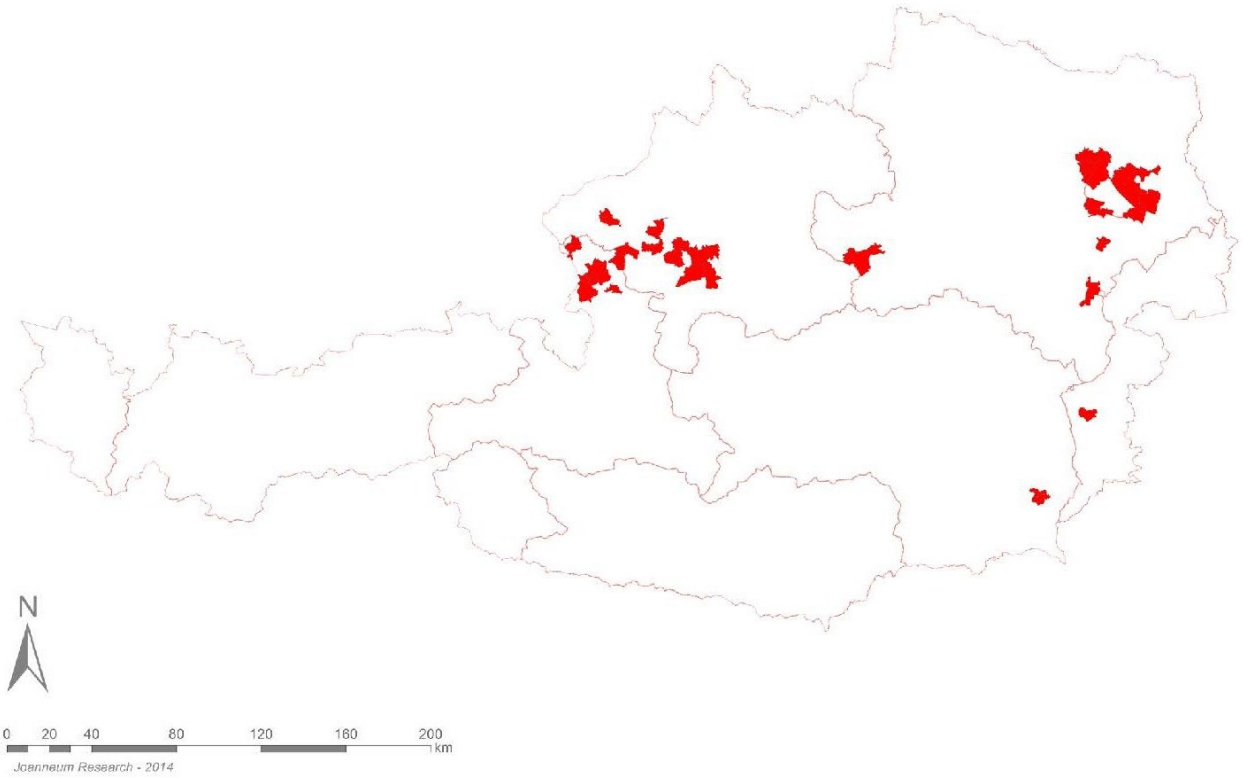

Abbildung 4-21: Geothermiepotenzialkarte mit allen Gemeinden welche die Rahmenbedingungen für eine Nutzung von Geothermie für Fernwärme erfüllen (Quelle: Projekt GeoEnergy2050, Könighofer et. al., 2014)

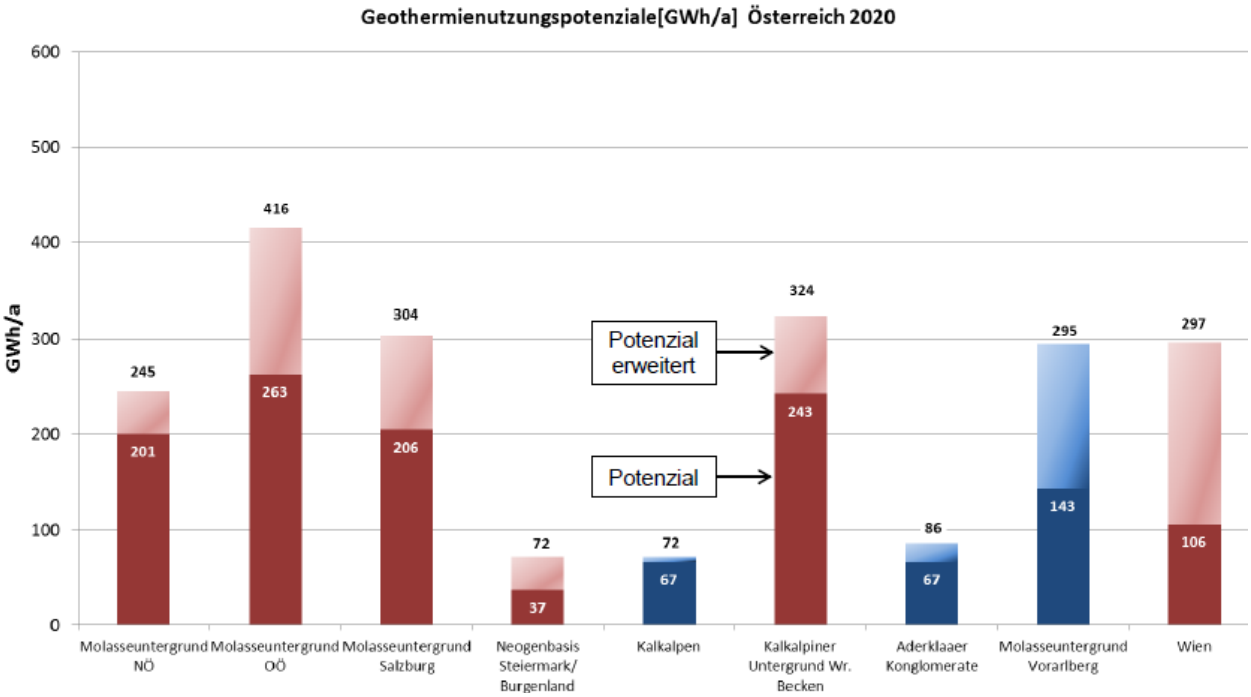

Abbildung 4-22: Geothermienutzungspotenziale 2020 der Potenzialgebiete (Quelle: Projekt GeoEnergy2050, Könighofer et.at., 2014)

4.7.2 Einsatz von Wärmepumpen und Großwärmepumpen

Für die Abschätzung des technischen Potenzials für oberflächennahe Geothermie wird auf die Ergebnisse der Studie GEO-Pot (Ostermann et.al, 2010) zurückgegriffen. Hier wurde das Deckungspotenzial der oberflächennahen Geothermie (Kombination aus Erdsonden und Wärmepumpe) zur Deckung des Heizwärmebedarfs mit Hilfe von GIS basierten Methoden untersucht. Der Anteil der Siedlungsgebiete, deren Heizwärmebedarf vollständig durch oberflächennahe Geothermie versorgt werden kann hängt stark von den Annahmen zu der benötigten Tiefensonden ab (siehe Ostermann et.al, S.131f). In einem als realistisch bezeichneten Szenario wird davon ausgegangen, dass mit Ausnahme der Stadtkerne ein Großteil der Siedlungsgebiete ein thermisches Überangebot aufweisen. Dazu besteht zusätzliches Potenzial für Luft-Wasser Wärmepumpen, die in dieser Studie nicht untersucht wurden. Auf Basis dieser Ergebnisse wird das technische Potenzial für die objektbezogene Versorgung zunächst als unbeschränkt angenommen. Das technische Potenzial ist lediglich durch den Gesamtwärmebedarf aller nicht durch Fernwärme versorgten Gebiete beschränkt.

Neben dezentral, objektbezogen genutzten Wärmepumpen gelten im urbanen Raum auch Wärmequellen in Kombination mit Großwärmepumpen als vielversprechende Einsatzgebiete für eine effiziente Wärmeversorgung. Zu den potentiellen Wärmequellen zählen: Oberflächenwasser, Grundwässer, Abwasser, Tunnelbauten, Rücklauf der Fernwärmenetze. Dazu können Großwärmepumpen für eine kombinierte Wärme/Kältebereitstellung ausgelegt werden. Eine Studie von Ochsner et. al. (2013) ergab ein theoretisches Potenzial zur Deckung des Heizwärmebedarfs durch die Nutzung von Abwässern nach Kläranlagen von 0,4 bis 0,6 Mio. Wohneinheiten in Österreich unter der Annahme einer bivalenten Betriebsweise (Auslegung der Großwärmepumpe auf ein Drittel bis zur Hälfte der maximalen Wärmeleistung plus Spitzenlastkessel) (vgl. Ochsner et. al., 2013, S16). In einer qualitativen Bewertung zur Eignung von Tunnelbauten zur geothermischen Nutzung, die von Ostermann et.al (2010) durchgeführt wurde, erwiesen sich 22 der 44 bewerteten Projekte als geeignete Wärmequellen. In der Studie wird allerdings darauf hingewiesen, dass eine Hochrechnungen aufgrund der individuellen Standortgegebenheiten (Entfernung potentieller Wärmeabnehmer inklusive Eigennutzung, mögliche Anschlussleistungen, Aufwand für Eisfreihaltung) keine Hochrechnung auf österreichweite Potenziale sinnvoll erscheint. Einzelstudien und eigene Abschätzungen ergeben ebenfalls relevante theoretische Potenziale für die Nutzung von Oberflächengewässer. Eine Quantifizierung der technischen Potenziale war allerdings im Rahmen dieses Projekts nicht möglich, da flächendeckende Angaben zu Wärmequellen nicht verfügbar sind.

Insgesamt wird jedenfalls von einem hohen technischen Potenzial für den Einsatz der unterschiedlichen Wärmequellen in Kombination mit Wärmepumpen ausgegangen. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass ein hoher Anteil von Wärmepumpen in der objektbezogenen Versorgung starke Auswirkungen auf den Stromsektor haben könnte. Zum einen bewirkt die Erhöhung der Stromnachfrage einen Strompreisanstieg, der bei hoher Gleichzeitigkeit der Wärmenachfrage die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung über Wärmepumpen ohne Möglichkeit der Lastverschiebung negativ beeinflussen könnte. Zum anderen trägt ein hoher Anteil von Wärmepumpen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Erhöhung der elektrischen Spitzenlast bei, was sowohl aus Sicht der Stromnetze als auch in Hinblick auf die dafür benötigten Erzeugungskapazitäten kritisch zu beurteilen ist. Im Folgenden findet sich eine grobe Abschätzung, in der die maximale österreichweite gleichzeitige Heizlast ($P_{th,max}$) mit 28 GW abgeschätzt wurde. Unter Annahme eines Anteils der Deckung dieser Heizlast durch Wärmepumpen (α) und eines Anteils dieser maximalen Heizlast zur Zeit der Spitzenlast im Stromnetz (θ)

und einer durchschnittlichen Leistungszahl der Wärmepumpen (ε_{WP}), die hier mit 3 angenommen wurde, ergibt sich eine Erhöhung der elektrischen Spitzenlast (P_{el}^{+}).

$$P_{el}^{+} = \frac{P_{th,\max} \cdot \alpha}{\varepsilon_{WP}} \cdot \theta$$

Bei einer vollständigen Deckung dieser Heizlast durch Wärmepumpen und vollständiger Gleichzeitigkeit mit der ursprünglichen Spitzenlast im Stromnetz würde sich eine Erhöhung der elektrischen Spitzenlast um mehr als 9 GW ergeben, was beinahe einer Verdopplung Spitzenbelastung der Stromnetze bedeuten würde. Auch wenn dies aufgrund bestimmter glättender Faktoren (Gleichzeitigkeit der Wärmenachfrage, Gleichzeitigkeit mit Stromnachfrage, Steuerungsmöglichkeiten der Wärmepumpen) sicherlich einem Maximalfall entspricht, würde eine hohe Durchdringung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu signifikanten Erhöhungen der Spitzenlasten im Stromsystem führen. Ein sinnvoller Anteil von Wärmepumpen in der dezentralen Wärmeversorgung ergibt sich letztendlich aus ökonomischen Abwägungen zwischen Stromgestehungskosten unter besonderer Berücksichtigung der Kosten für die Bereitstellung von elektrischer Spitzenleistung und den Kosten alternativer Wärmebereitstellungen. Diese Frage erfordert eine weitergehende Analyse der Entwicklungen im Stromsystem und konnte im Rahmen dieses Projekts nicht bearbeitet werden.

Für den Einsatz von Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen ist der Beitrag zur elektrischen Spitzenlast differenziert zu beurteilen. Werden Großwärmepumpen als Komplementärtechnologien zu bestehenden Bereitstellungstechnologien geplant, sodass diese nicht zur Deckung der Spitzenheizlasten herangezogen werden müssen, wird der Einsatz von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen nicht notwendiger Weise zu einer Erhöhung der elektrischen Spitzenlasten führen. Der Einsatz der Wärmepumpen würde sich hier an den Strompreisen orientieren und letztendlich zu positiven Effekten in Bezug auf das Stromsystem (Verwertung von Überschussstrom, Bereitstellung von Regelleistung, etc.) und mehr Flexibilität bei der Bereitstellung von Fernwärme führen. Die Wirtschaftlichkeit hängt letztendlich stark von den Entwicklungen am Strommarkt (insbesondere der Entwicklung von PV- und Wind-Einspeisung) und den Investitionskosten der Einzelprojekte, insbesondere der Erschließung der Wärmequellen, ab.

4.8 Technisches Potenzial für Müllverbrennung

Das Potenzial für die Einspeisung von Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen (MVA) wurde nur für die Hauptregionen bestimmt, da die bestehenden Anlagen durchwegs in Reichweite dieser Ballungszentren liegen. Als Potenzial werden die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen der Energiedienstleistungsunternehmen und der kommunalen Versorger herangezogen. Aufgrund der vorliegenden Kapazitäten wird angenommen, dass in Österreich kein zusätzliches Potenzial für weitere MVA gegeben ist. Eine Schwierigkeit in der Ermittlung des Potenzials zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz liegt darin, dass einige der bestehenden Anlagen die entstehende Wärme für andere Zwecke einsetzen und hier keine Wertung getroffen werden soll und kann, wofür die Wärme vorrangig einzusetzen ist. Industrielle Mitverbrennung von Abfall wird unter der industriellen Abwärme erfasst und nicht als Wärme aus der Müllverbrennung.

Das ermittelte technische Potenzial zur Wärmeeinspeisung aus der kommunalen Abfallverbrennung in Fernwärmenetze beträgt insgesamt 2 TWh/a

4.9 Technisches Potenzial für Solarthermie

Für solarthermische Anlagen wurden die gebäudebezogenen Flächenpotenziale bestimmt. Hierzu wurde eine Analyse der für Solarthermie geeigneten Dachflächen auf Basis frei verfügbarer Solarkataster ausgewertet, wobei allerdings nicht auf die Primärdaten, sondern lediglich auf aufbereitete GIS-Karten zurückgegriffen werden konnte. Auf Basis dieser Analysen wurde der durchschnittliche Anteil von Dachflächen (von Objekten, die im Invert/EE-Lab Modell abgebildet sind), die sich für die solare Energiegewinnung eignen, auf etwa 50% für kleine Gebäude, und etwa 85% für große Gebäude abgeschätzt. Der deutlich höhere Anteil bei großen Gebäuden ergibt sich vorwiegend durch die bei diesen Gebäuden vorherrschenden Flachdächer. Dadurch ergibt sich ein deutlich geringerer Dachflächenanteil, dessen Neigung entgegen der Einstrahlrichtung geneigt ist. Allerdings muss bei Flachdächern ähnlich wie bei Freiaufstellung ein Reihenabstand eingehalten werden, damit Abschattung vermieden wird. Daher wird bei Flachdächern zusätzlich eine Nutzungsgradrestriktion von 1 m² Kollektorfläche pro 2,5 m² Dachfläche berücksichtigt. Der Anteil jener Gebäude, denen eine prinzipielle Solareignung zugeordnet wird, wurde auf etwa 90% in ländlichen Räumen und in Außenzonen von Städten abgeschätzt, den Kernzonen von Innenstädten wurde ein geringere Anteil von etwa 65% (vor allem bedingt durch Restriktionen hinsichtlich „schützenswerter Stadtbilder“) zugeordnet. Große Gebäude wie Mehrfamilien-Wohngebäude mit mehr als 10 Wohnungen und große Dienstleistungsgebäude machen dabei etwa 40% des Flächenpotenzials aus und werden mit einem angenommenen durchschnittlichen Jahresertrag von 400 kWh/m² zur Bestimmung des technischen Potenzials zur Wärmeeinspeisung in Fernwärmenetze herangezogen. Über das Dachflächenpotenzial der kleineren Gebäude wird mit einem angenommenen durchschnittlichen Jahresertrag von 350 kWh/m² das technische Potenzial der dezentralen Solarthermie bestimmt. Überlegungen zu benötigten Speichergrößen werden unten diskutiert. In Abbildung 4-23 ist sind die technischen Potenziale für Fernwärmeeinspeisung und zur dezentralen Versorgung in den Hauptregionen dargestellt.

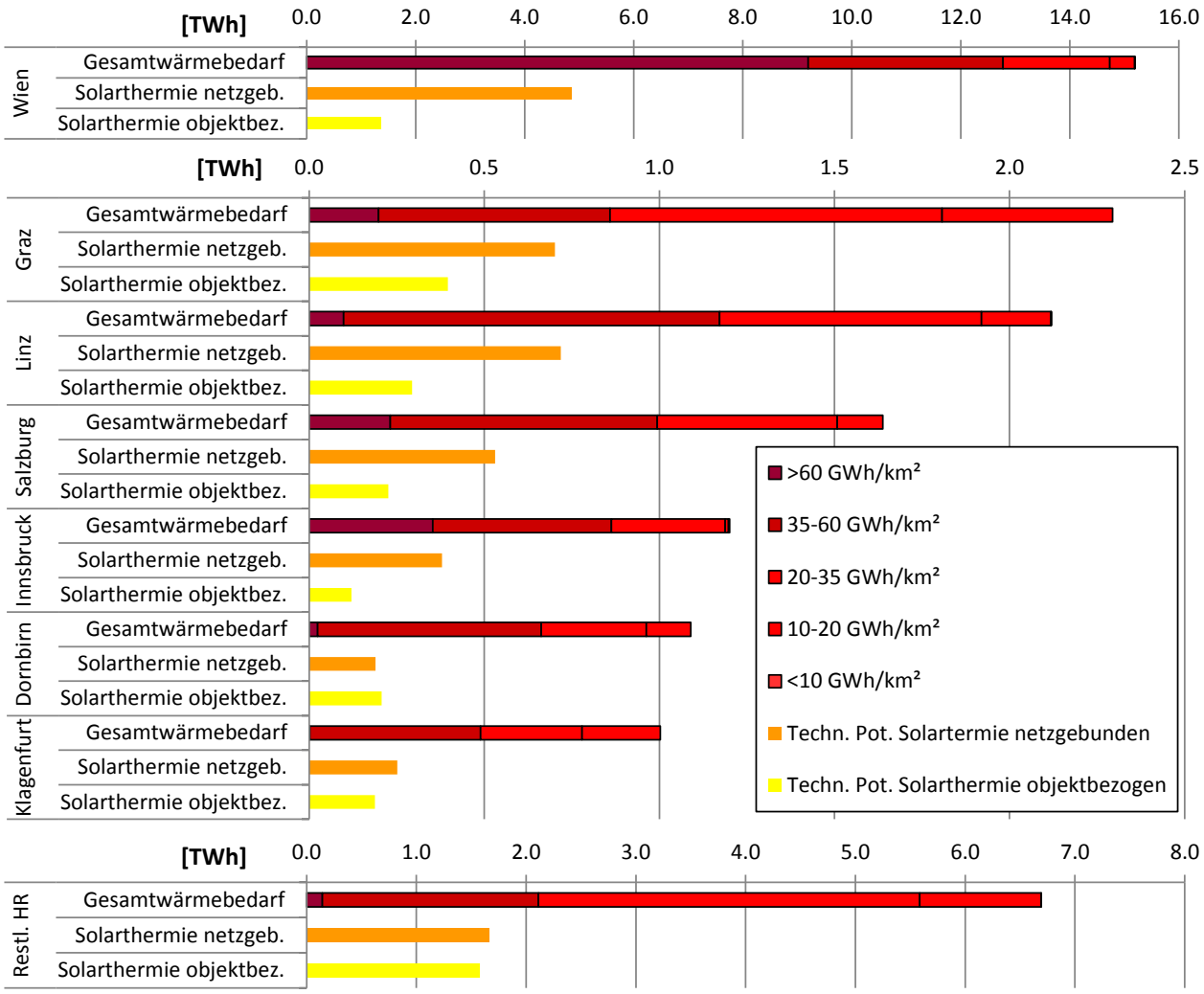

Abbildung 4-23: Wärmebedarf und technisches Potenzial solarer Wärme zur Netzgebundenen Versorgung sowie für objektbezogene Versorgung der wichtigsten Hauptregionen und aggregiert für die restlichen Regionen

Das so berechnete technische Potential in den Hauptregionen beträgt 13,7 TWh wovon 9,3 TWh auf definitionsgemäß großen Gebäuden erzeugt werden könnten und damit zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz geeignet wären, und 4,4 TWh auf kleinen Gebäuden und damit eher zur objektbezogenen Wärmebedarfsdeckung geeignet sind. In allen Nebenregionen beträgt das Potential 24 TWh wovon 5,7 TWh auf großen Gebäuden und 18,6 TWh auf kleinen Gebäuden erzeugt werden könnten.

Es ist zu beachten, dass das hier ausgewiesene Potential anhand von möglichen Jahreserträgen von 400 bzw. 350 kWh/m² ermittelt wurde. Um diese tatsächlich erzielen zu können müssen solarthermische Systeme in der Regel in Kombination mit einem Speicher betrieben werden, da der Wärmebedarf und das Angebot zeitlich nicht übereinstimmen. Abbildung 4-24 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Darin ist exemplarisch das Lastprofil für ein Fernwärmenetz dargestellt und die solarthermische Leistung, die bei Vollausbau des technischen Potentials entstehen würde. Je nach Kombination von Speichergröße und Modulgröße lassen sich so unterschiedliche Energiemengen integrieren. Bestehen im Fernwärmesystem bereits Grundlasteinspeiser (Müllverbrennung, Abwärme), die ganzjährig Wärme erzeugen, so sinkt der Anteil der integrierbaren Solarthermie weiter.

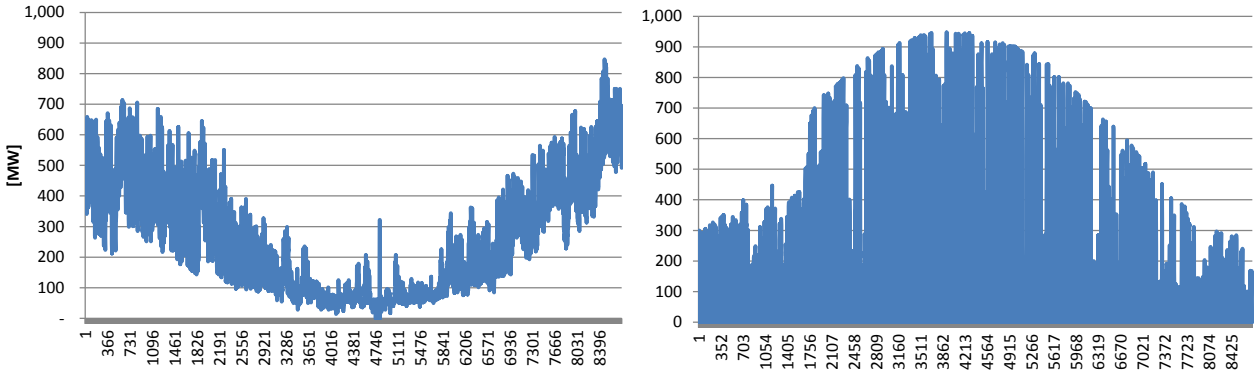

Abbildung 4-24: Wärmelastkurve eines Fernwärmesystems und zugehöriges Einspeiseprofil einer solarthermischen Anlage bei Vollausbau des technischen Potentials

Die folgenden Abbildungen zeigen an beispielhaften Wärmenetz-Typen, dass der spezifische Solarertrag je nach solarem Deckungsgrad und Speichergröße unterschiedlich stark abnimmt. Bei entsprechender Dimensionierung der Speicher können allerdings auch bei höheren Deckungsgraden Werte um 400 kWh/m²/a erzielt werden.

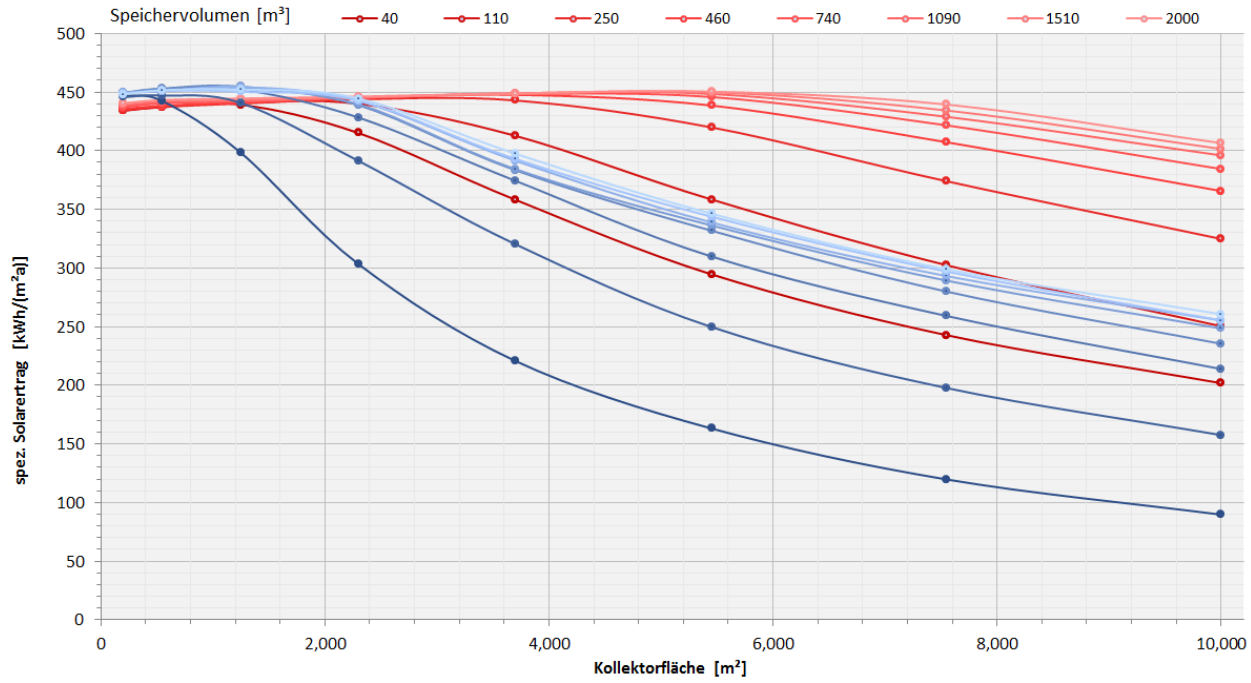

Abbildung 4-25: Spezifischer Solarertrag über der Kollektorfläche und verschiedene Speichergrößen für zwei unterschiedlich große Wärmenetze. Rot: Urbanes Subnetz mit höherem Wärmebedarf. Blau: Ländliches Wärmenetz mit geringerem Wärmebedarf. Quelle: Solar-Grids-Tool (Müller et al 2014)

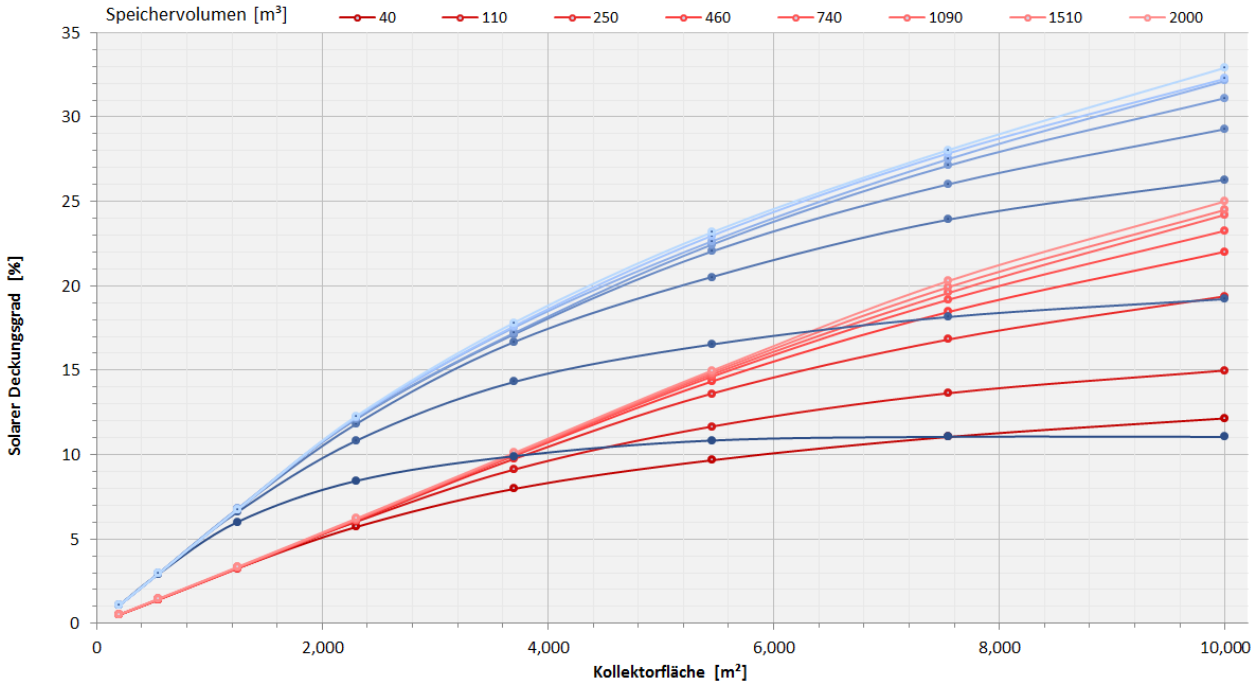

Abbildung 4-26: Solarer Deckungsgrad über der Kollektorfläche und verschiedene Speichergrößen für zwei unterschiedlich große Wärmenetze. Rot: Urbanes Subnetz mit höherem Wärmebedarf. Blau: Ländliches Wärmenetz mit geringerem Wärmebedarf. Quelle: Solar-Grids-Tool (Müller et al 2014)

4.10 Technisches Potenzial für effiziente Kälteversorgung

Das technische Potenzial für die Kältetechnologien ergibt sich aus Modellrechnungen mit dem Modell Invert/EE-Lab. Das Modell errechnet in einem ersten Schritt den Kältebedarf der Gebäude im Sinne des Nutzenergiebedarfs, bei vollständiger Deckung des Klimatisierungsbedarfs. Allerdings zeigt sich in der Realität, dass nicht der gesamte Nutzenergiebedarf gedeckt wird, da vor allem ein Großteil der privaten Haushalte auf die Anschaffung von Klimageräten verzichtet. Daher werden in einem weiteren Schritt im Modell Diffusionsbeschränkungen hinsichtlich der Anzahl klimatisierter Gebäude berücksichtigt. Als Annahmen für die Diffusionsbeschränkung werden zur Wahrung der Konsistenz Werte aus dem Projekt „Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms" (Müller und Kranzl, 2013) entnommen. Der daraus resultierende Endenergieeinsatz für Klimatisierungszwecke in Österreich betrug im Jahr 2012 etwa 500 GWh und steigt bis 2025 auf 858 GWh an. Bei einer durchschnittlichen Leistungszahl der Klimatisierungsgeräte von 3 ergibt sich damit ein Wert von rund 2,6 TWh an praktischem Nutzenergiebedarf, der im Jahr 2025 zu decken ist.

Für das technische Potenzial der Absorptionskältemaschinen wird eine weitere Beschränkung vorgenommen. Da nur für Gebäude mit hohen Kühllasten und Volllaststunden, die in Bereich von etwa 1.000 h/a liegen, die Installation von Kältemaschinen in Frage kommt, wird versucht diesen Anteil des Kühlenergiebedarfs abzuschätzen. Für die Gebäudekategorien Handel, Hotellerie, öffentliche Gebäude (Gesundheitssektor, teilweise Büros, Unterrichtswesen) und Büros wurde jeweils der Kühlenergieanteil, der in als „groß" eingestuften Gebäude vorliegt, herangezogen und davon ein pauschaler Anteil von 80% als für Absorptionskälte geeignet eingestuft. Im Handel sind es 37%, in der Hotellerie 38%, in den öffentlichen Gebäuden 32% und in Bürogebäuden 56% des Kühlbedarfes in Gebäuden in denen hohe Volllaststunden zu erreichen sind. Dabei wurde darüber hinaus davon ausgegangen, dass

die Spitzenlasten durch Kompressionskältemaschinen abgedeckt werden. Abbildung 4-27 zeigt den praktischen Energiebedarf für Gebäudekühlung im Jahr 2025 und jenen Anteil, der für Absorptionskälte geeignet ist. Österreichweit erhalten wir somit einen praktischen Kühlenergiebedarf von rund 2,6 TWh und ein technisches Potenzial für Absorptionskälte von etwas mehr als 0,3 TWh.

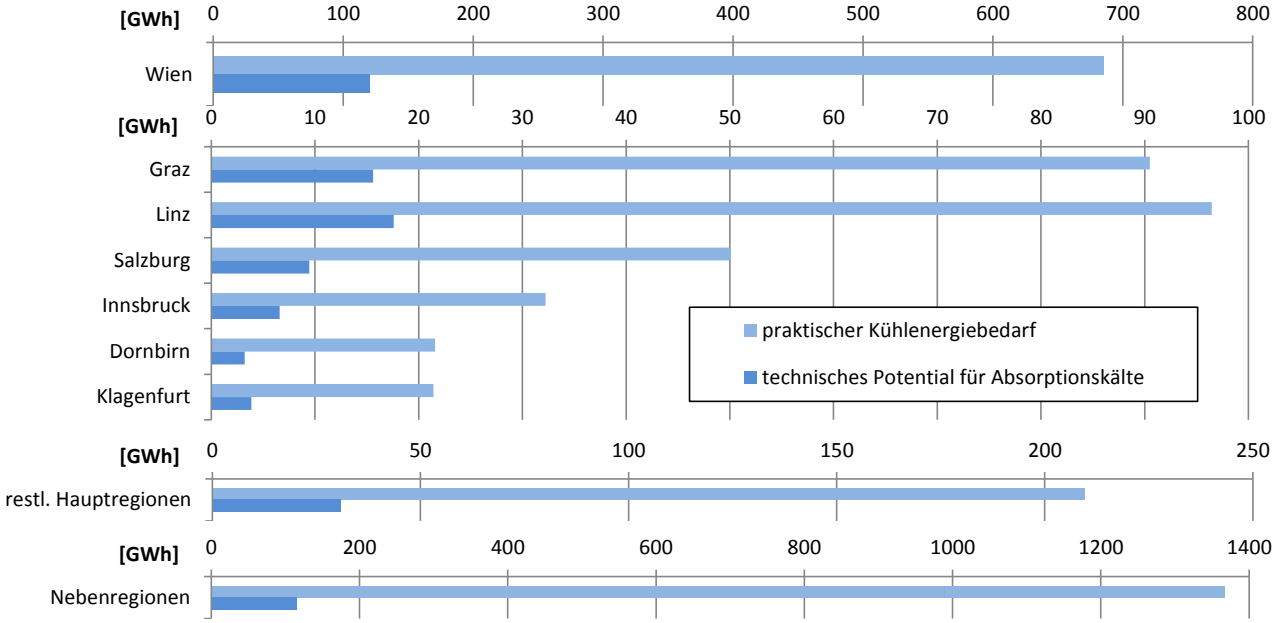

Abbildung 4-27: Praktischer Kühlenergiebedarf zur Gebäudekühlung und technisches Potential für Absorptionskälte der wichtigsten Hauptregionen und aggregiert für restliche Regionen

5 Effizienzkriterium der KWK und Effizienzsteigerungspotenziale

Im Folgenden Kapitel wird auf das Effizienzkriterium für hocheffiziente KWK sowie die Auswirkung der technischen Ausgestaltung der KWK-Anlagen auf die Erfüllung der Effizienzkriterien eingegangen. Anschließend folgen Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz von KWK-Anlagen und Wärmenetzen durch Senkung der Abgastemperaturen in KWK-Anlagen bzw. Rücklauftemperaturen der Wärmenetze. Eine Flächendenkende Quantifizierung von Effizienzsteigerungspotenzialen in Österreich war im Rahmen dieser Studie aufgrund der sehr schlechten Datenlage zur tatsächlichen Betriebsweise der Anlagen und der Wärmenetze nicht möglich. Die hier dargestellten Maßnahmen konnten dadurch auch nicht in die ökonomische Analyse im darauf folgenden Kapitel 6 aufgenommen werden.

5.1 Bewertungskriterien

Zur Bewertung der Effizienz von KWK-Anlagen steht einerseits die Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz mit ihren Durchführungsbeschlüssen (Gleichung 5-1) sowie das KWK-Gesetz vom 27.02.2014 Teil 2, §8 (Gleichung 5-2) zur Verfügung (s. auch Kapitel 4.1).

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_W}{\eta_{refW}} + \frac{\eta_E}{\eta_{refE}}}\right) 100 \geq 10$$

Gleichung 5-1

$$\frac{2}{3}\frac{W}{B} + \frac{E}{B} > 0{,}6$$

Gleichung 5-2

In Gleichung 5-1 bezeichnen laut oben genannter Richtlinie, PES die Primärenergieeinsparung, η_W den Wärmewirkungsgrad-Referenzwert der KWK-Erzeugung, definiert als jährliche KWK-Nutzwärmeerzeugung im Verhältnis zum Brennstoff, der für die Erzeugung der Summe von KWK-Nutzwärmeleistung und KWK-Stromerzeugung eingesetzt wurde, η_{refW} den Wirkungsgrad-Referenzwert für die getrennte Wärmeerzeugung, η_E den elektrischen Wirkungsgrad der KWK-Erzeugung, definiert als jährlicher KWK-Strom im Verhältnis zum Brennstoff, der für die Erzeugung der Summe von KWK-Nutzwärmeleistung und KWK-Stromerzeugung eingesetzt wurde und η_{refE} den Wirkungsgrad-Referenzwert für die getrennte Stromerzeugung. Die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom bzw. für die getrennte Erzeugung von Wärme sind im Amtsblatt der Europäischen Union L 343/93 veröffentlicht.

In Gleichung 5-2 bezeichnen W die Wärmeenergie, die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben oder als Prozesswärme wirtschaftlich genutzt wird, B die gesamte Brennstoffenergie, die eingesetzt wurde und E die elektrische Energie, die an das öffentliche Elektrizitätsnetz abgegeben oder an der Generatorklemme gemessen wurde.

Wird mit Gleichung 5-1 eine Primärenergieeinsparung (PES) größer als 10% errechnet, ist die Anlage als hocheffizient einzustufen. Erreichen Anlagen diese 10% nicht, so kann die Differenz als technisches Effizienzsteigerungspotenzial angesehen werden.

Die Erzeugung von elektrischer Energie in KWK-Klein und –Kleinstanlagen, die eine PES bringen, können laut Richtlinie als hocheffiziente KWK gelten.

Während bei der EU Richtlinie die Wirkungsgrade für getrennte Erzeugung von Wärme und Strom mit Referenzwirkungsgraden, die sowohl die Brennstoffart als auch das Alter der Anlage berücksichtigen, verglichen werden, werden im österreichischen KWK Gesetz nur der produzierte Strom, die ausgekoppelte Wärme und der eingesetzte Brennstoff in Relation gesetzt. – Eine Benachteiligung der Anlagen, die minderwertigeren Brennstoff einsetzen, liegt auf der Hand.

5.2 Anwendung der Kriterien auf verschiedene KWK-Konzepte:

Konzepte der in Österreich vorwiegend betriebenen KWK-Anlagen:

- Dampfkraftprozess
- mit Gegendruckturbine
- mit Entnahme-Kondensationsturbine
- Gaskraftprozess mit Wärmerückgewinnung
- Blockheizkraftwerk (Gas- oder Dieselmotor mit Wärmerückgewinnung)

Welche Auswirkung unterschiedliche KWK-Konzepte auf die Erreichbarkeit der Hocheffizienzkriterien haben, wird im Folgenden beispielhaft anhand der Gegenüberstellung von Dampfkraftprozessen mit Gegendruckturbine und Entnahme-Kondensationsturbine gezeigt.

Wird Wärme aus Dampfkraftprozessen ausgekoppelt, die mit Brennstoffen geringerer Güte (z.B. Abfallstoffen von Industriebetrieben anstelle von Erdgas) betrieben werden, so sollte das generell honoriert werden.

Wie in Abbildung 5-1 gezeigt, wird bei Dampfkraftanlagen mit Gegendruckturbine der überhitzte Dampf in einer Dampfturbine bis auf einen Druck entspannt, dessen Sattdampftemperatur der gewünschten Temperatur der Wärmeauskoppelung entspricht. Die Wärme wird während der Kondensation von Zustand 3 nach 0 freigegeben. Der Wärmestrom ist proportional der rot umrandeten Fläche im T,s-Diagramm in Abbildung 5-1 mal dem Dampfmassenstrom.

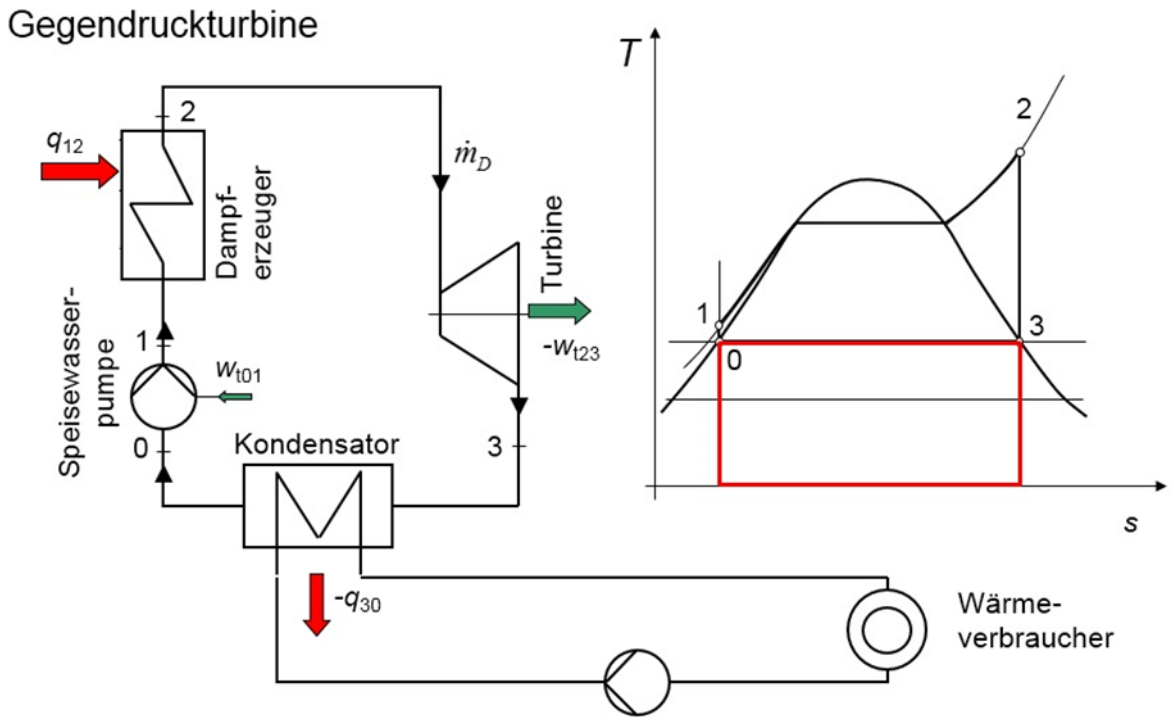

Abbildung 5-1: Schaltbild und T,s-Diagramm einer einfachen Dampfkraftanlage mit Gegendruckturbine

Wie folgende Beispielrechnung zeigt, sind für diesen Prozesstyp die Effizienzkriterien leichter zu erreichen als für Dampfkraftanlagen mit Entnahme-Kondensationsturbine.

Bei den in Tabelle 5-1 angegebenen typischen Ausgangswerten für einen einfachen Dampfkraftprozess erhält man für eine Gegendruckturbine nach mehreren Rechenschritten und mit Verwendung von Gleichung 5-3 wobei Q_{NG} die ausgekoppelte Wärme, h_2 - h_3 die Enthalpiedifferenz zwischen Eintritt und Austritt der Turbine und somit die elektrische Energie, h_2 - h_{1K} die Enthalpiedifferenz der zugeführten Wärme und η_{DE} den Dampferzeugerwirkungsgrad bezeichnen.

$$\frac{2}{3}\frac{Q_{NG}}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}+\frac{h_2-h_3}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}=0{,}68277>0{,}6$$

Gleichung 5-3

Somit wäre für diese Annahmen das Effizienzkriterium erfüllt.

Tabelle 5-1: Typische Ausgangswerte für eine einfachen Dampfkraftprozess

Parameter	**Formelzeichen**	**Ausgangswert**
Dampfeintrittstemperatur:	Θ_2	540°C
Dampferzeugerdruck:	p_D	150 bar
Gegendruck (Druck im Kondensator der Wärmeauskoppelung):	p_G	1 bar
Kondensatordruck: (Druck im Abwärme-Kondensator):	p_K	0,05 bar

Bei Dampfkraftprozessen mit einer Entnahme-Kondensationsturbine, Abbildung 5-2, wird die Turbine bei jenem Druckniveau angezapft, dessen Sattdampftemperatur der gewünschten Temperatur der Wärmeauskoppelung entspricht. Der entnommene Dampfmassenstrom wir in einem Heizkondensator kondensiert und liefert den ausgekoppelten Wärmestrom, rot umrandete Fläche im T,s-Diagramm in Abbildung 5-2 mal dem entsprechenden Massenstrom. Der restliche Dampf wird in der Turbine auf den Kondensatordruck (Zustandspunkt 3) entspannt. Dieser muss im Kondensator kondensiert werden (Zustandsänderung 3 – 0), um den Kreisprozess schließen zu können. Die im Kondensator abgegebene Energie muss in einem Rückkühler an die Umgebung abgeführt werden, wobei dies mit einer möglichst geringen Temperaturdifferenz zur Umgebung geschehen sollte.

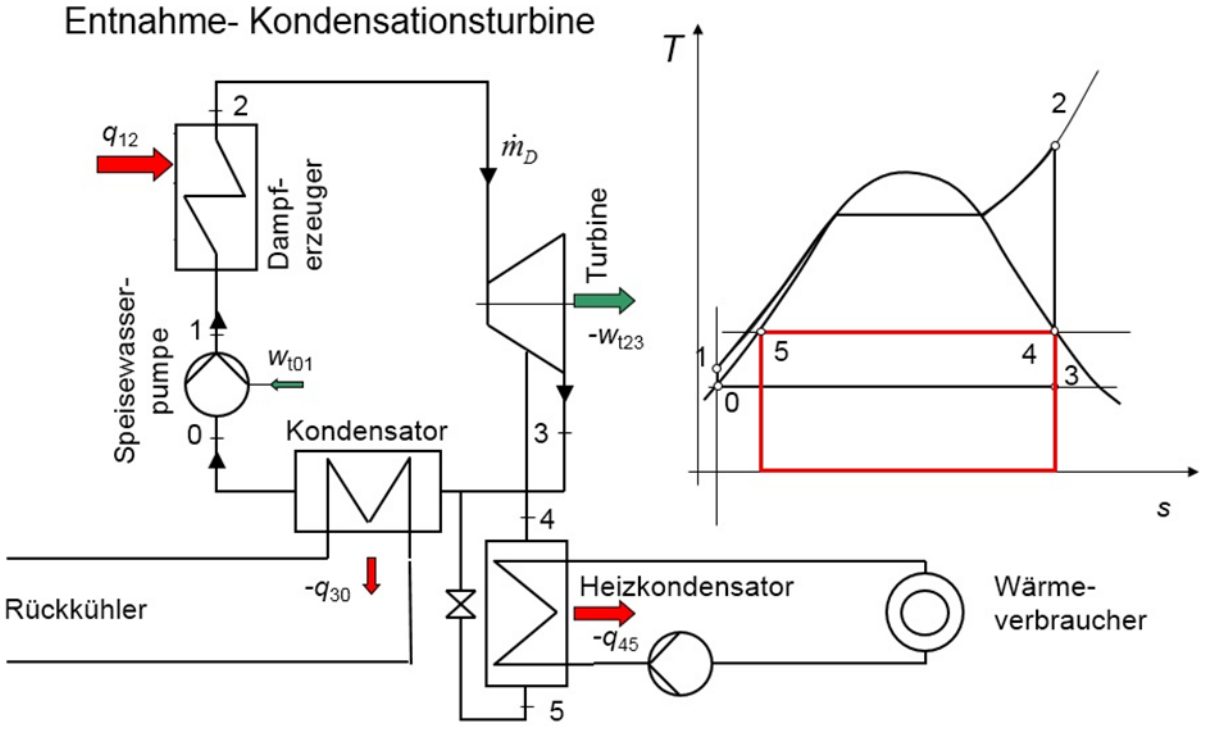

Abbildung 5-2: Schaltbild und T,s-Diagramm einer Dampfkraftanlage mit Entnahme-Kondensationsturbine

Mit denselben Ausgangswerten wie oben, ist das Hocheffizienzkriterium erst ab einem bestimmten Entnahmedampfanteil zu erreichen. Die Effizienz nach KWK Gesetz steigt mit zunehmendem Entnahmedampfanteil linear an und durchbricht die Grenze zur Hocheffizienz ab einem Wert von ca. 0,7. Für eine 70%-Entnahme ergibt sich, wieder mit Verwendung von Gleichung 5-2, für

$$\frac{2}{3}\frac{Q_{NE}}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}+\frac{h_2-h_3+(h_3-h_5)\cdot(1-\varepsilon_D)}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}=0{,}6033>0{,}6$$

Gleichung 5-4

wobei Q_{NE} die ausgekoppelte Wärme, $(h_2 - h_3) + (h_3 - h_5)\cdot(1 - \varepsilon_D)$ die Enthalpiedifferenz des verstromten Anteils, $h_2 - h_{1K}$ die Enthalpiedifferenz der zugeführten Wärme, η_{DE} den Dampferzeugerwirkungsgrad und ε_D den Entnahmedampfanteil bezeichnen.

Dies bedeutet, eine KWK, mit einer Entnahme-Kondensationsturbine realisiert, bietet zwar größere Flexibilität in der Bereitstellung von Wärme und Strom, sie muss jedoch mit einem hohen Anteil an ausgekoppelter Wärme betrieben werden, um das Hocheffizienzkriterium zu erfüllen. Etwaig erhöhte Kondensatortemperaturen (z.B. durch Ansammlung nicht kondensierbarer Gase) haben hier nur mehr geringen Einfluss. Steht für den Betrieb einer KWK Anlage hochwertiger Brennstoff (z.B. Erdgas) zur Verfügung, ist ein Gaskraftprozess mit nachgeschalteter Wärmerückgewinnung gut geeignet, Abbildung 5-3. Bei diesem Anlagentyp wird die elektrische Energie mit Hilfe des Gaskraftprozesses produziert, die thermische Energie im Abgas, die bei Temperaturniveaus jenseits von 450°C zur Verfügung steht, kann in einem Abgaswärmetauscher genutzt werden. Im Abgaswärmetauscher kann für die Wärmeauskoppelung die thermische Energie mit Temperaturen von bis zu 200°C bzw. Dampf mit bis zu 80 bar bereitgestellt werden. Dieser Anlagentyp kann strom- oder auch wärmegeführt betrieben werden.

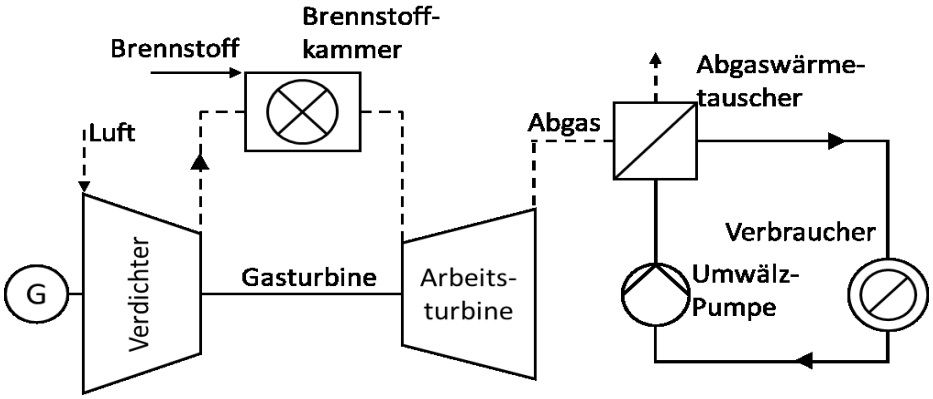

Abbildung 5-3: Schaltbild einer KWK-Anlage mit Gasturbine und Abwärmenutzung

Für dezentrale Versorgung und eher niedrigere Leistungen (bis mehreren Megawatt) gut geeignet sind Blockheizkraftwerke („BHKW"), Abbildung 5-4. Mit diesem Anlagentyp können Gesamtnutzungsgrade von bis zu 85% erreicht werden. Als Brennstoff dient meist Erdgas, aber auch Klär- oder Deponiegase können zum Einsatz kommen. Mit BHKW können in der Regel Vorlauftemperaturen bis zu 110°C erzielt werden. Die Betriebsweise kann bei BHKW strom- oder wärmegeführt erfolgen.

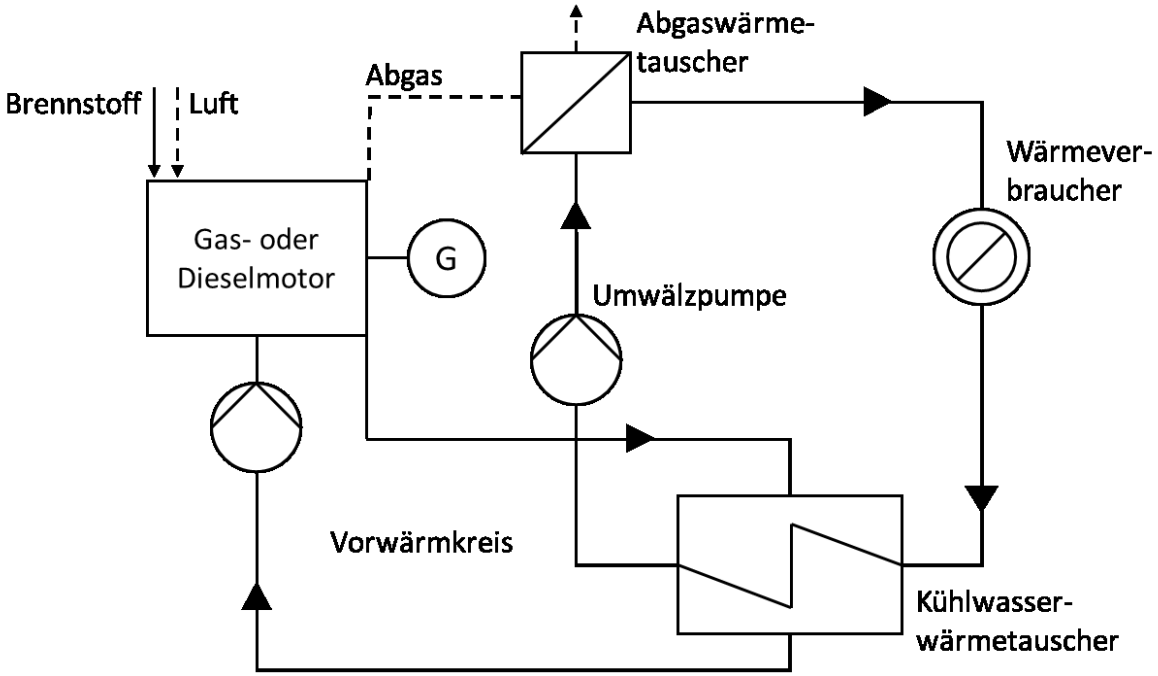

Abbildung 5-4: Schaltbild eines Blockheizkraftwerks

5.3 Effizienzsteigerungsmaßnahmen

5.3.1 KWK

Der Wirkungsgrad einer KWK Anlage hängt entscheidend vom Erreichen einer möglichst niedrigen Abgastemperatur ab. Bei KWK-Anlagen mit Dampfkraftprozessen hat diese unmittelbaren Einfluss auf den Dampferzeugerwirkungsgrad, dessen Berechnung in der ÖNORM EN 12952-15 festgelegt ist.

Um seine Auswirkung zu veranschaulichen, ist in Gleichung 5-5, das Effizienzkriterium für eine Dampfkraftanlage mit Gegendruckturbine (Abbildung 5-1) mit einem um 5% verringerten Dampferzeugerwirkungsgrad (η_{DE} = 0,9) und sonst gleichgehaltenen Ausgangswerten berechnet.

$$\frac{2}{3}\frac{Q_{NG}}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}+\frac{h_2-h_3}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}=0{,}64683>0{,}6$$

Gleichung 5-5

Das Kriterium wird zwar noch erfüllt, jedoch ist eine deutliche Annäherung an die Grenze der Ungleichung zu erkennen.

Um bei einer Dampfkraftanlage mit Entnahme-Kondensationsturbine (Abbildung 5-2) mit einem Dampferzeugerwirkungsgrad η_{DE} = 0,9, und sonst gleich gehaltenen Randbedingungen, das Effizienzkriterium noch zu erfüllen, muss der Entnahmedampfanteil ε_D auf ca. 85% erhöht werden (Gleichung 5-6)

ε_D = 0,85

$$\frac{2}{3}\frac{Q_{NE}}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}+\frac{h_2-h_3+(h_3-h_5)\cdot(1-\varepsilon_D)}{\left(\frac{h_2-h_{1K}}{\eta_{DE}}\right)}=0{,}60919>0{,}6$$

Gleichung 5-6

Der Senkung der Abgastemperatur in KWK-Anlagen ist durchaus Potenzial zuzuschreiben, jedoch ist dieser durch mangelnde Brennstoffgüte (Gefahr der Kondensation korrosiver Stoffe an den kalten Heizflächen) und durch hohe Rücklauftemperaturen der Wärmeauskoppelung Grenzen gesetzt.

Abbildung 5-5 zeigt die Dampferzeugerwirkungsgrade entsprechend der Heizwert- (N) und der Brennwert- (G) Berechnung nach EN 12952-15 für die Verwendung von Erdgas als Brennstoff bei einem Luftüberschuss von 10% und einer relativen Luftfeuchtigkeit der Verbrennungsluft von 40% als Funktion der Abgastemperatur. Bis zur Kondensation erster Wassertropfen, die bei diesen Bedingungen bei ca. 57°C einsetzt, kann eine Wirkungsgradsteigerung der Nutzwärmebereitstellung um 0,4%-Punkte je 10°C Senkung der Abgastemperatur erzielt werden. Mit Einsetzen der Kondensation kann anfänglich sogar eine Wirkungsgradsteigerung von 4.5%-Punkte je 10°C Abgastemperaturabsenkung erzielt werden.

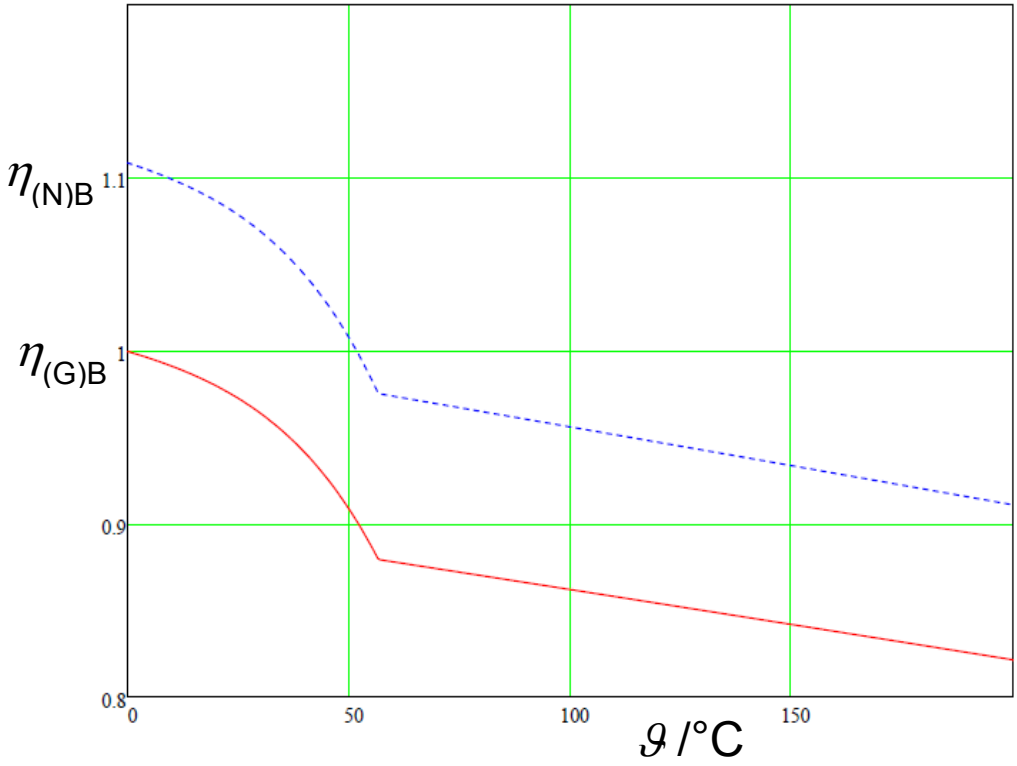

Abbildung 5-5: Wirkungsgrade entsprechend der Heizwert- (N) und Brennwert- (G) Berechnung für Erdgasverbrennung als Funktion der Abgastemperatur

Das gezeigte Potenzial kann, wie erwähnt, meist nur durch erheblichen Aufwand erschlossen werden. Nur mit besonders korrosionsresistenten Wärmetauschern ist eine teilweise Nutzung der, bei Kondensation der im Rauchgas befindlichen kondensierbaren Anteile (umgangssprachlich als Rauchgaskondensation bezeichnet) frei werdenden thermischen Energie möglich. Des Weiteren kann diese Energie auch nur erschlossen werden, wenn die Rücklauftemperaturen von den Wärmekonsumenten niedrig

genug sind. Eine Integration von Wärmepumpen kann zwar hier teilweise Abhilfe schaffen, diese ist jedoch mit hohen Anlage- und Betriebskosten (elektrische Energie) verbunden.

Im Rahmen der gegenständlichen Studie wurden KWK-Anlagen von 4 beispielhaften Betrieben aus den Branchen Papierindustrie, Holzverarbeitung, Stahlindustrie und Fernwärmeversorgung untersucht. Es wurden jeweils zusammengehörige Datensätze von Primärenergieeinsatz, Stromproduktion und Wärmeauskopplung erhoben.

Bei den untersuchten Unternehmen hat sich herausgestellt, dass die meisten Unternehmen bereits mehrere Runden der energetischen Optimierung hinter sich haben und offensichtlich aus wirtschaftlichen Eigeninteressen den Anreiz haben, ihren Energieverbrauch zu senken, bzw. diverse Effizienzsteigerungsmaßnahmen umzusetzen. Insbesondere die ganz großen energieintensiven Betriebe nehmen hier eine Vorreiterrolle ein.

Von den untersuchten KWK-Anlagen hat nur eine die Hocheffizienzkriterien nicht erfüllt. Diese ist mit einer Dampfkraftanlage mit einer Entnahme-Kondensationsturbine ausgestattet. Als Brennstoff wird größtenteils Abfall aus der eigenen Produktion verwendet. Nach den Beziehungen aus dem KWK-Gesetz (Gleichung 5-1) ist das technische Effizienzsteigerungspotenzial mit ca. 15% zu beziffern, mit den Beziehungen aus der EU Energieeffizienz-Richtlinie mit 3%.

5.3.2 Fernwärmenetze

Ein mögliches Potential zur Effizienzsteigerung der Wärmeverteilnetze in Österreich ergibt sich durch eine etwaige zukünftige Senkung der Netz-Rücklauftemperaturen. Diese könnte durch verbraucherseitige Effizienzsteigerungsmaßnahmen, wie etwa kaskadische Wärmenutzung und/oder vermehrter Einsatz von Flächenheizungen, erzielt werden. Die daraus resultierenden Einsparungen in Kessel- und Netzpumpenarbeit wurden ausgehend von der in Abschnitt 3.2.3 durchgeführten Kategorisierung der österreichischen Fernwärmenetze in Cluster I, II und III ermittelt. Grundlage der Berechnung bildet ein dynamisches Netzsimulationsmodell, welches die Performance der Energieverteilung über ein Fernwärmenetz für einen bestimmten Zeitraum (ein Jahr) simuliert.

Ausgehend von Messdaten repräsentativer Wärmeverbraucher wurden die erforderliche Kessel- und Pumpenarbeit monatsweise ermittelt und über ein Jahr aufsummiert. Unter der Annahme eines monatlich gleitenden Vorlauftemperaturniveaus und der für jeden Wärmekunden gleichen primärseitigen Abkühlung des Wassers (konstante Rücklauftemperatur) wurde untersucht, wie sich die hypothetische Senkung der Rücklauftemperatur quantitativ auf Kesselwärme- und Pumpenstrombedarf auswirkt. Bei gleichbleibendem kundenseitigem Wärmebedarf und höherer Temperaturspreizung sinkt der zur Leistungsübertragung notwendige Wassermassenstrom (Gleichung 5-7):

$$\dot{Q} = \dot{m}\, c_p\, (T_{VL} - T_{RL}) \qquad \textit{Gleichung 5-7}$$

Der durch die größere Temperaturspreizung resulitierende kleinere erforderliche Massenstrom zur Befriedigung des Wärmebedarfes beeinflusst maßgeblich die erforderliche Pumpenleistung. Zusätzlich ermöglichen kleinere Netz-Rücklauftemperaturen heizwerkseitige Rauchgaskondensation und helfen dadurch mit den Primärenergiebedarf im Heizwerk zu senken.

Auf Grundlage der in Abschnitt 3.2.3 angegebenen Mittelwerte der Anzahl der Wärmeverbraucher, der Trassenlänge und der jährlichen Wärmeabnahme wurden drei Fernwärmenetze enstprechend Cluster I, II und III simuliert (Referenzfall). Im Anschluss wurden die Netze mit um 1-5 K gesenkten Rücklauftemperaturen simuliert.

Die folgenden Diagramme zeigen quantitativ die möglichen Einsparungspotentiale bei Rücklauftemperatursenkung um 1-5 Kelvin in Bezug auf den derzeitigen Betrieb:

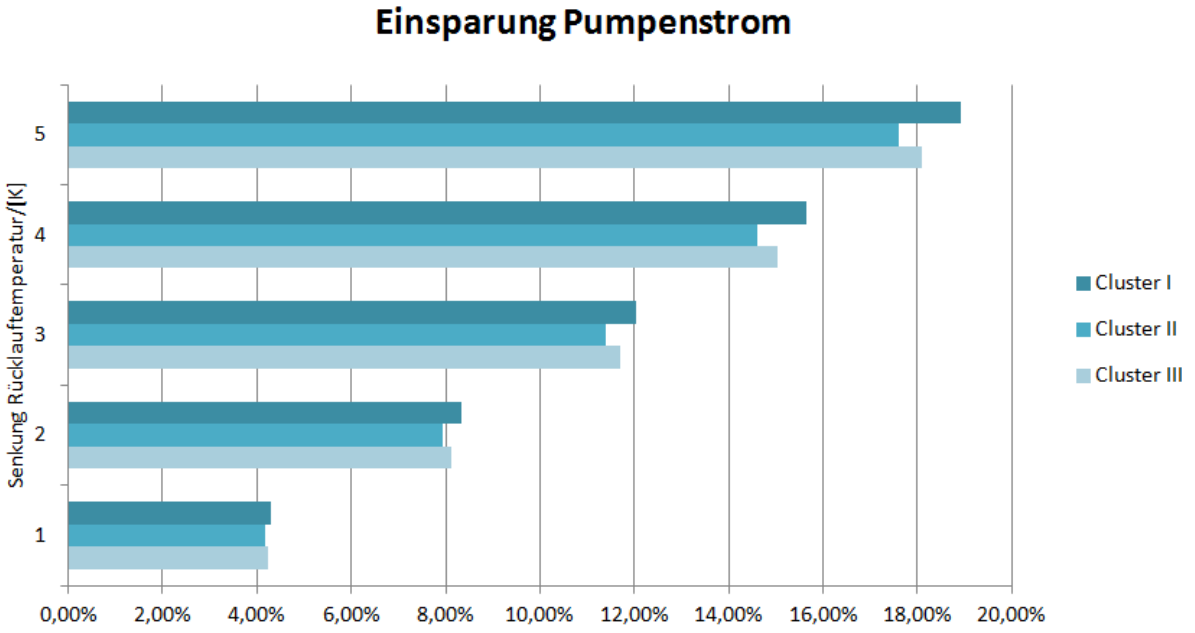

Abbildung 5-6: : Reduktion der jährlich erforderlichen Pumpenarbeit in Bezug auf den Referenzfall für die Senkung der Rücklauftemperatur um 1-5 Kelvin

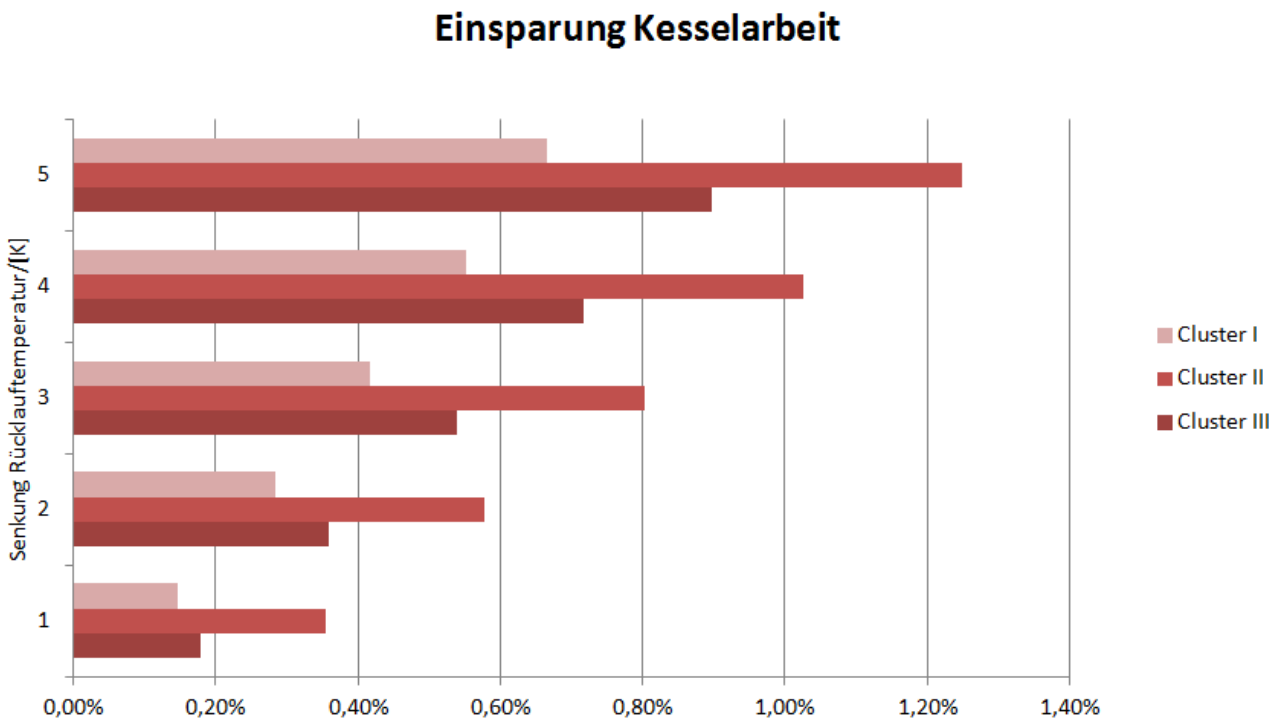

Abbildung 5-7: Reduktion der jährlich erforderlichen Kesselarbeit in Bezug auf den Referenzfall für die Senkung der Rücklauftemperatur um 1-5 Kelvin

6 Kosten/Nutzen-Analyse – ökonomische Potenziale

6.1 Einleitung

Gemäß Energieeffizienzrichtlinie dient „die Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen in Zusammenhang mit Maßnahmen zur Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung […] der Schaffung einer Entscheidungsgrundlage für die qualifizierte Prioritätensetzung auf gesellschaftlicher Ebene im Hinblick auf begrenzte Ressourcen“[12]. In dieser Studie werden im Rahmen der Kostennutzenanalyse die kostenoptimale Technologiezusammensetzung zur Wärme- und Kälteversorgung und damit das ökonomische Potenzial pro Technologie für Österreich im Jahre 2025 ermittelt. Die Betrachtung erfolgt hierbei unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Für den Technologiemix der Wärmebereitstellung werden Angebot und Nachfrage in zwei Temperaturbereiche unterschieden: der Bereich 60–90°C, der Haushalte und Gewerbe beliefert, und der Bereich von 100°C bis 500°C, der Industrieabnehmer mit Dampf beliefert. Der Anteil an industrieller Wärme, der über Fernwärme gedeckt werden kann, ist aufgrund hoher Verluste in hohen Temperaturbereichen sehr gering und vernachlässigbar. Die Betrachtung erfolgt getrennt.

Für den Bereich Haushalte und Gewerbe werden netzgekoppelte Wärme und Kälteangebote, die schon jetzt und bis 2025 weiterhin bestehen, unter Berücksichtigung der technischen Lebensdauer ermittelt. Der Restbedarf wird darauf basierend mit der jeweils kostengünstigsten Technologie abgedeckt bis das vorhandene technische Potenzial (siehe Kapitel 4) der jeweiligen Technologie erreicht oder bis der Bedarf gedeckt ist. Die Wahl der Technologien erfolgt hierbei in Abhängigkeit des Vorhandenseins eines Fernwärmenetzes. Die kostengünstigste Technologie ist somit nicht immer dieselbe, sondern kann variieren in Regionen mit oder ohne Fernwärme-Netz, mit oder ohne Netzausbaupotenzial, und im Fall von Limitierungen des technischen Potenzials, z.B. im Fall von thermischer Solarenergie, Geothermie, Erdgas-Verfügbarkeit oder industrieller Abwärme. Die Analyse der ökonomischen Potenziale erfolgt daher auf Basis der in Abschnitt 4.2 definierten regionalen Gliederung.

Die Kosten setzen sich zusammen aus:

1. Erzeugungskosten für Wärme/Kälte pro Technologie, in Abhängigkeit der Auslastung
2. Zuleitungskosten für die Wärmezuleitung vom Kraftwerk ins Verteilnetz in Abhängigkeit der Distanz für Fernwärmetechnologien (nur relevant für ausgewählte Technologien wie Geothermie oder Abwärme)
3. Verteilnetzkosten für die Bereitstellung der Wärme bis zum Endabnehmer für Fernwärmetechnologien

Nutzen (Einnahmen) fallen nur bei KWK-Anlagen an.

Die Analysen erfolgen zuerst für den Fall eines zentralen Szenarios mit den im Folgenden detailliert erläuterten Eingangsparametern. Das zentrale Szenario basiert auf einer Netzanschlussrate der noch

[12] Richtlinie 2012/27/EU Anhang IX, Teil 1

nicht an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Verbraucher von 90% und stellt damit das obere Ende des ökonomischen Potenzials dar.. Anschließend werden in Kapitel 6.8 Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss verschiedener Annahmen detaillierter zu untersuchen.

6.2 Eingangsparameter

6.2.1 Erzeugungskosten

Die betrachteten Technologien und deren Eingangsparameter im Bereich Haushalte und Gewerbe sind Tabelle 6-1 zu entnehmen. Bei Betrachtung der thermischen Wirkungsgrade ist zu berücksichtigen, dass bei netzgebundenen Technologien Netzverluste im Wärmenetz anfallen. Diese sind u.a. abhängig von der Temperatur von Zu- und Rücklauf, der thermischen Isolation der Verteilnetzleitungen und der Netzgröße. Für Österreich wird mit durchschnittlichen Netzverlusten von 10% gerechnet.

Tabelle 6-1: Übersicht der betrachteten Technologien und Parameter im Bereich Haushalte und Gewerbe (Quelle: siehe Abschnitt 8.1)

Technologie	Investitionskosten (EUR/kW_{th})	Laufzeit (a)	Betriebs- / Wartungskosten (EUR/kW_{th}*a)	Brennstoff bzw. Energieträger	Therm. Wirkungsgrad / COP	Elektr. Wirkungsgrad
Objektbezogene Technologien						
Klimaanlagen	450	15	18,0	Strom	2,4	0%
Absorptionskältemaschinen	1.300	22	7,5	Strom, Fernwärme	10 (Strom), 0,7 (Fernw.)	0%
Boiler (Erdgas)	255	20	9.,8	Erdgas (Haush./Gew.)	92%	0%
Boiler (Biomasse)	500	20	10,0	Biomasse (Pellets, Haush./Gew.	88%	0%
Boiler (Elektrisch)	80	20	5,3	Strom (Haush./Gew.)	100%	0%
Dezentr. Solar	1.150	20	15,0	-	-	0%
Lokale Wärmepumpen	1.270	20	38,2	Strom (Haush./Gew.)	3,1	0%
500 kW_{th} Kleinst-KWK (Erdgas)	1.217	15	36,5	Erdgas (Haush./Gew.)	46%	41%
500 kW_{th} Kleinst-KWK (Biomasse)	2.160	15	48,4	Biomasse (Pellets, Haush./Gew.)	65%	25%
Netzgebundene Technologien						
Geothermie	820	30	50,0	Strom (Großhandel)	15	0%
Zentr. Solar	785	20	3,9	-	-	0%
Industrielle Abwärme 1	250	30	7,5	Abwärme	100%	0%
Industrielle Abwärme 2 (mit Wärmepumpe)	980	20	29,5	Abwärme, Strom (Großhandel)	100% (Wärme), 3 (Strom)	0%
Müllverbrennungsanlagen	1.800	20	27,0	Müll	70%	12%
Biomasse-Heizwerke	470	20	14,1	Biomasse (Holzhackschn., Großhandle)	85%	0%
Netzgebundene KWK-Technologien						
Gas-Boiler Zentral	100	35	3,7	Erdgas (Großhandel)	92%	0%
Biomasse-KWK	900	20	45,0	Biomasse (Holzhackschn., Großhandel)	74%	11%
GuD-Kraftwerk	1.357	25	52,2	Erdgas (Großhandel)	36%	45%
Gasturbinen-Kraftwerk	585	25	23,4	Erdgas (Großhandel)	47%	33%
GuD-Kraftwerk mit Speicher	1.385	25	52,2	Erdgas (Großhandel)	36%	45%
Gasturbinen-Kraftwerk mit Speicher	613	25	23,4	Erdgas (Großhandel)	47%	33%

Die KWK-Varianten GuD-Kraftwerk mit Speicher und Gasturbinen-Kraftwerk mit Speicher beziehen sich auf den Einsatz eines Tag-/Nachtspeichers (s. Abschnitt 6.3.1.3). Saisonale Speicher werden nicht betrachtet.

Die betrachteten Technologien und deren Eingangsparameter in der Industrie sind darüber hinaus Tabelle 6-2 zu entnehmen. Die Investitionskosten je Technologie sind hierbei in Abhängigkeit der installierten Leistung angegeben.

Tabelle 6-2: Übersicht der betrachteten Technologien und Parameter in der Industrie (Quelle: siehe Abschnitt 8.1)

Technologie	Bereich der Leistung in MW_{th}	Investitionskosten (EUR/kW_{th})	Laufzeit (a)	Betriebs- / Wartungskosten (EUR/kW_{th}*a)	Brennstoff	Therm. Wirkungsgrad	Elektr. Wirkungsgrad
Nicht-KWK Referenz-Technologien							
Boiler (Erdgas)	-	100	35	3,7	Erdgas	92%	0%
Wirbelschichtkessel	30-200	1.100	40	30,0	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	89%	0%
Wirbelschichtkessel	200-500	975	40	30,0	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	89%	0%
Wirbelschichtkessel	500-800	800	40	30,0	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	89%	0%
KWK-Technologien							
Gasmotor	1-15	868	20	151,4	Erdgas	46%	37%
GuD-Kraftwerk	10-20	2.097	25	50,1	Erdgas	36%	45%
GuD-Kraftwerk	20-50	1.630	25	50,1	Erdgas	36%	45%
GuD-Kraftwerk	50-100	1.324	25	50,1	Erdgas	36%	45%
GuD-Kraftwerk	100-200	1.273	25	50,1	Erdgas	36%	45%
Gasturbinen-Kraftwerk	1-5	1.873	25	22,2	Erdgas	47%	33%
Gasturbinen-Kraftwerk	5-10	1.188	25	22,2	Erdgas	47%	33%
Gasturbinen-Kraftwerk	10-20	1.128	25	22,2	Erdgas	47%	33%
Gasturbinen-Kraftwerk	20-50	867	25	22,2	Erdgas	47%	33%
Gasturbinen-Kraftwerk	50-100	713	25	22,2	Erdgas	47%	33%
Kessel mit Dampfturbine	1-10	69	50	7,2	Erdgas	71%	9%
Kessel mit Dampfturbine	10-100	42	50	7,2	Erdgas	71%	9%
Kessel mit Dampfturbine	100-200	41	50	7,2	Erdgas	71%	9%
Wirbelschichtkessel mit Dampfturbine	30-150	1.382	40	34,6	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	61%	28%
Wirbelschichtkessel mit Dampfturbine	150-500	1.210	40	34,6	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	61%	28%
Wirbelschichtkessel mit Dampfturbine	500-800	1.037	40	34,6	Holzreststoffe, Holzhackschnitzel	61%	28%
Laugenkessel mit Dampfturbine	>1	528	35	30,1	Schwarzlauge, Erdgas	39%	12%

Des Weiteren wurden folgende Annahmen getroffen: Wir rechnen mit einer Zinsrate von 4%, was einem volkswirtschaftlichen Modellierungsansatz entspricht. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt über die technische Lebensdauer der Anlagen. Für die variablen Kosten der Technologien, welche einen Energieinput in Form von Gas, Biomasse oder Strom benötigen, wurden unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades benötigte Energiemengen pro produzierter Wärme- (oder Kälte-)einheit berechnet. Diese Energiemengen wurden anschließend mittels Preisannahmen für 2025 (siehe Kapitel 6.2.3) in variable Kosten umgerechnet. Zusätzlich wurden auch Emissionskosten auf Basis von Emissionsfaktoren und der Annahme eines CO_2 Preises von 25 EUR/tCO_2e berechnet. Weitere Umweltkosten z.B. durch lokale Emissionen von Luftschadstoffen werden in 7.2.3 diskutiert, bleiben aber in der quantitativen Bewertung unberücksichtigt.

Die Ermittlung der Erzeugungskosten unter Berücksichtigung aller Parameter ist in Abbildung 6-1 schematisch dargestellt.

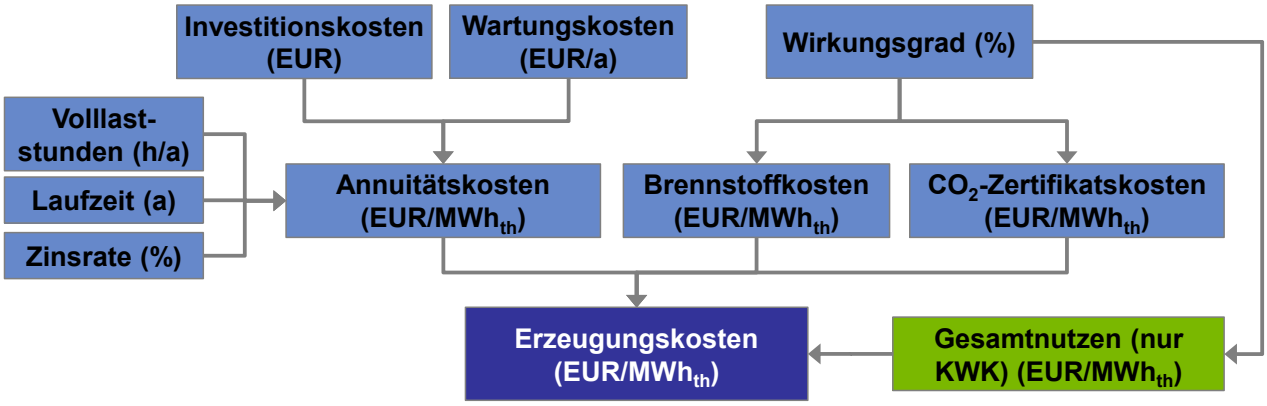

Abbildung 6-1: Schematische Darstellung der Ermittlung der Erzeugungskosten

6.2.2 Netzkosten

Zentrale, netzgekoppelte Wärmeangebotsquellen wurden für Haushalts- und Dienstleistungsabnehmer (also im Temperaturbereich 60–90°C) in Abhängigkeit der Distanz zwischen Anbieter und Abnehmer und unter Berücksichtigung der Kosten des Verteilnetzes gerechnet. Die Zuleitungs- und Verteilnetzkosten wurden basierend auf einem Referenznetz berechnet.

Dieses Referenznetz hat eine Spitzenlast von 10 MW_{th} und umfasst Wohngebäude sowie Dienstleistungsbetriebe. Eine Analyse der Verteilnetzkosten in Abhängigkeit der Wärmedichte und Netzkapazität (siehe Abbildung 6-2) hat gezeigt, dass die Verteilnetzkosten stark von der Wärmedichte abhängen, die Netzkapazität jedoch nur in kleinen Netzen (1 MW_{th}) zu größeren Abweichungen der Verteilnetzkosten führt. Die Kostendifferenzierung erfolgte demzufolge nur in Abhängigkeit der Wärmedichte der Subregionen.

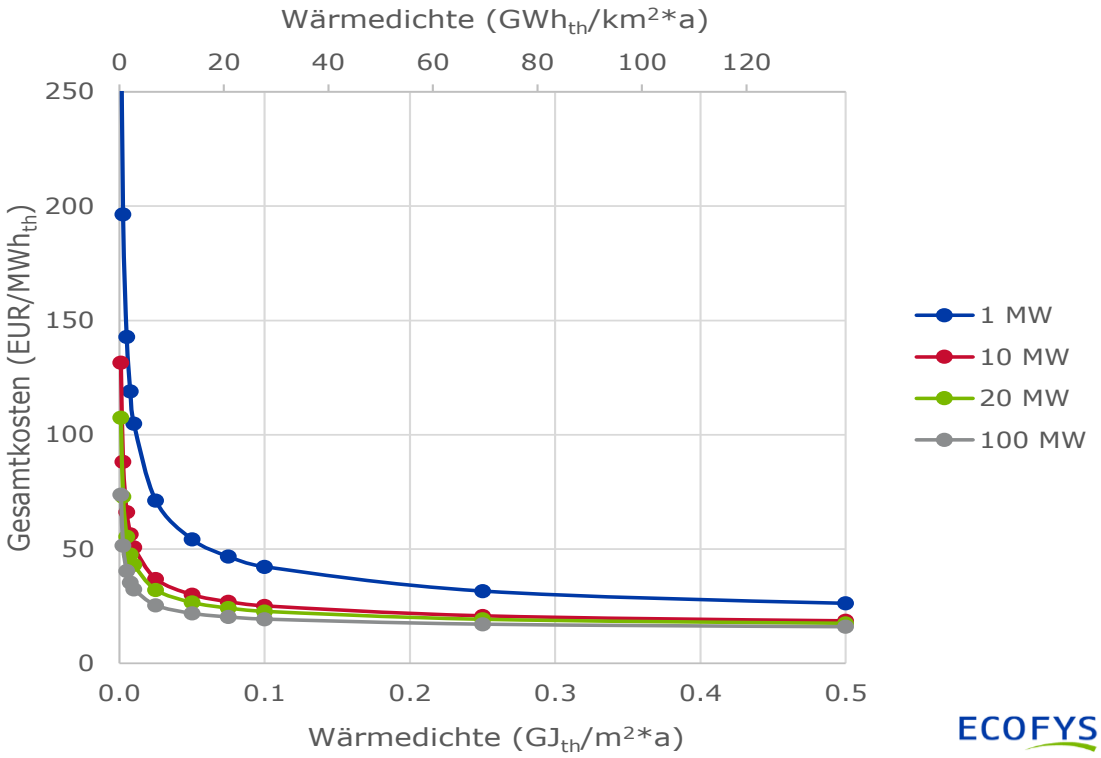

Abbildung 6-2: Verteilnetzkosten in Abhängigkeit der Wärmedichte

Die *Zuleitungskosten* von einer Wärmequelle (z.B. Geothermie oder industrielle Abwärme) zum Wärmenetz werden unter der Annahme eines leichten Bodens mit bereits verlegten Kabeln und Leitungen berechnet, da die Leitung vom Kraftwerk zum Netz in der Regel in der Nähe von leicht besiedelten Gebieten verläuft. Die *Leitungskosten des Verteilnetzes* basieren auf den durchschnittlichen Kosten verschiedener Bodentypen von leichtem Boden bis zu asphaltierten Bereichen mit vielen Kabeln und Leitungen. Die Angabe der Zuleitungskosten in Abhängigkeit der Entfernung erfolgt dabei in Bezug auf die Strecke und nicht auf den Meter Leitung. Dies bedeutet, dass die Angaben den Bau der Hin- und Rückleitung gemeinsam umfassen.

Abbildung 6-3 zeigt die Eingangsparameter, die für die Berechnung der Zuleitungs- und Verteilnetzkosten hinzugezogen werden.

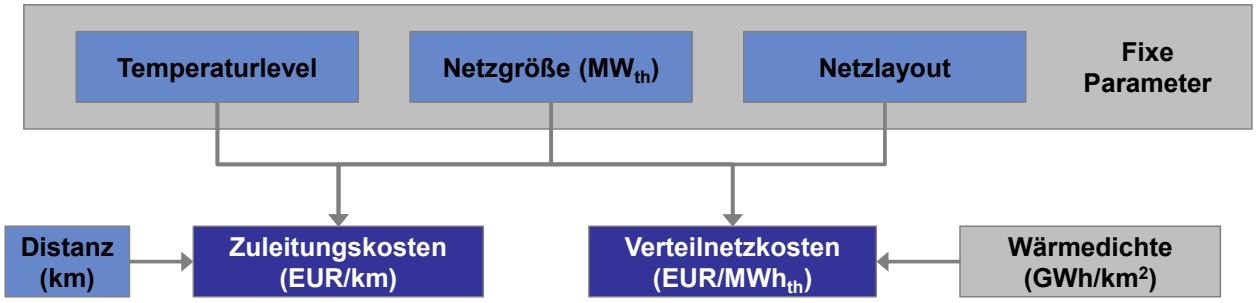

Abbildung 6-3: Eingangsparameter der Zuleitungs- und Verteilnetzkostenberechnung

6.2.2.1 Zuleitungskosten

Die Zuleitungskosten der Fernwärme vom Kraftwerk in das Verteilnetz ergeben sich aus den annuisierten Investitionskosten für den Leitungsbau und Wartungs- und Betriebskosten. Pumpkosten für den Betrieb haben einen Anteil von weniger als 1% und werden zur Vereinfachung vernachlässigt. Insgesamt ermitteln wir über das Modellnetz Gesamt-Kosten (d.h. annuisierte Investition und Betrieb) von 83,5 EUR/m/a. Für die Bereitstellung von Wärme in der Industrie (Temperaturbereich 100–500°C) wurden keine Leitungskosten berechnet unter der Annahme, dass Angebot und Nachfrage hier normalerweise geographisch sehr eng beieinanderliegen, um hohe Transportverluste aufgrund der hohen Übertragungstemperaturen zu vermeiden.

Zuleitungskosten haben nur bei wenigen Technologien einen relevanten Kostenanteil, da Kraftwerke in der Regel in der Nähe des Verteilnetzes errichtet werden. Einzelne Technologien zur Wärmebereitstellung stehen jedoch in Abhängigkeit der geografischen Lage des technischen Potenzials (Geothermie) oder einzelner Industrien (Müllverbrennungsanlagen und industrielle Abwärme). Zuleitungskosten werden im Modell nur für die Technologien mit einem relevanten Kostenanteil berücksichtigt.

6.2.2.2 Verteilnetzkosten

Die Verteilnetzkosten für Fernwärme wurden in Abhängigkeit der spezifischen, lokalen Eigenschaften der Nachfrage berechnet. Faktoren, die die Verteilnetzkosten beeinflussen sind:

- das Vorhandensein eines bestehenden Fernwärmenetzes,
- die durchschnittliche Wärmedichte,
- die Volllaststunden des Nachfragelastprofils und der Anschlussgrad der Abnehmer.

Die Berechnung erfolgt unter der Annahme einer Abschreibdauer für das Netz von 30 Jahren, einem Zinssatz von 4% und einer Bereitstellungstemperatur von 90°C mit einem Temperaturunterschied von 25 K zwischen Vor- und Rücklauf.

Die Berechnung der Verteilnetzkosten erfolgt für fünf verschiedene **Wärmedichten,** die gering besiedelte ländliche bis stark bebaute städtische Gebiete berücksichtigen. Der Wärmebedarf jeder Region wird hierfür jeweils in die fünf folgenden Wärmedichtenklassen unterteilt und separat auf das ökonomische Potenzial hin untersucht:

- 0–10 GWh/km²,
- 10–20 GWh/km²,
- 20–35 GWh/km²,
- 35–60 GWh/km² und
- >60 GWh/km².

Die **Volllaststunden** der Wärmenetze in den betrachteten Hauptregionen liegen zwischen 2350 und 2900 h/a.[13] Die Kosten für das Referenznetz werden mit 2500 Volllaststunden berechnet, was geringfügig unterhalb des Durchschnitts der Hauptregionen liegt. Die Kosten der Hauptregionen mit bis 2900 Volllaststunden weichen je nach Wärmedichte maximal 12% von den mit dem Referenzfall berechneten Verteilnetzkosten ab. In den Nebenregionen erreichen die Wärmenetze bis zu 3140 Voll-

[13] Lediglich eine Region, Matrei am Brenner, weist höhere Volllaststunden auf.

laststunden, bei denen die Kosten 17% über jenen des Referenzfalls liegen. Aufgrund der in der Regel geringen Leistung werden die Kosten in den Nebenregionen tendenziell geringfügig unterschätzt, sodass die höheren Kosten durch die Annahme geringerer Volllaststunden aufgefangen werden.

Der angenommene **Anschlussgrad** einer Subregion ohne Netz gibt an, wie viel Prozent des Wärmebedarfs einer Region potenziell an das Netz angeschlossen werden kann. Der Anschlussgrad liegt in der Regel unterhalb von 100%, da einzelne Gebäude aufgrund technischer Restriktionen nicht zum Anschluss geeignet sein können oder, solange kein Anschlusszwang besteht, einzelne Abnehmer einen Anschluss verweigern können. Der Anschlussgrad beeinflusst somit direkt die Fernwärme-Nachfrage innerhalb eines Gebietes. Im zentralen Szenario wird ein Anschlussgrad von 90% angenommen. Höhere Werte werden in der Realität selten erreicht, sodass das ermittelte ökonomische Potenzial des zentralen Szenarios dem maximalen ökonomischen Potenzial entspricht. Eine ähnliche Vorgehensweise bei der Ermittlung des ökonomischen Potenzials findet sich in anderen Studien (vgl. Prognos et al. 2014). Weitere Daten und Informationen zum Anschlussgrad finden sich in Kapitel 4.3.

6.2.3 Brennstoffpreise und CO_2-Preise

Die angenommenen Brennstoffpreise für 2025 sind

Tabelle 6-3 zu entnehmen. Die angegebenen Preise basieren auf historischen Preisen und Annahmen zur Preissteigerung bis 2025 (siehe Müller und Kranzl, 2013). Für die Betrachtung der dezentralen Technologien wird ein gewichteter Wert zwischen Haushalts- und Gewerbepreisen genutzt. Die objektbezogene KWK (s. Kapitel 6.3.1.1) wird unter Berücksichtigung des für die Objektklasse zutreffenden Haushaltes- oder Gewerbe-Brennstoffpreises betrachtet, sodass hier eine Spannweite der Preise angegeben ist. Zur Berechnung der CO2-Kosten werden die Emissionsfaktoren nach

Tabelle 6-3 genutzt und ein CO2-Preis von 25 EUR/tCO2e angenommen.

Tabelle 6-3: Preise für 2025 ohne Steuern und Abgaben, inflationsbereinigt, und Emissionsfaktoren der betrachteten Brennstoffe (Quelle: Agrar Plus 2014, dlv 2015, EEX, Eurostat 2015, IEA 2012, interne Daten Ecofys, IPCC 2006, Müller und Kranzl 2013)

Brennstoff	Markt	Brennstoffpreis (EUR/MWh Primärenergie)	Emmissionsfaktor (gCO_2e/MWh Primärenergie)
Erdgas	Haushalt	55,5-63,5	0,202
Erdgas	Gewerbe	47,8-56,6	0,202
Erdgas	Spotpreis	32,6	0,202
Biomasse (Pellets)	Haushalt	46,4	0
Biomasse (Pellets)	Gewerbe	39,4	0
Biomasse (Holzhackschnitzel)	Börsenpreis	24,8	0
Strom	Haushalt	135,5	0,416 gCO2e/MWh_{el}
Strom	Gewerbe	113,1	0,416 gCO2e/MWh_{el}
Solarenergie		0	0
Holzreststoffe, Sägenebenprodukte	Industrie	24,4	0

Die Erdgaspreise in der Industrie werden differenzierter betrachtet. Die zu Grunde gelegten Erdgaspreise nach Tabelle 6-4 werden in Abhängigkeit des Gesamtbedarfs des Industriestandortes herangezogen.

Tabelle 6-4: Industrie-Erdgaspreise für 2025 ohne Steuern und Abgaben basierend auf historischen Preisen in Österreich 2012 (Quelle: Eurostat 2015, Müller und Kranzl 2013)

Verbrauch des Unternehmens in GJ/a (MWh/a)		Brennstoffpreis (EUR/MWh Primärenergie)
Von…	**Bis…**	
0	< 1.000 (277,8)	56,6
1.000 (277,8)	< 10.000 (2.777,8)	47,8
10.000 (2.777,8)	< 100.000 (27.777,8)	39,6
100.000 (27.777,8)	< 1.000.000 (277.777,8)	34,4
1.000.000 (277.777,8)	< 4.000.000 (1.111.111,1)	35,5

Für die KWK Technologien wird des Weiteren eine stündliche Strompreiskurve herangezogen, um die Betriebsweise in Abhängigkeit des Wärmebedarfs und des Strompreises darzustellen. Hierfür wurde eine bereits modellierte Strompreiskurve für den deutsch-österreichischen Markt für das Jahr 2025 mit einem durchschnittlichen Strompreis von 47,2 EUR/MWh und durchschnittlichen Emissionen von 0,416 gCO_2e/MWh_{el} verwendet, angepasst an die hier angenommenen Brennstoffpreise und CO_2-Kosten. Die Strompreiskurve basiert auf einem detaillierten operationellen Strommarktmodell, welches für einen gegebenen Kraftwerkspark und einen gegebenen Anteil von erneuerbaren Energien im

gesamten Strommarktgebiet den kostenoptimalen Betrieb der Kraftwerke ermittelt. Das Strommarktmodell bildet den Kraftwerkseinsatz und den Betrieb kraftwerksscharf ab. In dem Modell sind die Spotmärkte und die Intradaymärkte einzeln abgebildet, wodurch sich die Fehler der kurzfristigen Windstromprognosen berücksichtigen lassen und eine realistischere Modellierung erreicht wird. Das Strommarktmodell wurde mit Hilfe einer Vergangenheitsbetrachtung kalibriert.

6.3 Methodik

Die Ermittlung des kostenoptimalen Technologiemix in den zwei Nachfrageszenarien erfolgt separat für die Wärme- und Kältenachfrage.

Vorab werden Erzeugungskosten pro Technologie-Kombination (d.h. z.B. Fernwärme-KWK mit Spitzenlastheizkessel) berechnet. Diese Kosten sind unter anderem abhängig von den Volllaststunden und variieren somit je nach Nachfragelastprofil und dementsprechend je nach Region. Es wird dabei angenommen, dass die Technologie-Kombinationen gleichberechtigt erzeugen und nicht nur einzelne Lastbereiche abdecken, d.h. alle Technologie-Kombinationen haben grundsätzlich dieselben Volllaststunden. Für Wärmenetzgebundene Technologien wird dabei eine gekoppelte Erzeugung mit einem Spitzenlastkessel angenommen. Die Betriebsweise von KWK-Kraftwerken wird stromgeführt optimiert (siehe Abschnitt 6.3.1.3). Die objektbezogene KWK wird auf Basis der Lastprofile verschiedener Objekte analysiert.

Für den industriellen Wärmebedarf wird angenommen, dass dieser ausschließlich mit dezentralen Technologien versorgt wird. Der prozessbedingte Dampfbedarf in der Industrie übersteigt das benötigte Temperaturlevel des Heizwärmebedarfs, sodass die Industrie in der Regel nicht über gemeinsame Fernwärmenetze mit Haushalten und dem Gewerbe versorgt wird. Das Potenzial in der Industrie wird demzufolge separat betrachtet.

Eine nähere Betrachtung des Kältebedarfs in der Industrie erfolgt nicht. Wie Abschnitt 2.1.2 zeigt, ist der Anteil des Kältebedarfs in der Industrie gering.

6.3.1 Wärmebereitstellung für Haushalte und Gewerbe

Abbildung 6-4 zeigt schematisch die Modellierung der Wärmebereitstellung und die relevanten Parameter im Bereich Haushalte und Gewerbe für eine Region. Die detaillierte Vorgehensweise zur Ermittlung des ökonomischen Potenzials für Fernwärme und KWK wird im Folgenden erläutert.

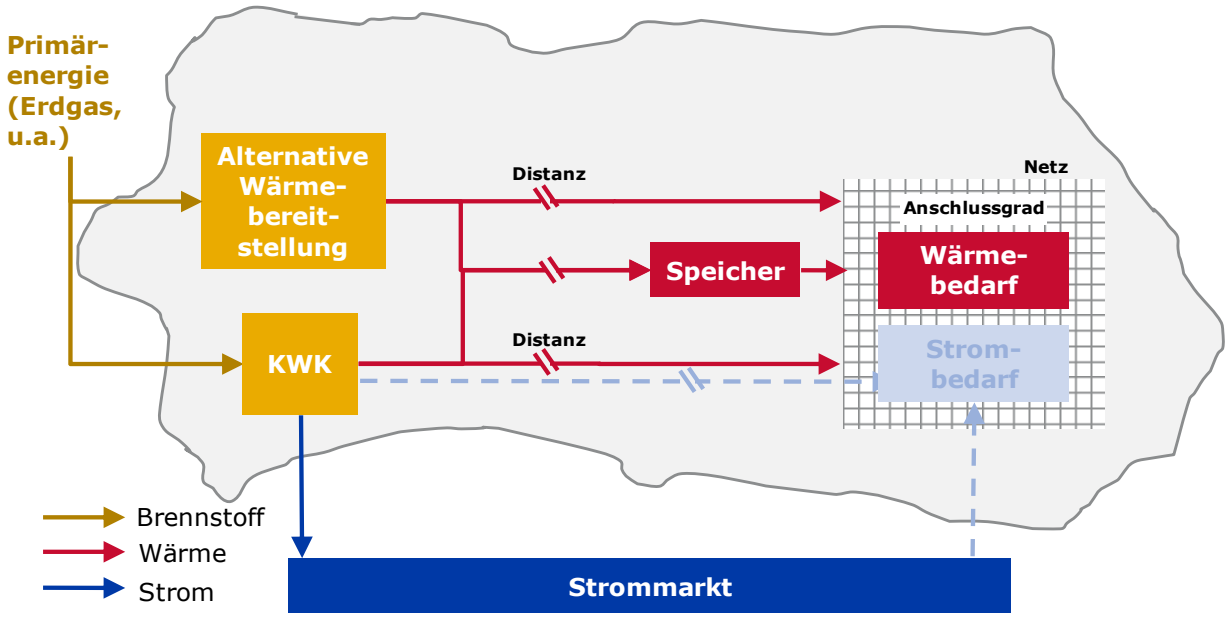

Abbildung 6-4: Schema der Modellierung der Wärmebereitstellung im Bereich Haushalte und Gewerbe

Die Ermittlung des kostenoptimalen Technologiemix im Bereich der Haushalte und des Gewerbes erfolgt unterteilt in die 38 Hauptregionen und die 30 Typen an Nebenregionen. Für jede Region werden die bereits netzversorgten Bereiche und die Bereiche ohne Netz separat betrachtet. Des Weiteren wird der Wärmebedarf dieser zwei Bereiche jeweils in fünf Wärmedichtenklassen unterteilt. Wir erhalten somit je Region zehn Subregionen.

Wir gehen für jede Region in den folgenden Schritten vor:

1. Für jede Region wird der Wärmebedarf in den zehn Subregionen ermittelt. Die Betrachtung der Subregionen erfolgt nacheinander, beginnend bei den Subregionen mit Netz und absteigend von der höchsten Wärmedichteklasse.
2. Es werden die verbleibenden installierten netzgekoppelten Wärmekapazitäten in 2025 über die technische Lebensdauer der Kraftwerke bestimmt. Die Erzeugung der bestehenden Kapazitäten wird über die Lastkurven je Region ermittelt und vom Wärmebedarf der bereits netzversorgten Regionen abgezogen. Die Erzeugung der bestehenden Kapazitäten wird hierbei auf die gesamte netzgebundene Erzeugung in 2012 begrenzt, wobei must-run Technologien wie Müllverbrennungsanlagen und industrielle Abwärme bevorzugt genutzt werden.
    a. Reichen die bestehenden Kapazitäten nicht aus, um die Wärmenachfrage der netzversorgten Regionen zu decken, wird der kostenoptimale Technologiemix zur Deckung des restlichen Bedarfs ermittelt. Hierbei werden alle Technologien einbezogen, sodass auch dezentrale Technologien die kostenoptimale Lösung darstellen können, was einen Rückbau bzw. die Nichtnutzung des vorhandenen Netzes bedeuten würde. Für die netzgebundenen Technologien werden jedoch keine Investitionskosten für das Verteilnetz angesetzt, da dieses bereits vorhanden ist.
    b. Übersteigt die Erzeugung der vorhandenen Kapazitäten die netzgebundene Nachfrage (z.B. aufgrund eines Rückgangs des Wärmebedarfs), werden die vorhandenen Kapazitäten zur Deckung der nicht netzversorgten Subregionen, beginnend bei der höchsten Wärmedichte, genutzt.
3. Es wird das technische Potenzial der betrachteten Technologien je Region in Abhängigkeit der Entfernung zur Nachfrage ermittelt (siehe Kapitel 4).

4. Für jede Subregion wird anschließend der nicht durch vorhandene Kapazitäten gedeckte Wärmebedarf mit dem kostenoptimalen Technologiemix gedeckt. Dabei wird wie folgt vorgegangen:
    a. Aus der Merit-Order der Technologien, die die Technologiekosten sowie die Zuleitungs- und Verteilnetzkosten beinhaltet (siehe Abschnitt 6.3.1.2), wird die kostengünstigste Technologie ausgewählt. Die netzgebundenen Technologien beinhalten die Abdeckung der Spitzenlast durch einen Spitzenlastkessel. Die Auslegung erfolgt so, dass der Spitzenlastkessel die höchsten 10% des Wärmebedarfs abdeckt. Bei KWK kann die Erzeugung aus Spitzenlastkesseln in Abhängigkeit der stromgeführten Optimierung höher liegen.
    b. Der Wärmebedarf muss dabei eine festgesetzte minimale Kraftwerksgröße überschreiten. Dadurch wird berücksichtigt, dass beispielsweise große Stromkraftwerke für eine Versorgung kleiner Netze überdimensioniert wären.
    c. Ist das Potenzial der Technologie ausgereizt, wird die nächst kostengünstige Technologie gewählt. Wird in einer Subregion das Potenzial ausgereizt, steht kein weiteres Potenzial der Technologie für andere Subregionen zur Verfügung.
    d. Diese Schritte werden wiederholt, bis der Bedarf der Subregion gedeckt ist.

Basierend auf dieser Vorgehensweise wird für alle Subregionen der jeweils kostenoptimale Technologiemix zur Wärmeversorgung ermittelt. Darauf basierend lässt sich der kostenoptimale Anteil von Fernwärme und KWK-netzgebundenen Technologien sowie die durchschnittlichen Technologiekosten inklusive der Netzkosten ermitteln. Für bestehende Netze werden nur Wartungs- und Betriebskosten einbezogen.

Die Ermittlung des Potenzials der gesamten Nebenregionen erfolgt über die Analyse der 30 ermittelten repräsentativen Modellregionen. Das ermittelte Potenzial je Nebenregion wird über die Anzahl der Regionen des jeweiligen Typs skaliert.

6.3.1.1 Dezentrale Wärmebereitstellung durch BHKW

Die Potenzialanalyse der dezentralen KWK erfolgt anschließend an die Potenzialanalyse des Fernwärmepotenzials. Der Teil der Wärmenachfrage je Region, der nicht bereits netzversorgt ist und kein Potenzial für eine Wärmebereitstellung über Fernwärme hat, wird hierbei separat untersucht. Die Potenzialanalyse der objektbezogenen KWK erfolgt über die Analyse verschiedener Objekte, die für den wirtschaftlichen Betrieb eines BHKWs eine geeignete Nachfragehöhe aufweisen (s. Abschnitt 2.3.2).

Die betrachteten KWK-Technologien werden unter Annahme einer wärmegeführten Betriebsweise betrachtet. Dabei wird die Abdeckung der höchsten 10% der Wärmenachfrage über den Betrieb eines dezentralen Gasboilers als Spitzenlastkessel angenommen, der im Falle der Wartung oder Störung des BHKWs als Back-up herangezogen werden kann. Die Stromeinnahmen der KWK werden auf Basis des durchschnittlichen Strompreises unter der Annahme einer fixen Vergütung berechnet.Für die Objektkategorien wird die jeweils kostengünstigste dezentrale Versorgung auf Basis der Merit-Order der dezentralen Technologien ermittelt. Bereits bestehende Kapazitäten werden hierbei nicht betrachtet. Grund hierfür ist, dass die Installation eines BHKWs bei Wirtschaftlichkeit üblicherweise bereits vor Ende der technischen Lebensdauer der bisher genutzten Technologie (meist Öl- oder Gasboiler), die anschließend als Back-Up genutzt wird, durchgeführt wird.

6.3.1.2 Bestimmung der Merit Order

Für jede Subregion wird eine Merit-Order aller betrachteter Technologien zur Wärmebereitstellung aufgestellt. Diese basiert auf den spezifischen Kosten je bereit gestellter Einheit Wärme beim Verbraucher je Technologie, die folgende Faktoren beinhalten:

- Erzeugungskosten der Technologie
  - Investitionskosten unter Berücksichtigung der Laufzeit und der Volllaststunden
  - Betriebs- und Wartungskosten unter Berücksichtigung der Volllaststunden
  - Brennstoff und CO_2-Kosten und
  - Stromgutschriften bei KWK-Technologien
- Zuleitungskosten (für netzgebundene Technologien deren geografische Lage abhängig vom technischen Potenzial oder von bestimmten Industriestandorten ist)
  - Investitionskosten (nicht für Bestandskapazitäten)
  - Betriebs- und Wartungskosten
- Verteilnetzkosten (für netzgebundene Technologien)
  - Investitionskosten (nicht bei bestehenden Netzen)
  - Betriebs- und Wartungskosten
  - Pumpkosten

Über die Berücksichtigung der Erzeugungs- und Netzkosten werden dezentrale und netzgebundene Technologien direkt miteinander auf ihre Kosten der Wärmebereitstellung verglichen.

Die Erzeugungskosten netzgebundener Technologien je bereit gestellter Einheit Wärme beim Verbraucher berücksichtigen Netzverluste im Verteilnetz. Darüber hinaus wird für netzgebundene Technologien angenommen, dass diese in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel betrieben werden. Dieser wird so ausgelegt, dass er die Spitzen der Wärmelastkurve abdeckt, sodass die höchsten 10% der Wärmenachfrage eines Jahres abgedeckt werden. Daraus resultiert in Abhängigkeit der Nachfragelastkurve der jeweiligen Region eine Leistungsabdeckung von ca. 60% Spitzenlastkessel und ca. 40% der jeweils betrachteten Technologie. Die Erzeugungskosten der netzgebundenen Technologien werden somit gewichtet betrachtet mit 90% Abdeckung der Wärmenachfrage über die betrachtete Technologie und 10% über einen Spitzenlastkessel. Gas- und Dampfkraftwerke sowie Gasturbinen-Kraftwerke werden unter Berücksichtigung einer stromgeführten Fahrweise optimiert, sodass die Erzeugungsverteilung hierbei abweichen kann (siehe Abschnitt 6.3.1.3).

Die Erzeugungskosten dezentraler Technologien werden basierend auf einem Lastprofil eines Einfamilienhauses im Altbau ermittelt. Die Volllaststunden dieses Lastprofils liegen mit 1900 h/a unterhalb der Volllaststunden des gesamten Wärmebedarfs der Regionen. Hierdurch wird berücksichtigt, dass aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors die gemeinsame Versorgung vieler Verbraucher zu einer Reduktion der Lastspitzen führt.

Die Auslegung der Technologien wird für seltene, sehr kalte Wintertage (bis ca. -20°C) vorgenommen. Zur garantierten Wärmelastdeckung an diesen Tagen wird die installierte Leistung 20% höher dimensioniert als die Spitzenlast eines durchschnittlichen Jahres. Die Überdimensionierung erfolgt im Bereich der netzgebundenen Technologien auf Basis einer Gesamtlastkurve der Region und bei dezentralen Technologien auf Basis der typischen Haushaltslastkurve. Das oben angesprochene Verhältnis von 60:40 zwischen Spitzenlast und betrachteter Technologie beinhaltet hierbei die Überdimensionierung des Spitzenlastkessels.

Eine beispielhafte Aufstellung der Wärmebereitstellungskosten für ein Biomasse-Heizwerk, unterteilt in verschiedene Kosten-Komponenten der Erzeugungs- und Verteilnetzkosten, ist Anhang 11.1 zu entnehmen.

6.3.1.3 Bestimmung der Fahrweise und Stromeinnahmen der KWK Technologien

Die Einnahmen am Strommarkt, die einen wichtigen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der KWK Technologien haben, werden über einen optimierten stromgeführten Betrieb auf Basis einer zukünftigen stündlichen Spotpreiskurve (siehe Abschnitt 6.2.3) ermittelt.

Müllverbrennungsanlagen und **Biomasseheizkraftwerke** werden in der Regel nicht stromgeführt betrieben. Müllverbrennungsanlagen laufen weitgehend durch, während Biomasseheizkraftwerke aufgrund des hohen Verhältnisses von Wärme zu elektrischer Leistung wärmegeführt betrieben werden.[14] Für Biomasseheizkraftwerke wird in Abhängigkeit der Wärmenachfrage ein durchschnittlicher Strompreis basierend auf einer wärmegeführten Fahrweise angenommen, für Müllverbrennungsanlagen der durchschnittliche Strompreis eines Jahres.

Für Gas- und Dampfkraftwerke und Gasturbinen-Kraftwerke wird eine stromgeführte Betriebsweise aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades angenommen. **Gas- und Dampfkraftwerke** können das Verhältnis von thermischer zu elektrischer Leistung variieren. Bei 100% thermischer Leistung wird das Kraftwerk bei ca. 45% elektrischem und ca. 36% thermischen Wirkungsgrad betrieben. Wird die thermische Leistung vollständig reduziert (0% Wirkungsgrad), steigt der elektrische Wirkungsgrad auf ca. 52% an. **Gasturbinen-Kraftwerke** haben ein festes Verhältnis zwischen thermischer und elektrischer Leistung. Es wird angenommen, dass die Leistung nicht variiert werden kann und somit bei geringerem Wärmebedarf die Restwärme ungenutzt bleibt. Die Gaskraftwerke werden in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel betrieben. Dieser wird einerseits zur Deckung der Spitzenlast herangezogen und andererseits als Back-Up Technologie in Zeiten niedriger Strompreise genutzt. Die Kapazität des Spitzenlastkessels wird wie für alle netzgebundenen Technologien über die Deckung der höchsten 10% des Bedarfs ermittelt und liegt bei ca. 60% der insgesamt installierten Leistung.

Die Optimierung der Betriebsweise der betrachteten netzgebundenen Gas-KWK wird in Abhängigkeit des Wärmbedarfs der Region und des Strompreises durchgeführt. Für die Gaskraftwerke sowie den Spitzenlastkessel werden für jede Stunde die marginalen Kosten berechnet, die sich aus den Brennstoffkosten, CO_2-Kosten und im Falle der KWK aus den Stromeinnahmen ergeben. Überschreiten die Kosten eines Gaskraftwerks die Kosten des Spitzenlastkessels, wird die KWK-Anlage nicht betrieben. Eine Ausnahme bildet der Fall, wenn der Spitzenlastkessel mit seiner begrenzten Leistung nicht die erforderliche Wärmenachfrage decken kann. In diesen Stunden muss die KWK-Anlage trotz höherer Kosten zusätzlich betrieben werden.

Des Weiteren werden die Gaskraftwerke unter Berücksichtigung eines **Tag-/Nachtspeichers** betrachtet. Hierbei wird angenommen, dass der Wärmebedarf eines Tages unabhängig vom Zeitpunkt der Nachfrage erzeugt werden kann. Dies ermöglicht die Erzeugung in Zeiten der höchsten Strompreise eines Tages. Den daraus resultierenden Mehreinnahmen stehen höhere Investitions- sowie Betriebs- und Wartungskosten für die Errichtung und den Betrieb des Speichers gegenüber.

[14] Dazu ist anzumerken, dass aufgrund der gewählten volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise keine Einspeisetarife für Biomasse-KWK-Anlagen berücksichtigt werden.

6.3.2 Kältebereitstellung für Haushalte und Gewerbe

Die Kältebereitstellung kann über drei Arten erfolgen: dezentral über Kompressionskältemaschinen (Klimaanlagen), dezentral über Absorptionskältemaschinen unter Nutzung zentral erzeugter Fernwärme oder zentral in Fernkältezentralen in Verbindung mit einem separat verlegten Fernkältenetz. Letztere Option ist stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängig und somit nicht für eine Analyse über einen allgemein gültigen Ansatz geeignet (siehe Kapitel 6.6.3). Für alle Regionen, bei denen ein Fernwärmepotenzial ermittelt wurde, wird somit ein Kostenvergleich zwischen Kompressions- und Absorptionskältemaschinen unter Berücksichtigung der technischen Potenziale durchgeführt.

Der Kältebedarf wird in den in der Analyse der Wärmebereitstellung genutzten Subregionen ermittelt, die nach Wärmedichteklassen differenziert werden. Es wird angenommen, dass in der Kühlperiode (Mai–September) die installierte netzgebundene Wärmeleistung zu 90% zur Kältebereitstellung genutzt werden kann. Über den Wirkungsgrad der Absorptionskältemaschine wird die installierbare Leistung je Subregion berechnet.

Der Kostenvergleich von Kompressions- und Absorptionskältemaschinen erfolgt in Abhängigkeit eines typischen Kältelastprofils für Bürogebäude mit Volllaststunden von 450 h/a. Für **Absorptionskältemaschinen** wird angenommen, dass die Spitzenlast über Kompressionskältemaschinen gedeckt wird. Dabei wird ein Anteil von Grund- zu Spitzenlast von 40:60 angenommen. Dies entspricht einer Spitzenlastabdeckung von 10% des Kältebedarfs und Volllaststunden der Grundlast von ca. 1000 h/a.

Die Brennstoffkosten der Absorptionskältemaschine setzen sich aus den Kosten für den genutzten Strom sowie für die genutzte Fernwärme zusammen. Letztere sind abhängig vom Technologiemix der netzgebundenen Wärmebereitstellung. Bei „must-run" Wärmebereitstellung wie bei Müllverbrennungsanlagen und industrieller Abwärme kann die erzeugte Wärme im Sommer nicht genutzt werden. Absorptionskältemaschinen stellen so eine Option da, nicht genutzte Wärme im Sommer abzunehmen, sodass bei Vorhandensein solcher „must-run" Technologien Fernwärmekosten von Null angenommen werden. Für die restlichen Fernwärmetechnologien wird der durchschnittliche Fernwärmepreis berechnet.

Die Brennstoffkosten der Kompressionskältemaschine basieren rein auf dem verbrauchten Strom zur Kälteerzeugung. Die Absorptionskältemaschinen haben einen geringeren Stromverbrauch als Kompressionskältemaschinen, allerdings sind die Investitionskosten höher.

6.3.3 Wärmebereitstellung in der Industrie

In der Industrie wird Fernwärme aufgrund der hohen erforderlichen Temperaturen in der Regel nicht oder nur in sehr geringem Ausmaß genutzt. Es wird somit für die Industrie nur das ökonomische Potenzial für KWK bestimmt.

Für die Ermittlung des kostenoptimalen Technologiemix' ist es im Gegensatz zum Bereich Haushalte und Gewerbe nicht notwendig den Bedarf regional verortet zu bestimmen, da die industrielle KWK unabhängig von der Fernwärme-KWK ist.

Die Bestimmung des ökonomischen Potenzials der KWK in der Industrie erfolgt auf einer Betrachtung verschiedener Industriesektoren (s. Abschnitt 4.4.4). Für jeden Sektor werden verschiedene typische Standorte, die in der Höhe und der Struktur des Wärmebedarfs variieren, betrachtet. Kleinere Standorte werden hierbei geclustert betrachtet. Für jeden Standort bzw. jedes Cluster der verschiedenen Sektoren wird eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage durchgeführt.

Der Betrachtung liegt der Wärmebedarf einzelner Industriestandorte für 2025 zu Grunde. Hierbei wird nur der Anteil des Bedarfs betrachtet, bei dem die notwendige Temperatur des Dampfes bis zu 500°C beträgt. Bei höheren Temperaturen ergibt sich kein geeignetes Anwendungsfeld für KWK. Die Entwicklung des Verbrauchs bis 2025 wird je Sektor ermittelt (s. Abschnitt 2.1.2).

Für bereits bestehende KWK-Anlagen wird angenommen, dass diese 2025 noch in Betrieb sind oder wenn nötig ersetzt werden. Der Bedarf, der bisher über andere Technologien gedeckt wurde, wird unter Berücksichtigung der Verbrauchsentwicklung auf ein zusätzliches KWK-Potenzial untersucht. Die Ermittlung des Potenzials erfolgt hierbei über die Betrachtung verschiedener KWK-Technologien gegenüber der meist genutzten nicht-KWK-Technologie je Sektor bzw. in den Sektoren, die bereits mit nahezu 100% über KWK versorgt werden, gegenüber einem Gasboiler.

Es werden die in Tabelle 6-2 mit ihren Eigenschaften aufgeführten KWK-Technologien betrachtet. Hierbei wird berücksichtigt, dass einzelne Technologien nur bei Vorhandensein von Reststoffen innerhalb der Industrie (Laugenkessel mit Dampfturbine) oder bei angemessenem Bedarf an zusätzlicher Leistung (insbesondere GuD) in die Analyse einbezogen werden. Innerhalb der Analyse erfolgt die Wahl der Anlagengröße und somit der Kosten auf Basis des zusätzlich zu deckenden Bedarfs.

Für die Reststoffnutzung in der Holzindustrie (Holzreststoffe, Sägenebenprodukte) wird ein Referenzpreis herangezogen, da durch die mögliche Verwendung der Reststoffe in anderen Märkten (Pellets, stoffliche Nutzung) ein Markt besteht. Reichen die Reststoffe bei Verwendung eines Wirbelschichtkessels nicht aus, werden Holzhackschnitzel zugekauft. Anfallende Schwarzlauge in der Zellstoffindustrie muss prozessbedingt vor Ort verbrannt werden, sodass ein Preis von Null angenommen wird. Als zusätzlicher Brennstoff bei Laugenkesseln mit Dampfturbine wird Gas genutzt. Die Brennstoff- sowie die CO_2-Zertifikatskosten werden gewichtet nach dem Anteil der eingesetzten Brennstoffe ermittelt.

Die Erlöse aus der Stromerzeugung werden in Abhängigkeit des modellierten stündlichen Strompreises berechnet. Hierfür werden die Industriestandorte vier verschiedenen Verbrauchsgruppen zugeordnet und jeweils ein durchschnittlicher Strompreis berechnet. Zur Vereinfachung wird aufgrund der meist hohen Abhängigkeit des Wärmebedarfs von den Betriebszeiten der durchschnittliche Strompreis der Betriebsstunden ermittelt. Für den Betrieb der Wärmebereitstellungstechnologien wird demnach ebenfalls kein Teillastbetrieb berücksichtigt.

Die einzelnen Betriebe werden dabei anhand der Volllaststunden des Wärmebedarfs den verschiedenen Verbrauchsgruppen zugeordnet. Die Zuordnung kann Tabelle 6-5 entnommen werden.

Tabelle 6-5: Zuordnung der Industriebetriebe zu Verbrauchsgruppen

Sektor	Durchlaufendes Lastprofil	Kein Wochenendbetrieb, unter der Woche durchlaufend	Kein Nachtbetrieb (Betriebszeit 6-18 Uhr)	Kein Nacht- und kein Wochenendbetrieb
Papier und Zellstoff		X		
Holzindustrie		X		X
Chemie	X		X	
Lebensmittelindustrie				X
Maschinenbau			X	
Fahrzeugbau			X	

6.3.4 Bewertung der Effizienz des ökonomischen Fernwärme- und Fernkälte-Potenzials

Das ermittelte ökonomische Fernwärme- und Fernkältepotenzial wird in einem weiteren Schritt auf seine Effizienz untersucht. Eine gemeinsame Betrachtung für das gesamte Fernwärmenetz inklusive vorhandener Bestandskapazitäten erfolgt nicht. Dies ermöglicht die separate Bewertung des ermittelten ökonomischen Potenzials auf seine Effizienz. Wird ein ineffizientes Fernwärmenetz mit einem effizienten Technologiemix ausgebaut, wird somit verhindert, dass der Ausbau als ineffizient ausgewiesen wird, wenn das gesamte Fernwärmenetz weiterhin den Richtwert für die Bewertung als effizientes Fernwärmenetz nicht erreicht. Ebenso wird durch diese Vorgangsweise vermieden, dass ein ineffizientes zusätzliches Potenzial als Erweiterung eines effizienten Fernwärmenetzes als effizient ausgewiesen wird.

Die Betrachtung und Ausweisung der Effizienz basiert je Region auf der Zusammensetzung des ermittelten zusätzlichen Potenzials.

Die Effizienz der Fernwärme- und Fernkälteversorgung ist nach EU-Richtlinie 2012/27/EU Artikel 2 Abs. 41 abhängig vom Anteil der genutzten Technologien. Wird ein Anteil von 50% erneuerbaren Energien, 50% Abwärme, 75% KWK-Wärme/Kälte oder 50% einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme/Kälte genutzt, gilt die Versorgung als effizient (s. Kapitel 4).Bewertung der Hocheffizienz des ökonomischen KWK-Potenzials

Die Bewertung der Hocheffizienz des ökonomischen KWK-Potenzials erfolgt je Region und je KWK-Technologie. Nach Interpretative Notes Annex II (Guidance Note on Directive 2012/27/EU, 2013)gilt KWK als hocheffizient, wenn durch die gemeinsame Erzeugung von Wärme und Strom gegenüber der getrennten Erzeugung mindestens 10% Primärenergie eingespart werden.

Die Primärenergieeinsparung PES wird dabei nach Gleichung 6-1 nach den Interpretative Notes II (Guidance Note on Directive 2012/27/EU, 2013) über den thermischen Wirkungsgrad η_W und den elektrischen Wirkungsgrad η_E der KWK-Anlage sowie die harmonisierten Referenz-Wirkungsgraden der getrennten Erzeugung von Wärme (η_{refW}) und Strom (η_{refE}) ermittelt. Der Wirkungsgrad der KWK wird über das Verhältnis der genutzten erzeugten Wärme bzw. des Strom und der eingesetzten Primärenergie bestimmt.

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_W}{\eta_{refW}} + \frac{\eta_E}{\eta_{refE}}}\right) 100$$

Gleichung 6-2

Die in Tabelle 6-6 aufgeführten Referenz-Wirkungsgrade sind hierbei nach dem Durchführungsbeschluss 2011/877/EU der Kommission[15] je Brennstoff bestimmt und entsprechend der Abweichung der Durchschnittstemperatur Österreichs gegenüber den ISO-Standardbedingungen von 15°C um 0,1%/°C Abweichung angepasst. Hierbei wird ein Durchschnittswert für Österreich von 9°C ange-

[15] Durchführungsbeschluss 2011/877/EU der Kommission zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Entscheidung 2007/74/EG der Kommission.

nommen, basierend auf den Normalwerten der nicht-alpinen Regionen von 1981-2010 nach ZAMG (2015).

Tabelle 6-6: Temperatur bereinigte Referenzwirkungsgrade für die separate Erzeugung von Wärme und Strom nach Durchführungsbeschluss 2011/877/EU

Brennstoff	**Referenz-Wirkungsgrad Wärme η_{refW}**	**Referenz-Wirkungsgrad Strom η_{refE}**
Erdgas	90,6%	53,1%
Biomasse	86,6%	33,6%
Abfälle	80,6%	25,6%

Bei dem Betrieb der KWK-Anlage mit einem Brennstoffmix in der Industrie werden die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung proportional zum gewichteten Mittel der Energiezufuhr der einzelnen Brennstoffe ermittelt.

6.4 Ökonomisches Potenzial der effizienten Fernwärmeversorgung

Auf Basis der Ergebnisse der Analyse ergibt sich ein Gesamtpotenzial für effiziente Fernwärmeversorgung für ganz Österreich und je Region, das im folgenden Kapitel genauer erläutert wird.

Abbildung 6-5 stellt die nach Abschnitt 6.3.1.2 ermittelten spezifischen Wärmebereitstellungskosten einer beispielhaft ausgewählten Region im Bereich Haushalte und Gewerbe für das zentrale Szenario dar. Abwärme 1 bezeichnet darin das nach Kapitel 4.5 bestimmte Abwärmepotenzial über 100°C und Abwärme 2 jene unter 100°C. Abgebildet sind die Kosten je Technologie unterteilt in Erzeugungskosten, Zuleitungskosten und Verteilnetzkosten in Abhängigkeit der Wärmedichte. Mit sinkender Wärmedichte steigen die Verteilnetzkosten. Die Kosten netzgebundener Technologien variieren zwischen den Regionen, die objektbezogener Technologien nicht. Die abgebildeten Kosten bieten jedoch ein repräsentatives Bild für alle Regionen.

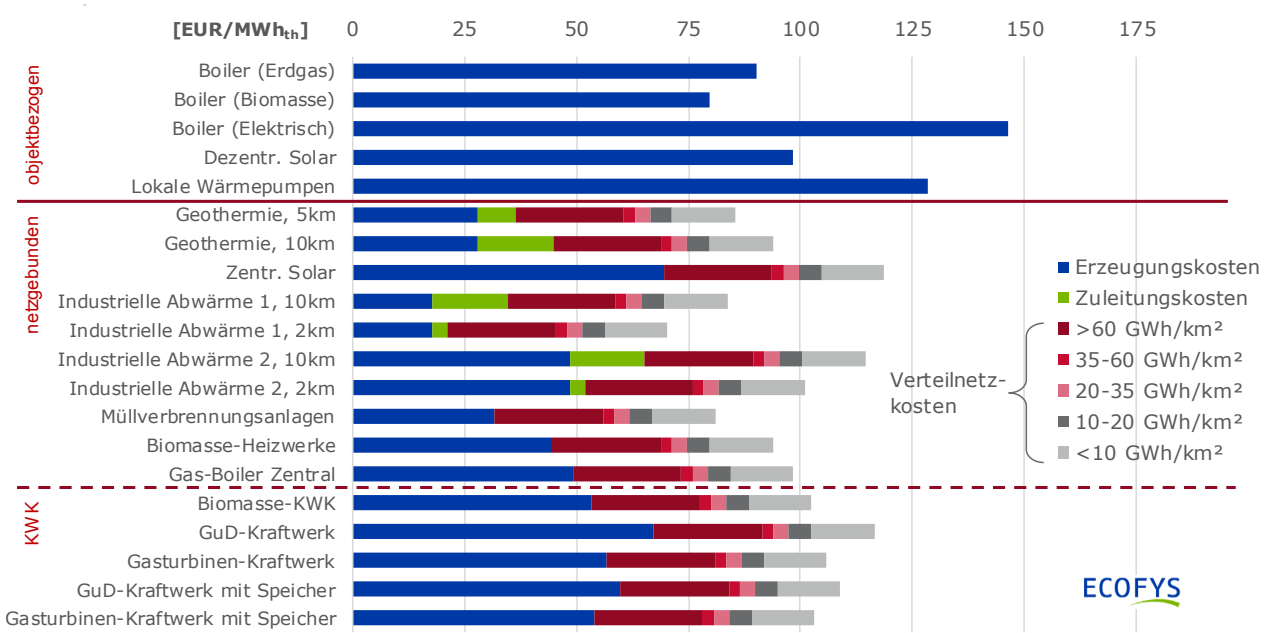

Abbildung 6-5: Merit-Order der Technologien für eine beispielhafte Region

Wie der Abbildung zu entnehmen ist, stellen der Biomasse- und der Erdgas-Boiler die kostengünstigsten objektbezogenen Technologien dar. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das Biomasse-Potenzial beschränkt ist, sodass nach Erreichen des technischen Potenzials einer Region auf die nächstgünstigere Technologie zugegriffen wird. Die günstigsten zentralen Technologien, Geothermie, industrielle Abwärme 1 und Müllverbrennungsanlagen, weisen lediglich bei der Wärmedichte unter 10 GWh/km² höhere Kosten auf als die objektbezogenen Technologien. Gebiete mit einer Wärmedichte unter 10 GWh/km² weisen jedoch nur in wenigen Nebenregionen relevante Anteile am Wärmebedarf auf, sodass Geothermie, industrielle Abwärme 1 und Müllverbrennungsanlagen bei vorhandenem technischen Potenzial die volkswirtschaftlich ökonomischste Wärmebereitstellung darstellen. Darüber hinaus liegen die Kosten des Biomasse-Heizwerks in höheren Wärmedichten, die insbesondere in den Hauptregionen einen hohen Anteil am Gesamtwärmebedarf aufweisen, unter den Kosten der objektbezogenen Wärmebereitstellung.

Die abgebildeten Kosten für zentrale Solarthermie resultieren in einem geringen ökonomischen Potenzial in zwei Regionen. Die angesetzten Kosten unterliegen dabei starken Unsicherheiten aufgrund der hohen Abhängigkeit der Kosten vom Standort und der Entwicklung der Technologiekosten. Die kostengünstigste netzgebundene Technologie ohne eingeschränktes technisches Potenzial (mit Ausnahme einzelner Nebenregionen) ist der zentrale Gasboiler. In der beispielhaft dargestellten Region liegen die spezifischen Kosten bei einer Wärmedichte von 20 bis 35 GWh/km² gleichauf mit den Kosten des objektbezogenen Biomasse-Boilers, der günstigsten objektbezogenen Technologie. Daraus folgt, dass in höheren Wärmedichten die Wärmebereitstellung über Fernwärme ökonomisches Potenzial aufweist. Gleichermaßen zeigt Abbildung 6-5 auch, dass die Entscheidung, ob in einer Region ökonomisches Potenzial für Fernwärme besteht, auf sehr geringen Kostenunterschieden basiert. Somit können geringe Abweichungen der Eingangsparameter, die einen Einfluss auf die spezifischen Kosten haben, Auswirkungen auf das ökonomische Potenzial einzelner Regionen haben.

Abbildung 6-5 zeigt des Weiteren, dass alle KWK-Technologien höhere spezifische Kosten als Biomasse-Heizwerke und zentrale Gasboiler aufweisen, sodass die Fernwärmebereitstellung ohne KWK volkswirtschaftlich kostengünstiger ist. Darüber hinaus liegen nur bei Biomasse-KWK und GuD-Kraftwerken mit Speicher die Kosten in der höchsten Wärmedichte unterhalb der objektbezogenen günstigsten Wärmebereitstellungstechnologie.

Der Anteil von Investitionskosten und operativen Kosten (Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten, CO_2-Kosten) variiert zwischen den verschiedenen Technologien. Lokale Boiler sind geprägt durch hohe operative Kosten von ca. 70% bei Biomasse-Boilern, ca. 90% bei Gasboilern und nahe 100% bei elektrischen Boilern. Bei lokalen Wärmepumpen liegt der Anteil der Investitionskosten hingegen bei fast 50%. Bei netzgebundenen Technologien liegen die Anteile der Investitionskosten aufgrund von größenbedingten niedrigeren spezifischen operativen Kosten höher als bei objektbezogenen Technologien. Die Investitionskosten haben bei Biomasse-KWK und GuD-Kraftwerken einen Anteil von ca. 25% an den Erzeugungskosten. Bei Gasturbinen-Kraftwerken liegen diese mit 14% darunter. Bei Geothermie, industrieller Abwärme und zentraler Solarthermie liegen die Anteile der Investitionskosten zwischen 35 und ca. 80%. Zentrale Gasboiler weisen aufgrund der niedrigen Investitionskosten einen Anteil der operativen Kosten von ca. 95% auf. Die Ergebnisse der Gestehungskosten für objektbezogene Heizsysteme wurden für mittlere Referenzgebäude ermittelt und können in konkreten Fällen je nach Gebäudegröße und Heizlast unterschiedlich sein.

Abbildung 6-6 zeigt die Ergebnisse der Ermittlung des ökomischen Potenzials der Fernwärmeversorgung für die sieben größten Hauptregionen sowie aggregiert für die restlichen Hauptregionen und die

Nebenregionen im zentralen Szenario. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse in den Nebenregionen ist Abbildung 11-1 im Anhang zu entnehmen. Hierbei wird der Gesamtwärmebedarf je Region in 2025 als Balken dargestellt und in Abhängigkeit der Ergebnisse der kostenoptimalen Wärmebereitstellung unterteilt. Dabei wird die Wärmebereitstellung durch bestehende Fernwärme-Kapazitäten, das effiziente[16] ökonomische und nicht effiziente ökonomische Fernwärmpotenzial sowie der dezentral gedeckte Bedarf abgebildet. Für die Nebenregionen werden keine bestehenden Kapazitäten berücksichtigt. Das ökonomische Potenzial wird des Weiteren der Wärmebereitstellung über Fernwärme in 2012 gegenübergestellt.

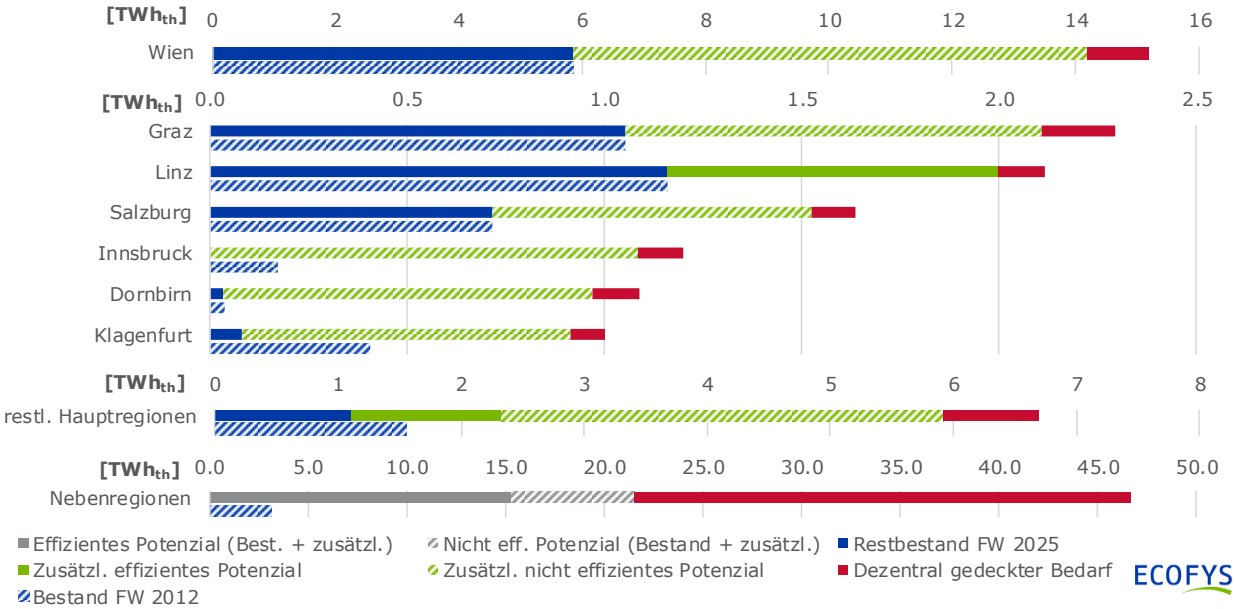

Abbildung 6-6: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012, Wärmebereitstellung durch den Bestand 2025 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 im zentralen Szenario[17]

Die bestehende Fernwärmeversorgung in 2012 kann auch 2025 in den meisten Regionen durch die bestehende Wärmebereitstellung abgedeckt werden. Darüber hinaus besteht ein hohes ökonomisches Potenzial für Fernwärme von insgesamt 40,3 TWh_{th} pro Jahr. Lediglich in den Nebenregionen, die durch geringere Wärmedichten gekennzeichnet sind, ist für den Großteil des Bedarfs die Versorgung über dezentrale Technologien volkswirtschaftlich günstiger. Dennoch besteht in den Nebenregionen ein ökonomisches Potenzial von 21,6 TWh_{th} pro Jahr, was einem Anteil von über 50% am gesamten Potenzial entspricht.

Die Ausweisung der Effizienz erfolgt auf Basis des Technologiemix´ des ermittelten ökonomischen Potenzials (s.h. Abschnitt 6.3.4). Somit wird keine Aussage über die Effizienz des gesamten Fernwärmenetzes inklusive der bestehenden Bestandskapazitäten getroffen. Darüber hinaus basiert die Ausweisung der Effizienz auf dem ermittelten Betrieb der Kraftwerke. Eine Änderung des tatsächlichen Betriebs (z.B. zugunsten eines erhöhten Einsatzes von KWK) kann die Effizienz positiv beein-

[16] Zur Definition der „effizienten Fernwärmeversorgung" siehe Kapitel 6.3.4.

[17] Die Ausweisung der Effizienz erfolgt nur für die zur Abdeckung des zusätzlichen ökonomischen Potenzials neu zu errichtenden Anlagen, unter der Annahme, dass die kostengünstigste Technologie (vorwiegend Gas-Kessel) eingesetzt wird. Somit wird keine Aussage über die Effizienz des gesamten zusätzlich ausgebauten Fernwärmenetzes inklusive der bestehenden Bestandskapazitäten getroffen.

flussen. So ist beispielsweise die Ausweisung des zusätzlichen ökonomischen Potenzials in Wien als „nicht effizient" so zu verstehen, dass die kostengünstigste Lösung im zentralen Szenario laut Modell aufgrund der relativ geringen Stromerlöse im Ausbau von Gaskesseln besteht. Dazu ist anzumerken, dass bei erhöhter Ausnutzung der bestehenden KWK Anlagen durchaus zusätzliches effizientes Fernwärmepotenzial bestehen würde. In den Sensitivitätsanalysen zeigt sich, dass sich unter anderen Rahmenbedingungen ein weitaus höherer Anteil des ökonomischen Potenzials als effizient im Sinne der Richtlinie ergibt.

Die Untersuchung des Potenzials auf seine Effizienz zeigt, dass 43% des ökonomischen Potenzials aller Regionen effizient ist. Dabei ergibt sich ein unterschiedliches Bild zwischen Neben- und Hauptregionen. Ist das ökonomische Potenzial in den Hauptregionen zu einem hohen Teil nicht effizient, beträgt der Anteil des effizienten Potenzials in den Nebenregionen 71%. Dies ist darauf zurück zu führen, dass in den Nebenregionen das technische Potenzial für Biomasse im Verhältnis zum Wärmebedarf der Region höher liegt als in den Hauptregionen und somit ein höherer Anteil von Biomasse abgedeckt werden kann. Des Weiteren sind einzelne Nebenregionen nicht an das Gasnetz angeschlossen, sodass eine Versorgung über Erdgas-befeuerte Technologien in diesen Regionen nicht betrachtet und dadurch vermehrt Biomasse eingesetzt wird. In einzelnen Hauptregionen ist das zusätzliche ökonomische Potenzial für Fernwärme allerdings aufgrund eines hohen Anteils an industrieller Abwärme in Verbindung mit Biomasse effizient. Das ermittelte ökonomische Potenzial unterliegt den Unsicherheiten der Eingangsparameter. In Kapitel 6.8 werden die Ergebnisse auf ihre Sensitivität gegenüber einzelnen Parametern untersucht.

6.5 Ökonomisches Potenzial für hocheffiziente KWK

6.5.1 Ökonomisches Potenzial im Bereich Haushalte und Gewerbe

Die Analyse ergibt ein Gesamtpotenzial für KWK für ganz Österreich und auf Regionenebene, mit Angaben über das zusätzliche ökonomische Potenzial zur Wärmebereitstellung durch neue Anlagen und der prozentuale Anteil der KWK Versorgung an der Gesamtwärmeversorgung. Dieses ist im Folgenden dargestellt.

Abbildung 6-7 stellt die Ergebnisse der Ermittlung des ökomischen Potenzials der netzgebundenen und objektbezogenen KWK für die sieben größten Hauptregionen sowie aggregiert für die restlichen Hauptregionen und die Nebenregionen grafisch dar. Das ökonomische Potenzial wird hier der Wärmebereitstellung durch die in 2025 weiterhin bestehenden netzgebundenen KWK-Kapazitäten gegenübergestellt.

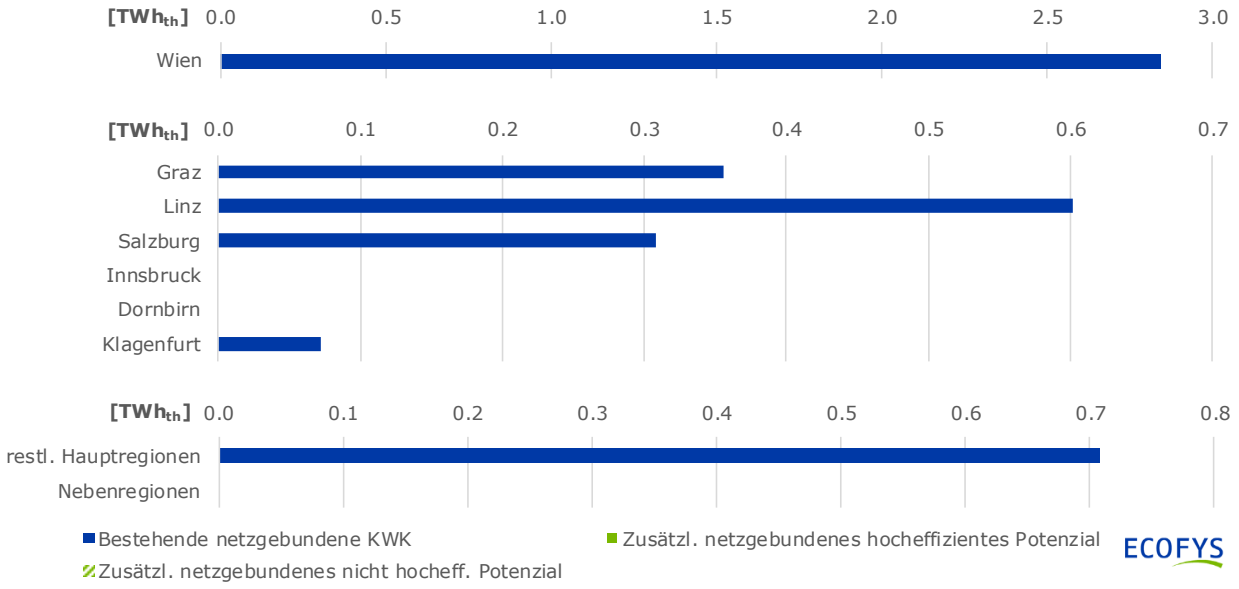

Abbildung 6-7: Bestehende Wärmebereitstellung in 2025 und ökonomisches Potenzial für KWK im zentralen Szenario

Wie der Abbildung zu entnehmen ist, besteht unter den zu Grunde gelegten Rahmenbedingungen kein zusätzliches ökonomisches Potenzial für KWK in 2025.

Der technische Vorteil der KWK besteht darin, dass zeitgleich Wärme und Strom erzeugt wird und hierüber ein höherer Gesamtwirkungsgrad als bei separater Erzeugung erreicht werden kann. Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten im Vergleich zu reinen Wärmebereitstellungstechnologien desselben Brennstoffs. Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass die zusätzlichen Stromeinnahmen jedoch nicht ausreichen, um die höheren Investitionskosten auszugleichen. Die Wärmeerzeugung über einen zentralen Gasboiler oder ein Biomasse-Heizwerk ist volkswirtschaftlich günstiger als die Nutzung von zentralen Biomasse- oder Gas-KWK-Kraftwerken.

Für die netzgebundenen Gas-KWK-Kraftwerke wird eine optimierte Betriebsweise auf Basis der stündlichen potenziellen Stromerlöse und der Wärmenachfrage ermittelt. Nur bei ausreichend hoher Wärmenachfrage und Börsenstrompreisen rentiert sich der Betrieb des Kraftwerks. Auf Basis des zu Grunde gelegten Strompreises von durchschnittlich 47,2 EUR/MWh_{el} ergeben sich jedoch zu geringe Einsatzzeiten der KWK-Anlagen.

Kleine KWK-Anlagen im Bereich Haushalte und Gewerbe werden als wärmegeführt angenommen und werden über den durchschnittlichen Börsenstrompreis vergütet. Für einzelne Objektkategorien ergeben sich je nach Wärmelastprofil hohe Volllaststunden der Anlagen, sodass die Investitionskosten je erzeugter Einheit Wärme einen geringeren Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Allerdings liegen auch hier die spezifischen Wärmeerzeugungskosten der separaten Erzeugung von Wärme unterhalb der Erzeugungskosten der KWK, sodass kein ökonomisches KWK-Potenzial besteht. Die Kosten der KWK-Technologien liegen hierbei in den verschiedenen Objektkategorien zwischen 30 und 36% über den Kosten der günstigsten objektbezogenen Technologie. Lediglich der elektrische Boiler weist höhere Kosten auf als die KWK-Anlagen. Die günstigste objektbezogene Technologie ist jeweils der dezentrale Biomasse-Boiler. Bei den KWK-Technologien liegen die spezifischen Wärmekosten der Biomasse-befeuerten KWK-Anlage unterhalb der Erdgas-befeuerten.

6.5.2 Ökonomisches Potenzial in der Industrie

Das ermittelte ökonomische KWK-Potenzial in der Industrie ist Abbildung 6-8 zu entnehmen. Die Abbildung stellt den Gesamtbedarf je untersuchtem Sektor unterteilt in die bestehende Bereitstellung über KWK, das zusätzliche Potenzial für KWK und den Bedarf ohne weiteres KWK-Potenzial dar. Das ökonomische KWK-Potenzial wird hierbei in hocheffizientes und nicht hocheffizientes Potenzial unterschieden[18].

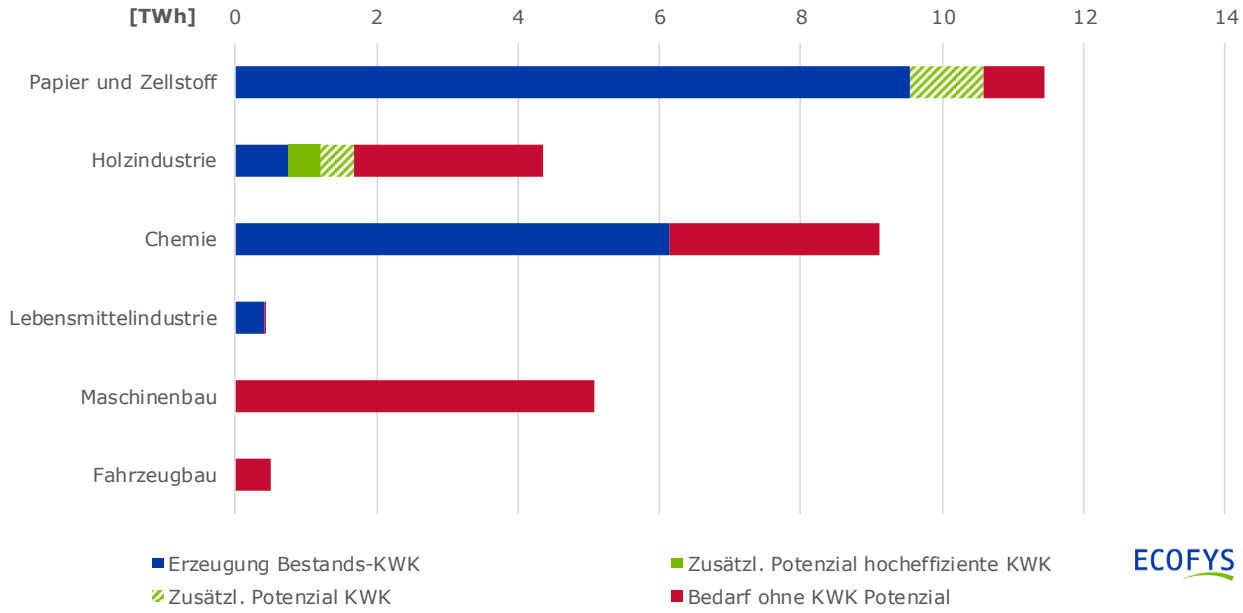

Abbildung 6-8: Wärmebereitstellung durch bestehende KWK-Anlagen und (hocheffizientes) ökonomisches KWK-Potenzial 2025 in der Industrie im zentralen Szenario

Die Ergebnisse zeigen, dass in den Sektoren Papier und Zellstoff sowie in der Holzindustrie weiteres ökonomisches Potenzial für KWK besteht. In dem Sektor Chemie sowie in der Lebensmittelindustrie, deren Wärmebedarf bereits zu einem hohen Anteil über KWK gedeckt wird, besteht kein zusätzliches Potenzial.

Das zusätzliche ökonomische Potenzial in der Holzindustrie ist zu 50% hocheffizient und resultiert aus dem ökonomischen Potenzial für Wirbelschichtkessel mit Dampfturbine in größeren Betrieben der Plattenherstellung. Diese Technologie weist einen hohen Gesamtwirkungsgrad auf und führt somit zu hohen Einsparungen an Primärenergie gegenüber der separaten Erzeugung von Wärme und Strom. Das ökonomische Potenzial in der Papier und Zellstoff Industrie wird hingegen nach der Definition in Abschnitt 6.3.4 nicht als hocheffizient bewertet. Hier kommen meist Laugenkessel mit Dampfturbine zum Einsatz, die durch einen geringen Gesamtwirkungsgrad von ca. 51% charakterisiert sind. Die Effizienz-Bewertung der Laugenkessel mit Dampfturbine ist jedoch zu hinterfragen, da die Schwarzlauge aus prozessgründen anfällt und vor Ort weitergenutzt wird. Die Wärme- und Stromerzeugung steht hierbei nicht im Vordergrund.

[18] Zur Definition der „effizienten Fernwärmeversorgung" siehe Kapitel 6.3.4.

6.6 Ökonomisches Potenzial für netzgebundene Kältebereitstellung

6.6.1 Ökonomisches Potenzial der Fernwärme basierten Kälteerzeugung

Der Kostenvergleich zwischen der Kältebereitstellung über eine Klimaanlage (dezentrale Kompressionskältemaschine) gegenüber einer Absorptionskältemaschine mit Wärmebereitstellung über das Fernwärmenetz bei Spitzenlastbereitstellung über eine Klimaanlage zeigt, dass selbst bei einer kostenfreien Fernwärmebereitstellung für die Absorptionskältemaschine, die Klimaanlage die kostengünstigere Alternative darstellt. Die Kosten der Klimaanlage je Einheit erzeugter Kälte liegen hierbei über 15% unterhalb der Kosten bei Fernwärme basierter Kälteerzeugung. Das heißt, dass selbst bei Fernwärmenetzen, in denen im Sommer ungenutzte Abwärme anfällt, beispielsweise durch Müllverbrennungsanlagen oder industrielle Prozesse, es unter den hier unterstellten Annahmen volkswirtschaftlich günstiger ist die Kälte über dezentrale Klimaanlagen bereit zu stellen.

Die Analyse der Kosten zeigt, dass die Mehrkosten der Absorptionskältemaschine auf die Investitionskosten zurück zu führen sind. Die Investitionskosten pro Einheit installierter Leistung der Absorptionskältemaschine liegen fast dreimal so hoch wie die der Klimaanlage (s. Tabelle 6-1). Aus diesem Grund wird die Spitzenlast des Kältebedarfs bei der Absorptionskältemaschine über eine Klimaanlage gedeckt, da hier viel Leistung benötigt wird, die nur zu geringen Zeiten eingesetzt wird.

Im Bereich der variablen Kosten liegt die Absorptionskältemaschine im Vorteil, da Brennstoff- und CO_2-Kosten hier aufgrund des geringeren Strombedarfs niedriger sind (bei kostenloser Wärmebereitstellung). Aufgrund der geringen Volllaststunden des Kältebedarfs haben die Investitionskosten jedoch einen hohen Einfluss auf die spezifischen Kosten je erzeugter Einheit Kälte, sodass der Kostenvorteil der Absorptionskältemaschine bei den variablen Kosten einen geringeren Einfluss auf die Gesamtkosten hat. Damit ergibt sich auch, dass die Bereitstellung von Kälte über Absorptionskältemaschinen bei Anwendungen mit relativ hohen Volllaststunden wie z.B. Spitälern eine interessante Alternative darstellen kann.

6.6.2 Wirtschaftlichkeit der Fernwärme bei Kältebereitstellung über Fernwärme

Die Kältebereitstellung über Absorptionskältemaschinen mit Fernwärmenutzung beeinflusst das Wärmelastprofil der Region. Durch die geringe Wärmenachfrage im Sommer, die hauptsächlich durch den Warmwasserbedarf gekennzeichnet ist, kann eine Nutzung von Fernwärme im Sommer zu anderen Zwecken als der Wärmebereitstellung die Wärmelast signifikant erhöhen. Da die Spitzenlastzeiten der Wärmenachfrage an kalten Wintertagen ohne bzw. mit sehr geringem Kältebedarf liegen, werden diese und damit die vorzuhaltende Wärmeleistung nicht verändert und somit die Volllaststunden des Wärmebedarfs erhöht.

Must-run Technologien wie Müllverbrennungsanlagen und industrieller Prozesse mit nutzbarer Abwärme erzeugen prozessgebunden auch im Sommer Wärme. Bei einer Kältebereitstellung über Fernwärme stellt der zusätzliche Wärmebedarf eine Möglichkeit dar, die Wärmeeinnahmen zu steigern.

KWK-Technologien werden in Abhängigkeit der Wärme- und Stromeinnahmen betrieben. Die Ergebnisse der Betriebsoptimierung der KWK zeigen, dass nur in wenigen Stunden des Jahres der Strompreis hoch genug liegt, um unabhängig von den Wärmeeinnahmen die variablen Kosten zu decken. Hierdurch werden insbesondere im Sommer netzgebundene KWK-Anlagen nur in wenigen Stunden

betrieben. Eine erhöhte Wärmenachfrage im Sommer kann somit die Volllaststunden der KWK erhöhen und somit die spezifischen Kosten senken.

In Wärmenetzen mit must-run Technologien wird in den Sommermonaten die Wärmenachfrage jedoch meist bereits durch günstige Abwärme gedeckt, sodass die Wahrscheinlichkeit des Einsatzes von KWK sinkt. Darüber hinaus muss erwähnt werden, dass unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten und den hier getroffenen Annahmen die Kältebereitstellung über Fernwärme selbst bei kostenloser Wärmebereitstellung gegenüber der Kältebereitstellung über Klimaanlagen nicht wirtschaftlich ist. Demnach besteht im zentralen Szenario kein ökonomisches Potenzial für zusätzliche Wärmeeinnahmen durch eine Kältebereitstellung.

6.6.3 Ökonomisches Potenzial der Fernkälte

Die zentrale Erzeugung von Kälte und die Verteilung über ein Fernkältenetz stellt eine weitere Option der Kältebereitstellung dar. Die geografischen Gegebenheiten der Region haben dabei einen hohen Einfluss auf das technische und ökonomische Potenzial. Die Betrachtung bestehender Fernkältenetze zeigt, dass deren Errichtung unter bestimmten Voraussetzungen sinnvoll sein kann.

Aufgrund der nötigen Kühllasten und der Verteilung der Gebäude mit entsprechenden Volllaststunden die für Fernkälte geeignet sind, sind flächendeckende Fernkältenetze sehr unwirtschaftlich. Die Grenzen zwischen einem Fernkältenetz und der Fernwärme basierten Kältebereitstellung sind fließend. In der Praxis werden oft sogenannte Fernkältezentralen errichtet. Das sind Zentralen die Kälte meist durch Fernwärme-gebundene Absorptionskältemaschinen in Kombination mit Kompressionskältemaschinen für einzelne sehr große Gebäude oder Gebäudekomplexe bereitstellen. Liegen mehrere solcher Gebäude in geografischer Nähe, so können diese über ein Fernkältenetz verbunden werden.

6.7 Abschätzung der Einsparung an Primärenergie und klimarelevanten Gasen

6.7.1 Methodisches Vorgehen

Basierend auf dem ermittelten kostoptimalen Technologiemix wird die benötigte Primärenergiemenge und –komposition für das zusätzliche ökonomische Potenzial für Fernwärme und KWK ermittelt. Darauf basierend werden die Emissionen ermittelt. Der ermittelte Primärenergieeinsatz und die Emissionen werden mit dem Primärenergieeinsatz und den damit verbundenen Emissionen einer Referenztechnologie verglichen. Im Bereich Haushalte und Gewerbe wird ein lokaler Gasboiler als Referenztechnologie genutzt. Hat eine Region keinen Anschluss an das Gasnetz, wird ein Ölkessel betrachtet. Die eingesparte Primärenergie und die vermiedenen Emissionen des Szenarios im Vergleich zur Referenztechnologie werden berechnet. Dabei werden die temperaturbereinigten Referenz-Wirkungsgrade nach dem Durchführungsbeschluss 2011/877/EU der Kommission verwendet (s. Kapitel 6.3.4). Für einen Gasboiler wird somit ein Wirkungsgrad von 90,6% und für einen Ölkessel von 89,6% herangezogen. In der Industrie wird der Vergleich gegenüber der meistgenutzten reinen Wärmebereitstellungstechnologie durchgeführt, bzw. wenn bereits ausschließlich KWK-Anlagen genutzt werden gegenüber einem Gasboiler. Wird ökonomisches Potenzial für Laugenkessel mit Dampfturbine ermittelt, werden für die betreffenden Betriebe keine Primärenergieeinsparungen ausgewiesen. Die Verbrennung der Lauge erfolgt aus prozessbedingtem Nutzen vor Ort. Die Technologie weist eine geringe Gesamtenergieeffizienz a

Die Berechnung der Emissionen erfolgt über die Emissionsfaktoren nach

Tabelle 6-3. Die Emissionen des zusätzlichen Potenzials an KWK-Technologien werden über den Brennstoffeinsatz für Strom und Wärme zusammen ermittelt und nicht separat erfasst. Für netzgebundene Technologien werden die Emissionen des Spitzenlastkessels berücksichtigt. Für die Referenztechnologie wird angenommen, dass die erzeugte Strommenge separat von Kraftwerken erzeugt wird. Stromgeführte KWK werden in Zeiten hoher Strompreise eingesetzt und verdrängen somit fossile Kraftwerke aus der Merit-Order. Für die Ermittlung der eingesetzten Primärenergie bei der Stromerzeugung der Referenztechnologien wird der Gesamtwirkungsgrad der fossilen Kraftwerke der modellierten Stromerzeugung für 2025 des gemeinsamen Marktes Österreichs und Deutschlands berücksichtigt. Dieser ergibt sich aus der Gesamterzeugung dividiert durch den gesamten Primärenergieeinsatz und beträgt 42,1%. Die Emissionen für die Stromerzeugung der Referenztechnologie werden dementsprechend basierend auf den durchschnittlichen fossilen Emissionen berechnet, welche 0,844 tCO_2e/MWh_{el} betragen.

In der Industrie wird aufgrund der Berücksichtigung industrieller Reststoffe teilweise mehr als ein Brennstoff für eine Technologie eingesetzt. In diesen Fällen werden die Emissionen über den jeweiligen Anteil des Brennstoffs am gesamten Energieeinsatz ermittelt.

6.7.2 Ergebnisse der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen im Bereich Haushalte und Gewerbe

Auf Basis der ermittelten zusätzlichen ökonomischen Potenziale für Fernwärme und KWK ergeben sich Einsparungen bzw. ein Zuwachs an Primärenergie und klimarelevanten Gasen gegenüber Referenztechnologien, die für den Bereich Haushalte und Gewerbe Tabelle 6-7 entnommen werden können. Die Einsparungen beziehen sich hierbei auf das zusätzliche ökonomische Potenzial und dienen nicht dem Vergleich mit aktuellen Emissionswerten.

Tabelle 6-7: Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme und KWK im Bereich Haushalte und Gewerbe im zentralen Szenario

Region	Primärenergieeinsparungen in GWh/a Primärenergie		Vermeidbare Emissionen in Tausend tCO_2e/a	
	Fernwärme	Davon KWK	Fernwärme	Davon KWK
Wien	-340	0	-30	0
Graz	-10	0	40	0
Linz	590	0	110	0
Salzburg	30	0	30	0
Innsbruck	-120	0	-20	0
Dornbirn	-50	0	10	0
Klagenfurt	-90	0	0	0
restl. Hauptregionen	-80	0	310	0
Nebenregionen	-1.180	0	3.180	0

Im zentralen Szenario ergeben sich in den näher betrachteten Regionen nur in Linz und Salzburg positive Einsparungen an Primärenergie. Die höchsten Einsparungen werden in Linz durch einen hohen Anteil an industrieller Abwärme und zusätzlich einem geringen Anteil an Biomasse-Heizwerken erreicht. In allen anderen in Tabelle 6-7 aufgelisteten Regionen bzw. Regionengruppen liegt der Primärenergieverbrauch des ökonomischen Potenzials höher als im Referenzfall. Dies liegt insbesondere an dem hohen ökonomischen Potenzial für Fernwärme mit einem hohen Anteil zentraler Gasboiler. Aufgrund der Wärmenetzverluste von 10% führt der Einsatz zentraler Gasboiler zu einem höheren Primärenergieverbrauch als die Nutzung objektgebundener Gasboiler.

Die Emissionen variieren je nach eingesetztem Energieträger. Aufgrund des hohen ökonomischen Potenzials an Biomasse in den restlichen Hauptregionen und insbesondere in den Nebenregionen werden hier die meisten Emissionen vermieden. Über 86% der eingesparten Emissionen fallen dabei auf die Nebenregionen.

Da unter den gegebenen Rahmenbedingungen kein ökonomisches Potenzial für KWK besteht, werden über KWK auch keine Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen erzielt.

6.7.3 Ergebnisse der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen in der Industrie

Durch den Einsatz von (hocheffizienter) KWK in der Industrie können Primärenergieeinsparungen erzielt werden. Die Ergebnisse der Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen in der Industrie, basierend auf den ökonomischen Potenzialen für KWK, sind in Tabelle 6-8 zusammengefasst. Die Einsparungen beziehen sich hierbei auf das ökonomische Potenzial und dienen nicht dem Vergleich mit aktuellen Emissionswerten.

Tabelle 6-8: Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie im zentralen Szenario

Region	Primärenergieeinsparungen in GWh/a Primärenergie	Vermeidbare Emissionen in Tausend tCO_2e/a
Papier und Zellstoff	0	500
Holzindustrie	253	280
Chemie	0	0
Lebensmittelindustrie	0	0
Maschinenbau	0	0
Fahrzeugbau	0	0

In der Industrie besteht in der Papier- und Zellstoff- sowie in der Holzindustrie ein ökonomisches Potenzial für KWK. In der Papier- und Zellstoffindustrie bezieht sich das Potenzial auf den Einsatz von Laugenkesseln mit Dampfturbine und in der Holzindustrie weitestgehend auf den Einsatz von Wirbelschichtkesseln mit Dampfturbine.

In der Papier- und Zellstoffindustrie werden für die Betriebe mit ökonomischem Potenzial von Laugenkesseln mit Dampfturbine keine Primärenergieeinsparungen ausgewiesen, da die Lauge in erster Linie aus prozessdienlichen Gründen vor Ort genutzt wird. In der Holzindustrie wird der Primärener-

giebedarf durch das Potenzial an Wirbelschichtkesseln mit Dampfturbine, die eine hohe Gesamteffizienz aufweisen, reduziert.

Die Emissionen beim Einsatz von Laugenkesseln mit Dampfturbine liegen aufgrund der Definition der Emissionen von Null unterhalb der Emissionen der Referenztechnologie. In der Holzindustrie wird hauptsächlich Biomasse eingesetzt, sodass ebenfalls keine Emissionen angerechnet werden. Bei separater Erzeugung von Wärme und Strom fallen bei der Wärmebereitstellung über den als Referenztechnologie herangezogenen Wirbelschichtkessel bei Nutzung von Biomasse allerdings auch keine Emissionen an. Die ausgewiesenen Einsparungen an klimarelevanten Gasen basieren somit auf der Nutzung fossiler Stromkraftwerke als Referenztechnologie zur Deckung des nicht durch Industrie-KWK erzeugten Stroms.

6.8 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse der ökonomischen Potenziale für Fernwärme und KWK nach Abschnitt 6.4 und 6.5 werden im Folgenden auf die Sensitivität gegenüber einzelner Faktoren untersucht. Es werden die folgenden Sensitivitätsszenarien betrachtet:

- Hoher CO_2 Preis von 100 EUR/tCO_2
- Niedriger Gaspreis von 20 EUR/MWh
- Hoher Gaspreis von 40 EUR/MWh
- Niedriger Anschlussgrad von 45%
- Hohe Effizienz im Gebäudebestand und in der Industrie

Das hohe Effizienzszenario bezieht sich auf die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebestand und in der Industrie, wodurch ein geringerer Wärmebedarf resultiert. Das Szenario mit niedrigem Anschlussgrad bezieht sich auf den Anschlussgrad der Verbraucher an das Fernwärmenetz und somit ausschließlich auf die Potenzialanalyse im Bereich Haushalte und Gewerbe.

6.8.1 Einfluss der Sensitivitätsszenarien auf die Eingangsparameter

Die Sensitivitätsanalyse für einen hohen **CO_2-Preis** sowie einen niedrigen bzw. hohen Gaspreis wird unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Strompreiskurve und damit auf die Stromerlöse der KWK-Anlagen durchgeführt. Die veränderten Preise haben Auswirkungen auf die marginalen Kosten der Kraftwerke und führen somit zu einer Veränderung der Merit-Order des Strommarktes. Ein hoher CO_2-Preis führt zu verhältnismäßig stark ansteigenden Kosten von Kohlekraftwerken, sodass Gaskraftwerke einen Kostenvorteil erlangen. Gegenüber CO_2-freien Technologien wie mit Biomasse befeuerten Kraftwerken, lokalen Biomasseboilern oder Wärmepumpen sinkt jedoch die Wirtschaftlichkeit der Erdgas-betriebenen Technologien.

Eine Veränderung des **Gaspreises** wirkt sich einerseits auf die Höhe des Strompreises und andererseits auf die Brennstoffkosten der gasbefeuerten Technologien aus. Einem steigenden durchschnittlichen Strompreis stehen somit steigende Brennstoffkosten gegenüber bzw. anders herum. Die Erhöhung der Brennstoffkosten bei Erdgaspreisen für Endkunden (Haushalte, Gewerbe, Industrie) erfolgt auf Basis der absoluten Änderung des Spotpreises Erdgas. Weitere Preisbestandteile der Endkundenpreise wie Netzentgelte werden als konstant betrachtet.

Die Betrachtung eines niedrigen **Netzanschlussgrads** für nicht netzversorgte Subregionen führt einerseits zu einem sinkenden Bedarf, der über netzgebundene Technologien versorgt werden kann.

Damit verbunden sinken andererseits die absoluten Verteilnetzkosten durch die Reduzierung der Kosten für den Hausanschluss selbst und die Hausanschlussleitungen inklusive Betriebs- und Wartungskosten. Da die weiteren Kosten für das Verteilnetz auf weniger Verbraucher aufgeteilt werden, steigen die spezifischen Verteilnetzkosten. Die Zuleitungskosten basieren auf einer festgesetzten Referenzkapazität und sind demzufolge unabhängig von dem Netzanschlussgrad.

Im **Effizienzszenario** kann durch Umsetzung von Effizienz-Maßnahmen der Energiebedarf für Wärme reduziert werden. Dies führt zu einem niedrigeren Wärmebedarf pro Fläche und somit zu niedrigeren Wärmedichten, wodurch die Netzkosten steigen. Darüber hinaus können die bestehenden Kapazitäten einen höheren Anteil des gesamten Wärmebedarfs einer Region weiterhin versorgen.

6.8.2 Sensitivität der Ergebnisse der Potenzialanalyse für Haushalte und Gewerbe

Abbildung 6-9 stellt das ökonomische Potenzial für Fernwärme bei einem Anschlussgrad von 45% aufgeschlüsselt nach Regionen grafisch dar. Damit wird das untere Ende der Spannweite des ökonomischen Potenzials bei einer Anschlussrate zwischen 45 bis 90% deutlich.

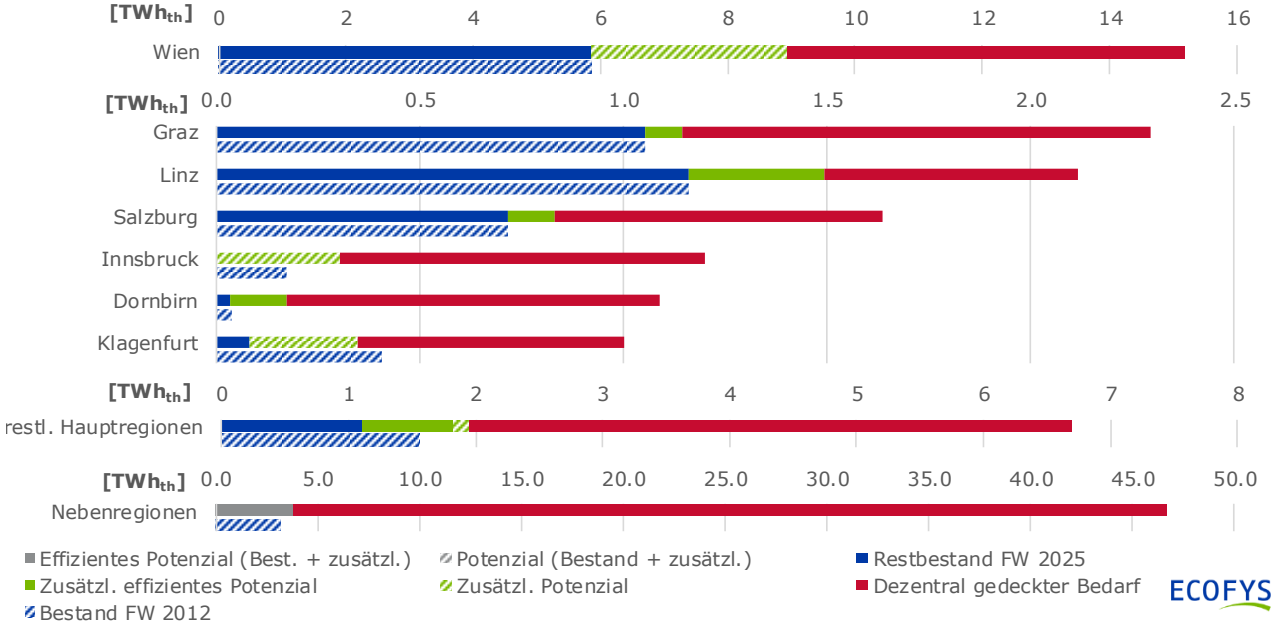

Abbildung 6-9: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012, Wärmebereitstellung durch den Bestand 2025 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 im 45% Anschlussgrad-Szenario

Im **niedrigen Anschlussgrad** Szenario mit einem maximalen Anschlussgrad von 45% bei einem weiteren Fernwärmenetzausbau ist eine starke Sensitivität des ökonomischen Fernwärme-Potenzials gegenüber dem Anschlussgrad festzustellen. Das ökonomische Fernwärmepotenzial sinkt im Vergleich zum zentralen Szenario um 78% auf 9,0 TWh_{th} pro Jahr.

Das ökonomische Fernwärmepotenzial liegt dabei in den abgebildeten Regionen unterhalb des Potenzials des zentralen Szenarios. Es besteht allerdings weiterhin ein geringes zusätzliches Fernwärme-Potenzial in allen abgebildeten Hauptregionen. Der größte Rückgang des Potenzials im Vergleich zum zentralen Szenario findet in den Nebenregionen statt. Aufgrund des geringeren Fernwärmenetzpotenzials steigt in einigen Regionen der Anteil eingesetzter industrieller Wärme, erneuerbaren Energien

oder KWK-Anlagen, sodass der Anteil des effizienten Fernwärmepotenzials am gesamten zusätzlichen Fernwärmepotenzial auf über 50% steigt.

Der starke Rückgang des Fernwärme-Potenzials liegt einerseits an der Halbierung der möglichen Anschlüsse an Verbrauchern und andererseits an den dadurch steigenden spezifischen Netzkosten. Zwar sinken die absoluten Netzkosten durch die reduzierte Anzahl an Hausanschlüssen. Der Großteil der Netzkosten, der auf das Verteilnetz innerhalb des Gebietes fällt, muss jedoch auf eine geringere Anzahl an Verbraucher umgelegt werden. Somit steigen die spezifischen Netzkosten je nach Wärmedichte um 56–89%, wodurch die dezentralen Technologien einen hohen Kostenvorteil haben. Bei einem Anschlussgrad von 45% ist es unter den getroffenen Annahmen nur noch in hohen Wärmedichten volkswirtschaftlich am kostengünstigsten, die Wärmenachfrage über Fernwärme zu decken.

Abbildung 6-10 stellt die Ergebnisse aller Szenarien der Sensitivitätsanalyse zusammenfassend grafisch dar. Die ökonomischen Potenziale der verschiedenen Szenarien werden den Ergebnissen des zentralen Szenarios gegenübergestellt. Dargestellt ist sowohl die Wärmebereitstellung aus in 2025 bereits vorhandenen Kapazitäten wie das ökonomische Potenzial für Fernwärme und KWK. Die bestehende Fernwärmebereitstellung variiert hierbei, da die Betriebsweise der vorhandenen Kapazitäten von der Wärmenachfrage sowie bei KWK von der Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise abhängig ist.

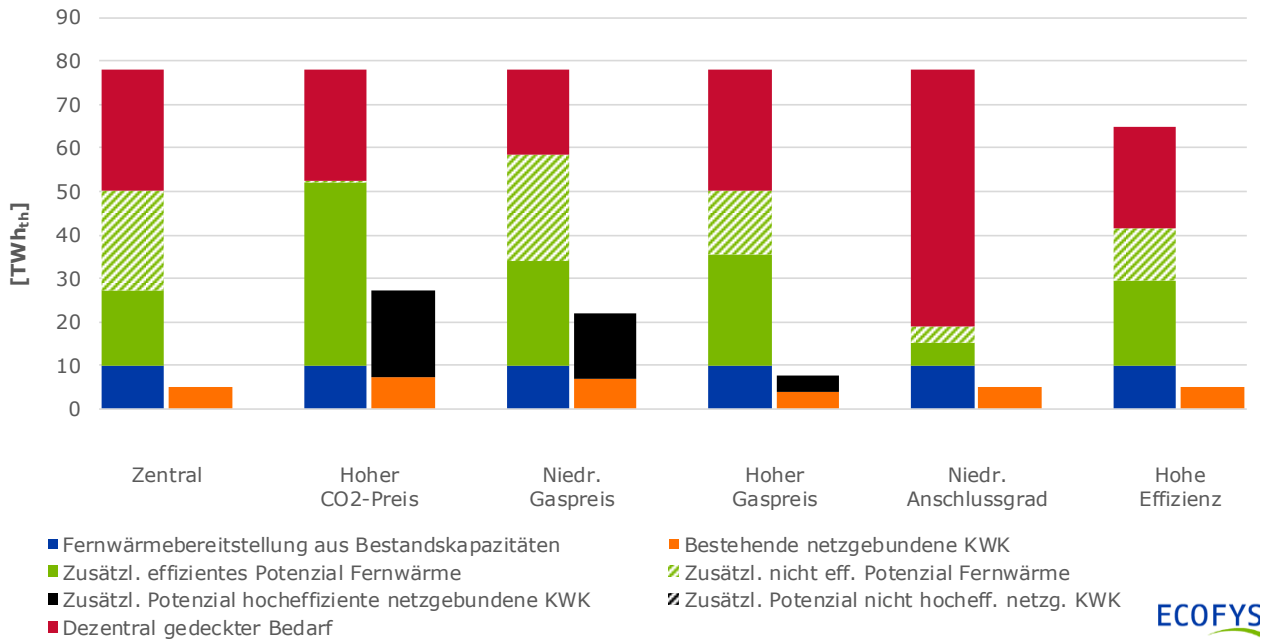

Abbildung 6-10: Sensitivität der Ergebnisse im Bereich Haushalte und Gewerbe gegenüber den untersuchten Parametern

Abbildung 6-10 zeigt, dass die Änderung einzelner Parameter und Annahmen Auswirkungen auf das ökonomische Potenzial der Fernwärme und der KWK sowie auf den Anteil effizienter Fernwärme und hocheffizienter KWK und auf den Gesamtenergiebedarf hat.

Ein **hoher CO_2 Preis** von 100 EUR/tCO_2 führt zu einem hohen Anstieg der CO_2-Kosten, wodurch insbesondere die Kosten der gasbefeuerten Technologien steigen. Des Weiteren führt ein Anstieg des CO_2

Preises auf dem Strommarkt zu Verschiebungen in der Merit-Order. Die Stromerzeugungskosten der fossilen Energieträger steigen deutlich an, wobei die Kosten von Kohle und Öl-Kraftwerken verhältnismäßig stärker steigen als die von Gaskraftwerken, sodass letztere in der Merit Order nach vorne rücken. Insgesamt ist ein deutlicher Anstieg des Großhandels-Strompreises auf durchschnittlich über 100 EUR/MWh$_{el}$ zu beobachten. Hierdurch steigen die Einnahmen der KWK-Kraftwerke und die Einsatzzeiten der stromgeführten Gas-KWK-Kraftwerke.

Daraus resultiert ein hocheffizientes KWK-Potenzial von 19,9 TWh$_{th}$ pro Jahr und ein Anstieg der Erzeugung aus bestehenden KWK-Kraftwerken um 52%. Das ökonomische Fernwärmepotenzial steigt im Vergleich zum zentralen Szenario nur um 5,2%, wobei ein großer Anteil der Fernwärme in diesem Szenario über KWK erzeugt wird, die andere Technologien ersetzt. Durch den hohen Anteil an KWK und Biomasse ist das zusätzliche Fernwärme-Potenzial fast aller Regionen effizient. Das nicht erschlossene technische Potenzial liegt hauptsächlich in den Nebenregionen, da in Gebieten mit sehr geringen Wärmedichten trotz der stark verbesserten Voraussetzungen die dezentrale Versorgung aufgrund der hohen Netzkosten weiterhin kostengünstiger ist als die Versorgung über Fernwärme.

Eine Veränderung des **Gaspreises** wirkt sich auf die Brennstoffkosten der gasbetriebenen Wärmebereitstellungstechnologien aus. Des Weiteren wird der Strompreis über die geänderten Brennstoffkosten bei Gaskraftwerken beeinflusst. Bei einem niedrigen Erdgaspreis von 20 EUR/MWh sinkt der durchschnittliche Strompreis auf 41,9 EUR/MWh$_{el}$, bei einem hohen Erdgaspreis von 40 EUR/MWh steigt er auf durchschnittlich 50,2 EUR/MWh$_{el}$.

Im **niedrigen Gaspreis-Szenario** steigt der Anteil des ökonomischen Potenzials nicht effizienter Fernwärme. Das zusätzliche ökonomische Fernwärme-Potenzial beträgt insgesamt 48,6 TWh$_{th}$ pro Jahr. Dieser Anstieg beruht weitestgehend auf einem Anstieg des Fernwärmepotenzials in Nebenregionen, da der niedrige Erdgaspreis zu einer Besserstellung des zentralen Gasboilers gegenüber dem im zentralen Szenario kostengünstigen dezentralen Biomasse-Boiler führt. Der vermehrte Einsatz von Erdgas in den Nebenregionen reduziert den Anteil der effizienten Fernwärmenetze in den Nebenregionen. Darüber hinaus steigt das ökonomische KWK-Potenzial, da die sinkenden Brennstoffkosten je erzeugter Einheit Wärme bei Gas-KWK aufgrund des geringen thermischen Wirkungsgrads zu einer stärkeren Kostenreduzierung als bei Gasboilern führen. Durch das daraus resultierende erhöhte KWK-Potenzial in den Hauptregionen stiegt hier jedoch die Anzahl der effizienten Fernwärmenetze. Dabei ist zu vermerken, dass die Preisunterschiede zwischen dem zentralen Gasboiler und der Gas-KWK-Anlagen teilweise sehr gering sind, sodass die Ergebnisse stark sensitiv auf geringe Brennstoffpreisunterschiede reagieren.

Im **hohen Gaspreis-Szenario** bleibt der Anteil des ökonomischen Fernwärme–Potenzials im Vergleich zum zentralen Szenario weitgehend gleich. Durch die höheren Erzeugungskosten bei gasbefeuerten Technologien steigt jedoch das Potenzial der Biomasse-Technologien, wodurch der Anteil der effizienten Fernwärmeversorgung steigt. Die steigenden Brennstoffkosten der Gaskraftwerke führen des Weiteren zu einem ökonomischen Biomasse-KWK Potenzial, sodass der Anteil der KWK am Gesamtenergiebedarf trotz sinkender Erzeugung aus bestehenden Gas-KWK steigt.

Im Szenario **hohe Effizienz** sinkt der Gesamtwärmebedarf aufgrund des sinkenden Wärmebedarfs der Gebäude. Über den Anschlussgrad von 90% resultiert ein geringerer Bedarf je Region, der mit Fernwärme versorgt werden kann. In manchen Regionen liegt somit der Gesamtwärmebedarf in diesem Szenario unterhalb des ermittelten ökonomischen Potenzials im zentralen Szenario. Daraus ergibt sich ein insgesamt niedrigeres ökonomisches Fernwärme-Potenzial. Der Anteil der Fernwärme am Gesamtwärmebedarf bleibt jedoch weitgehend konstant bei ungefähr 65%.

Die **Sensitivität der Primärenergieeinsparungen** im Bereich Haushalte und Gewerbe gegenüber den betrachteten Szenarien ist Tabelle 6-9 zu entnehmen.

Tabelle 6-9: Primärenergieeinsparungen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme im Bereich Haushalte und Gewerbe in GWh Primärenergie pro Jahr

Region	Zentral	Hoher CO_2-Preis	Niedr. Gaspreis	Hoher Gaspreis	Niedr. Anschlussrate	Hohe Effizienz
Wien	-340	12.470	10.570	-310	200	-80
Graz	-10	1.640	1.380	-50	90	40
Linz	590	1.050	950	650	330	430
Salzburg	30	1.220	1.020	0	50	60
Innsbruck	-120	1.650	1.390	-120	-30	-100
Dornbirn	-50	1.480	1.240	-80	40	-30
Klagenfurt	-90	1.320	1.100	-80	-40	-80
restl. Hauptregionen	-80	7.430	5.980	-80	170	-20
Nebenregionen	-1.180	2.090	-430	-1.900	530	-800

Die Primärenergieeinsparungen im hohen CO_2-Preis- und im niedrigen Gaspreis-Szenario liegen hierbei deutlich über den Einsparungen im zentralen Szenario. In beiden Szenarien liegt das ökonomische Potenzial für KWK am höchsten. Insbesondere durch die Verdrängung von fossilen Stromkraftwerken durch die gemeinsame Erzeugung von Wärme und Strom mit einer hohen Gesamteffizienz entstehen verhältnismäßig hohe Primärenergieeinsparungen. Insbesondere in Wien sind aufgrund eines sehr hohen ökonomischen KWK-Potenzials und dem im Vergleich zu anderen Regionen hohen Wärmebedarfs hohe Primärenergieeinsparungen zu verzeichnen. In den Nebenregionen liegt das ökonomische Potenzial für KWK aufgrund der niedrigeren Wärmedichte und des geringeren Bedarfs an zusätzlicher zu installierender Leistung deutlich niedriger, wodurch nur geringe bzw. keine Primärenergieeinsparungen im hohen CO_2-Preis- bzw. niedrigen Gaspreis-Szenario entstehen.

Die **Sensitivität der Einsparungen an klimarelevanten Gasen** im Bereich Haushalte und Gewerbe gegenüber den betrachteten Szenarien ist Tabelle 6-10 zu entnehmen.

Tabelle 6-10: Vermiedene CO_2-Emissionen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme im Bereich Haushalte und Gewerbe in Tausend tCO_2e pro Jahr

Region	Zentral	Hoher CO_2-Preis	Niedr. Gaspreis	Hoher Gaspreis	Niedr. Anschlussrate	Hohe Effizienz
Wien	-30	8.730	7.120	-20	80	20
Graz	40	1.150	930	70	20	50
Linz	110	520	430	120	70	90
Salzburg	30	850	690	50	20	30
Innsbruck	-20	1.160	940	-10	0	-10
Dornbirn	10	1.070	860	40	30	10
Klagenfurt	0	940	750	10	10	10
restl. Hauptrg.	310	5.310	4.080	410	140	290
Nebenregionen	3.180	6.220	2.430	3.940	830	3.200

Die Einsparungen an klimarelevanten Gasen ergeben in den Szenarien ein ähnliches Bild wie die Primärenergieeinsparungen, da sich die Höhe des Primärenergieverbrauchs auf die Emissionen auswirkt. Deutlich zeigen sich allerdings die Auswirkungen des Einsatzes regenerativer Energieträger. Insbesondere durch den hohen Anteil Biomasse in den Nebenregionen ergeben sich in allen Szenarien positive, verhältnismäßig hohe Einsparungen. Einsparungen können hierbei auch im zentralen Szenario, sowie dem hohen Gaspreis- und hohem Effizienz-Szenario verzeichnet werden trotz des höheren Primärenergieverbrauchs.

6.8.3 Sensitivität der Ergebnisse der Potenzialanalyse in der Industrie

Abbildung 6-11 stellt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in der Industrie grafisch dar. Das zusätzliche ökonomische KWK-Potenzial über alle Sektoren wird der Erzeugung aus Bestands-KWK für jedes Sensitivitätsszenario gegenübergestellt.

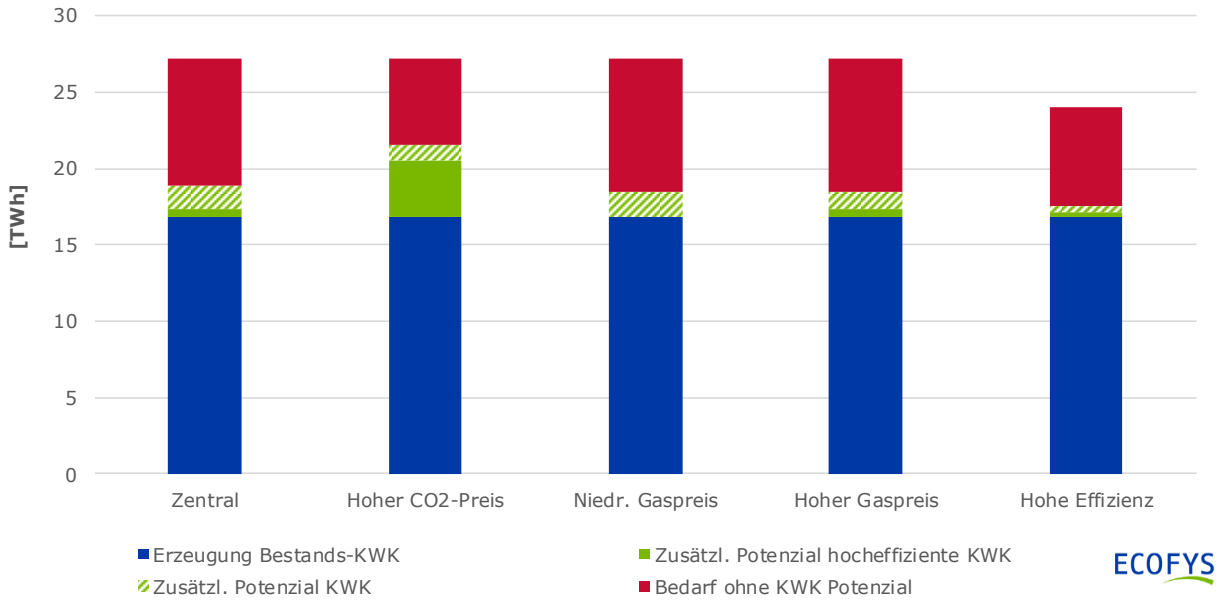

Abbildung 6-11: Sensitivität des KWK-Potenzials in der Industrie gegenüber den untersuchten Parametern

Bei einem **hohen CO2 Preis** von 100 EUR/tCO_2 steigt das KWK-Potenzial in der Papier- und Zellstoff- sowie der Chemie-Industrie. Durch den steigenden CO_2-Preis steigt der Großhandels-Strompreis, sodass KWK-Anlagen höhere Stromerlöse generieren können. Dies betrifft insbesondere KWK-Anlagen mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad, wie GuD-Kraftwerke. Hierdurch erlangen GuD-Kraftwerke in der Papier- und Zellstoffindustrie in den Betrieben einen Kostenvorteil gegenüber Gasboilern und erhöhen das KWK-Potenzial in diesem Industriesektor auf 100%. Darüber hinaus haben GuD-Kraftwerke ein ökonomisches Potenzial in der Chemie-Industrie. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs der Chemie-Industrieunternehmen ist ein deutlicher Zuwachs an KWK-Potenzial im hohen CO_2-Preis Szenario zu verzeichnen. Durch den steigenden Einsatz von Technologien mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad gilt der Großteil des Potenzials als Hocheffizient.

Die Sensitivitätsszenarien mit einer Änderung des Gaspreises zeigen nur in der Holzindustrie Auswirkungen auf das ökonomische KWK-Potenzial. Bei einem **niedrigen Gaspreis** von 20 EUR/MWh sinkt das ökonomische KWK-Potenzial, da im Sektor der Plattenherstellung ein Wirbelschichtkessel zur reinen Wärmeerzeugung ökonomischer ist als der Einsatz von eines Wirbelschichtkessels mit Dampfturbine, wie im zentralen Szenario ermittelt. Dies liegt insbesondere an dem leicht niedrigeren Strompreis durch den niedrigen Erdgaspreis. Im Sektor der Holzverarbeitung mit niedrigen Volllaststunden steigt hingegen das ökonomische KWK-Potenzial, da hier der Einsatz von Kesseln mit Dampfturbinen aufgrund des niedrigen Erdgaspreises und der geringen Investitionskosten am kostengünstigsten ist.

Im **hohen Gaspreis** Szenario mit einem Erdgaspreis von 40 EUR/MWh liegt das ökonomische KWK-Potenzial ebenfalls leicht unterhalb des KWK-Potenzials im zentralen Szenario. Aufgrund der hohen Brennstoffkosten für Erdgas werden in der Holzindustrie ausschließlich Biomasse-befeuerte Anlagen genutzt. Sowohl in der Plattenherstellung als auch in der Holzverarbeitung ist der Einsatz von KWK-Anlagen ganz bzw. in Teilen des Sektors am kostengünstigsten.

Im **hohen Effizienz** Szenario liegt der Wärmebedarf niedriger als im zentralen Szenario. In der Papier- und Zellstoff-Industrie steigt der Bedarf nur noch geringfügig gegenüber dem aktuellen Wärme-

bedarf. Die geringfügig mehr anfallende Menge Schwarzlauge kann in bestehenden Laugenkesseln mit Dampfturbine mitverbrannt werden. Gas-befeuerte KWK-Technologien weisen darüber hinaus bei der geringen benötigten zusätzlichen Leistung in diesem Szenario in der Papier- und Zellstoffindustrie kein ökonomisches Potenzial auf. In der Holzindustrie ergeben sich keine Unterschiede der kostengünstigsten Technologien. Durch den verstärkten Rückgang des Wärmebedarfs im Vergleich zum zentralen Szenario liegt das absolute KWK-Potenzial 9% niedriger.

Die **Sensitivität der Primärenergieeinsparungen** in der Industrie gegenüber den betrachteten Szenarien ist Tabelle 6-11 zu entnehmen.

Tabelle 6-11: Primärenergieeinsparungen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie in GWh Primärenergie pro Jahr

Sektor	Zentral	Hoher CO_2-Preis	Niedr. Gaspreis	Hoher Gaspreis	Hohe Effizienz
Papier und Zellstoff	0	1.086	0	0	0
Holzindustrie	253	253	0	256	195
Chemie	0	2.932	0	0	0
Lebensmittelindustrie	0	0	0	0	0
Maschinenbau	0	0	0	0	0
Fahrzeugbau	0	0	0	0	0

In der Papier- und Zellstoffindustrie ergeben sich durch den Einsatz von GuD-Kraftwerken im hohen Co_2-Preis Szenario Primärenergieeinsparungen. In allen anderen Szenarien basiert das ökonomische KWK-Potenzial auf dem Einsatz von Laugenkesseln mit Dampfturbine, sodass keine Primärenergieeinsparungen ausgewiesen werden.

In der Holzindustrie liegen die Primärenergieeinsparung weitestgehend konstant über alle Szenarien. Nur bei dem betrachteten niedrigen Erdgaspreis sinken die Primärenergieeinsparungen in diesem Sektor aufgrund des starken Rückgangs des ökonomischen KWK-Potenzials.

Im hohen CO_2-Preis-Szenario besteht des Weiteren ein ökonomisches Potenzial für KWK in der Chemie, welches zu deutlichen Primärenergieeinsparungen führt, sodass die Einsparungen im hohen CO_2-Preis Szenario fast 17 mal höher als im zentralen Szenario sind.

Die **Sensitivität der Einsparungen an klimarelevanten Gasen** in der Industrie gegenüber den betrachteten Szenarien ist Tabelle 6-12 zu entnehmen. In der Papier- und Zellstoffindustrie können durch den Einsatz von Schwarzlauge erhebliche Einsparungen an klimarelevanten Gasen erzielt werden. Im zentralen Szenario entfallen somit ca. zwei Drittel der vermiedenen Emissionen auf die Papier- und Zellstoffindustrie. In der Holzindustrie und der Chemieindustrie treten die vermiedenen Emissionen entsprechend den Primärenergieeinsparungen auf, wobei der Einfluss der Chemie im hohen CO_2-Szenario durch die verhältnismäßig hohen Einsparungen beim Einsatz von Biomasse in der Holzindustrie geringer ist.

Tabelle 6-12: Vermiedene CO_2-Emissionen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie in Tausend tCO_2e pro Jahr

Sektor	Zentral	Hoher CO_2-Preis	Niedr. Gaspreis	Hoher Gaspreis	Hohe Effizienz
Papier und Zellstoff	500	1.110	500	500	0
Holzindustrie	280	280	0	280	210
Chemie	0	1.650	0	0	0
Lebensmittelindustrie	0	0	0	0	0
Maschinenbau	0	0	0	0	0
Fahrzeugbau	0	0	0	0	0

7 Hemmnisse und nicht quantifizierte Aspekte

Für die Interpretation der Ergebnisse der technischen und ökonomischen Potenzial-Analyse und Bewertung in diesem Bericht ist es wichtig zu berücksichtigen, dass eine Vielzahl an Hemmnissen existieren, aufgrund derer die Erschließung auch ökonomischer Potenziale unter Umständen nicht erfolgt. Darüber hinaus konnten einige Faktoren und Aspekte nicht in die quantitative Bewertung mit aufgenommen werden, wie z.B. der ökonomische Wert verschiedener Technologien als Hedging-Instrumente zur Reduktion ökonomischer Risiken oder die Bewertung von Luftschadstoffen. Dieses Kapitel führt diese Aspekte und Hemmnisse an und diskutiert mögliche Implikationen.

7.1 Analyse der Hemmnisse

In diesem Kapitel werden die Hindernisse, die der Verwirklichung des Potenzials hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälte entgegenstehen können, und allfällige Vorschläge zur Steigerung des Anteils von KWK, Fernwärme und Fernkälte diskutiert.

7.1.1 Einflussfaktoren auf das ökonomische Potenzial und daraus resultierende Hemmnisse

Im Rahmen der ökonomischen Potenzialanalyse (siehe Kapitel 6) wurde der kostengünstigste Technologiemix für die Wärme- und Kältebereitstellung im Bereich Haushalte und Gewerbe ermittelt und darauf aufbauend das ökonomische Potenzial für KWK und Fernwärme berechnet. Des Weiteren wurde das ökonomische Potenzial der KWK in der Industrie ermittelt.

Die Ergebnisse wurden in Abschnitt 6.8 auf die Sensitivität gegenüber folgenden Eingangsparametern überprüft:

- Anschlussgrad,
- CO_2-Preis,
- Gaspreis und
- Nachfrage (Effizienzszenario).

Indirekt wurde dabei auch eine Änderung des Strompreises in den Szenarien veränderter CO_2- und Gaspreise betrachtet.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere der Anschlussgrad das ökonomische Potenzial für Fernwärme beeinflusst. In Österreich stehen die Fernwärmenetze dabei insbesondere in Konkurrenz zu bestehenden Gasnetzen. Darüber hinaus werden Bestandsgebäude in der Regel erst nach Ende der technischen Lebensdauer der bestehenden objektbezogenen Wärmebereitstellungstechnologie an ein Fernwärmenetz angeschlossen, sodass der Anschlussgrad mit Bestand des Netzes erst langsam zunimmt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Anschluss von Gebäuden ohne zentrale Wärmeverteilung an zusätzliche Hürden stößt. Der häufig niedrige Anschlussgrad bei Inbetriebnahme eines Fernwärmeprojektes und die unsichere Entwicklung kann die Umsetzung des ökonomischen Potenzials maßgeblich hemmen, da der Fernwärmebetreiber mit einer zum Teil stark verzögerten und unsicheren Rückzahlung der Investition in das Wärmenetz konfrontiert ist.

Darüber hinaus wirken sich der CO_2-Preis und die Brennstoffpreise auf das ökonomische Potenzial, insbesondere der KWK, aus. Brennstoffpreisentwicklungen wirken sich dabei direkt (Gas und Biomasse) oder indirekt über den Strommarkt (Kohle) auf das ökonomische Potenzial der KWK und der Fernwärme aus. Ein Anstieg des CO_2-Preises von 100 EUR/tCO_2 würde neben den betrachteten Auswirkungen auch die Investitionen in Technologien im Stromsektor beeinflussen, welche im Rahmen des Strompreismodells nicht berücksichtigt wurden. Insbesondere eine Zunahme an erneuerbaren Energien wäre zu erwarten, die im Strommarkt bevorzugt eingesetzt werden. Darüber hinaus wären Auswirkungen auf die Energienachfrage zu erwarten.

Neben den aufgeführten variierten Eingangsparametern existieren weitere Faktoren, die einen Einfluss auf das ökonomische Potenzial haben können.

Die Wärmebereitstellung über Fernwärme erfolgt **leitungsgebunden** und ist abhängig vom lokalen Wärmebedarf. Im Gegensatz zum Stromsektor erfolgt die zentrale Wärmebereitstellung für einen kleinen Markt und ist somit von stärkeren Unsicherheiten und Risiken geprägt. Strukturelle Veränderungen vor Ort können die die Wärmedichte und darüber die spezifischen Verteilnetzkosten beeinflussen. Insbesondere für die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen besteht somit das Risiko, dass die lokale Nachfrage vor Ort sinkt bzw. sich strukturell verändert (z.B. Lastspitzen). Dieser Faktor beeinflusst die Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber und damit die Umsetzung des ökonomischen Potenzials. Darüber hinaus besteht durch die Leitungsgebundenheit die Abhängigkeit von lokalen Preisrestriktionen. In einzelnen Regionen in Österreich ist der Fernwärmepreis vom Betreiber nicht frei wählbar. Hierbei muss er sich an die Vorgaben der Region richten, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb des Kraftwerks und des Fernwärmenetzes aufgrund zu geringer Wärmeeinnahmen gegebenenfalls nicht möglich ist. Darüber hinaus besteht das langfristige Risiko, dass unerwartete steigende Erzeugungskosten nicht durch eine Erhöhung des Fernwärmepreises gedeckt werden können.

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ist stark abhängig von der Entwicklung des Strommarktes. Bei ausreichend strommarktseitigen Anreizen werden KWK-Anlagen **stromgeführt** betrieben. Dies setzt voraus, dass die Fernwärmebereitstellung über Back-up Kapazitäten gedeckt und/oder über Speicher flexibel erfolgen kann, um die Wärmenachfrage jederzeit zu decken. Ohne ein vollständiges Back-up müssen KWK-Anlagen auch bei niedrigen oder gar negativen Strompreisen bei zeitgleich hoher Wärmenachfrage die Kraftwerke betrieben werden. Eine mögliche Zunahme der Zeiten mit niedrigen oder negativen Strompreisen erhöht das Risikodieser unwirtschaftlichen Betriebsweise.. Die Erhöhung der Back-Up Kapazität oder auch thermischen Speichern kann hierbei insbesondere unter der Zunahme von Preisfluktuationen an Bedeutung gewinnen. Das wirtschaftliche Verhältnis von KWK-Kraftwerkskapazität zu Back-Up Kapazität kann sich in der Zukunft ändern und ist stark abhängig von der Entwicklung des Strommarktes. Die Entwicklung des Strompreises in Österreich ist hierbei stark durch den deutschen Markt beeinflusst.

Bei einem Überschuss an Strom, könnten **Power-to-Heat** Anlagen, also die Umwandlung von Strom in Wärme z.B. über Wärmepumpen oder Elektrodenkessel eine sinnvolle Ergänzung zu KWK-Anlagen darstellen.

Des Weiteren können **technische Restriktionen** der Kraftwerksparameter negativ auf das ökonomische Potenzial wirken. Insbesondere KWK-Kraftwerke müssen zunehmend flexibel auf Wärmenachfrage und Strompreis reagieren können. Aufgrund der relativ geringen Preisschwankungen des Strompreises und des Wärmebedarfs sind die Einschränkungen derzeit jedoch gering. Darüber hinaus bestehen hohe technische Anforderungen beim Kraftwerksbau bezüglich des Schadstoffausstoßes. Die Vermeidung oder Verminderung von Schadstoffemissionen stellt einen hohen Kostenfaktor beim

Kraftwerksbau dar und erhöht die Investitionskosten entsprechend. Dezentrale Wärmebereitstellungstechnologien müssen hingegen geringere Anforderungen erfüllen, sodass daraus tendenziell ein Kostenvorteil für dezentrale Technologien entsteht.

Das ökonomische Potenzial ist außerdem von der **Kostenentwicklung** anderer, konkurrierender Technologien abhängig. Im Wärmebereich sind jedoch die meisten Technologien in der fortgeschritten Entwicklung. Das größte Potenzial zur Kostenreduzierung weisen voraussichtlich Wärmepumpen und unter Umständen Solarthermie, auf.

7.1.2 Hemmnisse zur Umsetzung des ökonomischen Potenzials

Neben den Einflussfaktoren, die das ökonomische Potenzial reduzieren, bestehen Hemmnisse, die die Umsetzung des vorhandenen ökonomischen Potenzials begrenzen. Diese Hemmnisse können finanzieller und sozialer Natur sein.

Die Umsetzung wirtschaftlicher Vorhaben wird durch die **Investitionssicherheit** beeinflusst. Insbesondere große Vorhaben, wie die Installation eines Fernwärmenetzes oder der Bau eines großen zentralen Heiz(kraft)werks bieten Unsicherheiten einerseits in der nachhaltigen Wirtschaftlichkeit und andererseits in der Planungsbewilligung, die mehrere Jahre betragen kann. Die Lebensdauer dieser Projekte und somit der Planungshorizont sind sehr hoch, sodass die Projekte von der langfristigen, unsicheren Entwicklung verschiedener Parameter wie Brennstoffpreisen, Wärmebedarf und Strompreisen bei KWK-Anlagen stark beeinflusst werden. Im Wärmesektor ist die Marge in der Regel gering, sodass die Risiken der Projekte hoch sind. Dieses Risiko hemmt einerseits die Durchführung von Investitionen in Fernwärmenetze. Andererseits wird damit ebenso das ökonomische Potenzial der netzgebundenen KWK-Technologien gehemmt. Kleinere Kraftwerke haben den Vorteil, dass die Investitionssummen geringer sind und dadurch das Risiko begrenzt wird. Umgekehrt sprechen economies of scale für größere Kraftwerkseinheiten. Des Weiteren sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass das ökonomischen Potenzial basierend auf volkswirtschaftlichen Parametern, u.a. mit einem Zinssatz von 4% sowie unter Berücksichtigung von technischen Lebensdauern, ermittelt wurde. Zur betriebswirtschaftlichen Investitionsentscheidung werden wesentlich höhere Renditen angesetzt.

Ein weiterer Aspekt, der die Umsetzung des ökonomischen Potenzials hemmen kann, ist die **Akzeptanz** der Bevölkerung gegenüber den Vorhaben. Der Leitungsausbau eines bestehenden Fernwärmenetzes stellt hierbei in der Regel kein Hemmnis dar. Der Anschluss der Mehrheit neuer Abnehmer an das erweiterte oder neue Fernwärmenetz kann jedoch auf Ablehnung in der Bevölkerung stoßen. Der Anschluss an ein Fernwärmenetz wird von manchen Abnehmern als Abhängigkeitsverhältnis gegenüber der netzgebundenen Versorgung empfunden. Des Weiteren kann der Anschluss potenziell abgelehnt werden, wenn die genutzte dezentrale Versorgung noch nicht an dem Ende der technischen Lebensdauer ist. Des Weiteren wird die Errichtung neuer (insbesondere fossiler) Kraftwerke zunehmend von der Bevölkerung abgelehnt. Die notwendige Nähe des Kraftwerks zu den Verbrauchern verstärkt den zu erwartenden Widerstand gegenüber entsprechenden Vorhaben.

Die zentrale Wärmebereitstellung über ein Fernwärmenetz führt – wie auch bei anderen netzgebundenen Technologien – zur gegenseitigen **Abhängigkeit der beteiligten Parteien** und damit zu einem potenziellen Risiko für alle Beteiligten. Diese Abhängigkeit führt zur Notwendigkeit einer Vertrauensbasis auf der die Zusammenarbeit erfolgen kann. Dies ist jedoch nicht nur auf der Ver-

brauchseite von Relevanz, sondern insbesondere auch im Fall von industrieller Abwärmebereitstellung. Oft ist die Nutzung industrieller Abwärme nicht möglich, da diese Vertrauensbasis fehlt.

Für die Wärmebereitstellung durch industrielle Abwärme treten des Weiteren gesonderte Hemmnisse auf. Durch die **Prozessgebundenheit der Abwärme** können Effizienzsteigerungen im Prozess direkt das Potenzial der Abwärme reduzieren. Hierbei stellt sich die Frage der Länge der Verfügbarkeit der industriellen Abwärme für die Wärmebedarfsdeckung über ein Fernwärmenetz. Neben Effizienzsteigerungen können betriebswirtschaftliche Faktoren die Auslastung des Prozesses und damit die Wärmemenge reduzieren.

7.1.3 Internationale gesetzliche Rahmenbedingungen zur Förderung der Umsetzung des ökonomischen Potenzials

Die Europäische Kommission hat über verschiedene Richtlinien Ziele für die Europäische Union bezüglich Energieeffizienz und dem Anteil erneuerbarer Energien ausgegeben. Die Festsetzung von Maßnahmen und Instrumenten zur Zielerreichung wird den Mitgliedsstaaten meist selbst überlassen. Die von den Mitgliedsstaaten umgesetzten Maßnahmen und Instrumente wirken sich hierbei auf den Anteil der Fernwärme und der KWK am Gesamtenergiebedarf aus. Darüber hinaus haben einzelne Länder weitergehende gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen, die die Umsetzung des ökonomischen Potenzials der Fernwärme und KWK fördern.

Auf **europäischer Ebene** legt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) fest, dass bis 2020 der Endenergieverbrauch der EU zu 20% aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll (15,5% im Wärme-/Kältesektor), wobei den Mitgliedsstaaten individuelle Ziele auferlegt werden.

Die Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie (2010/31/EU) legt Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von Neugebäuden und Bestandsgebäuden bei größeren Renovierungsarbeiten fest. Hierbei müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass die dezentrale Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen, Kraft-Wärme-Kopplung, Fernwärme und –kälte sowie Wärmepumpen berücksichtigt werden. Darüber hinaus müssen die Mitgliedsstaaten gewährleisten, dass ab dem 1.1.2021 alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude, d.h. Gebäude mit einem nahe Null liegenden Energiebedarf, sind. Der geringe Energiebedarf soll hierbei zu einem wesentlichen Teil durch dezentral oder in der Nähe erzeugter Energie aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Hierdurch können sich Auswirkungen auf den regionalen Energiebedarf, das Nachfragelastprofil und den Anteil erneuerbarer Energien ergeben.

Die EU-Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) beinhaltet Maßnahmen zur Zielerreichung der beschlossenen Reduzierung des Primärenergieverbrauchs um 20% gegenüber länderspezifischen Projektionen bis 2020 in der EU. Die Mitgliedsstaaten werden verpflichtet, 1,5% des durchschnittlichen Endenergieabsatzes von 2010-2012 Verpflichtung der Mietgliedstaaten von 2014 bis 2020 jährlich 1,5% des durchschnittlichen Endenergieabsatzes von 2010 bis 2012 einzusparen. Die hierfür erforderlichen Instrumente und Maßnahmen können von den Mitgliedsstaaten selbst gewählt werden.

Deutschland hat gemäß der Erneuerbare-Energie-Richtlinie Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) festgelegt. Das EEWärmeG schreibt einen Mindestanteil von erneuerbaren Energien im Neubau vor. Der Anteil variiert hierbei nach der genutzten Energiequelle. Der Anteil der Wärmebedarfsde-

ckung muss bei der Nutzung solarer Strahlungsenergie 15%, gasförmiger Biomasse 30% und bei flüssiger und fester Biomasse sowie Geothermie und Umweltwärme 50% betragen.

Als Ersatzmaßnahme kann der Wärme- oder Kälteenergiebedarf ebenfalls zu 50% aus Abwärme oder zu 50% aus einer hocheffizienten KWK-Anlagen bezogen werden. Darüber hinaus gilt die Deckung des Wärmebedarfs über Fernwärme als Alternative, wenn ein wesentlicher Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien, 50% aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme, 50% aus KWK-Anlagen oder 50% aus einer Kombination dieser stammt. Die Nutzung von Fernwärme und KWK-Anlagen stellt somit bei Einhaltung der geforderten Kriterien eine Option dar, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Die Anforderungen wirken sich insbesondere negativ auf das ermittelte ökonomische Potenzial für dezentrale und dezentrale Gasboiler aus, da diese die Kriterien nicht bzw. nur in Kombination mit anderen Technologien erfüllen. Für Fernwärmenetze wird darüber hinaus der Anreiz geschaffen Technologien zu integrieren, deren Nutzung für die Bewertung als effizientes Fernwärmenetz vorausgesetzt wird, um Neubauten an das Fernwärmenetz anzuschließen.

Darüber hinaus fördert Deutschland Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energie im Wärmemarkt. Über das 2015 neu gestaltete Marktanreizprogramm mit einem Volumen von 300 Mio. pro Jahr wird hauptsächlich die Modernisierung bestehender Gebäude und gewerblicher und industrieller Prozesse gefördert. Hierbei werden einerseits Investitionen in kleinere Anlagen in Privathaushalten und Unternehmen bezuschusst und andererseits zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für große gewerbliche Anlagen bereit gestellt. Gefördert werden hierbei erneuerbare Energien Anlagen und Wärmenetze, die mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden.

Dänemark gehört weltweit zu den Ländern mit dem höchsten Anteil der Fernwärmeversorgung am Wärmebedarf. 63% aller Wärmeverbraucher werden mit Fernwärme versorgt und 52% der Fernwärme stammt aus erneuerbaren Energien (Dansk Fjernvarme, 2014). Darüber hinaus werden 72% der Fernwärme in KWK-Anlagen erzeugt (Danish Energy Agency, 2015). Der hohe Anteil der Fernwärme resultiert aus einer hohen Unterstützung der Kommunen. Fernwärme wird hierbei wie die Versorgung der Verbraucher mit Wasser, Müllentsorgung und anderen Dienstleistungen als integraler Bestandteil der urbanen Versorgung angesehen.

Die Kommunen müssen nach §4 ”Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive Varmeforsyningsanlæg” einen Plan für die Wärmeversorgung in der Gemeinde aufstellen. Die Installation von Fernwärme- und Erdgasnetz wird hierbei nach §7 ausgeschlossen. Nach §1 des Wärmeversorgungsgesetzes („Bekendtgørelse af lov om varmeforsyning”) ist bei der Erstellung des Plans für die Wärmeversorgung die volkswirtschaftlich vorteilhafteste Variante zu bestimmen und umzusetzen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Dänemark fossile Energieträger stark besteuert, sodass der Einsatz von auf erneuerbaren Energien basierten Technologien zunimmt.

Fast alle Fernwärmeunternehmen Dänemarks sind in der Hand der Verbraucher, entweder direkt durch Verbrauchergenossenschaften oder indirekt über die Kommune. Der Gewinn der Unternehmen wird dabei entweder am Jahresende direkt oder über geringere Wärmepreise im Folgejahr an die Verbraucher weitergegeben. Die hohe Investitionssicherheit der Ausbauvorhaben durch die stabile politische Lage im Wärmesektor und Übernahme der Kreditbürgschaft durch die Kommunen (auch für Verbrauchergenossenschaften) ermöglichen die Finanzierung der Vorhaben unter günstigen Bedingungen (DBDH 2015). Darüber hinaus legt das Wärmeversorgungsgesetz fest, dass der Gemeinderat für ein bereits bewilligtes Fernwärmeprojet einen Anschlusszwang für Neubauten und unter Berücksichtigung der technischen Lebensdauer auch für Altbauten durchsetzen kann.

Die Betrachtung internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen zeigt, dass einerseits nationale Gesetze implementiert werden, um die Vorgaben der EU zu erfüllen. Andererseits gehen die nationalen Gesetze teilweise weit über die Vorgaben hinaus und fördern die Umsetzung einzelner Aspekte der Wärmeversorgung, wie zum Beispiel den Einsatz von Fernwärme oder erneuerbaren Energien. Die Staaten setzen bei der zielgerichteten Gestaltung des Wärmesektors auf gesetzliche Vorgaben, finanzielle Förderungen zur Unterstützung einzelner Technologien oder die Besteuerung einzelner Energieträger. Dabei wird zumeist nicht der Einsatz individueller Technologien gefördert, sondern ein Portfolio verschiedener Wärmebereitstellungstechnologien.

7.2 Nicht quantifizierte Aspekte der Fernwärme- und Kälteversorgung

Zusätzlich zu den Parametern zur Ermittlung des ökonomischen Potenzials ergeben sich aus der Bereitstellung von Wärme und Kälte über zentrale Netze weitere vorwiegend positive Effekte, die in den Rechnungen aufgrund großer Unsicherheiten nicht quantifiziert wurden. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

7.2.1 Bereitstellung von Flexibilität zur Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energieträger

Durch die Interaktion der Fernwärmebereitstellung mit den Geschehnissen am Strommarkt ergeben sich Synergien, welche die Integration von Erneuerbaren Energien unterstützen können. So können etwa durch Elektroboiler bzw. Wärmepumpen zukünftige kurzfristige Überschüsse durch PV bzw. Winderzeugungsspitzen zur Bereitstellung von Wärme genutzt werden. Dies reduziert die Wärmebereitstellungskosten und steigert die Marktwerte erneuerbarer Energien am Strommarkt. Dazu können KWK Technologien Strom in Zeiten geringerer Einspeisung effizient bereitstellen und tragen ebenfalls zur Deckung der Spitzenlast bei. Dazu kann über den Kraftwerkspark der Fernwärme auch Regelenergie zur Spannungshaltung bereitgestellt werden. Zwar können all diese Vorteile prinzipiell auch durch dezentrale Technologien (Mikro KWKs, dezentrale Wärmepumpen etc.) erreicht werden, allerdings steht meist jeweils nur eine Technologie zur Deckung der individuellen Wärmelast zur Verfügung (weitaus geringere Flexibilität) und die Steuerung der Technologien orientiert sich bislang meist nicht an den Gegebenheiten am Strommarkt.

Diese Aspekte konnten im Rahmen dieser Studie nicht zur Gänze quantifiziert werden, was bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen ist.

7.2.2 Fernwärme als Hedging Instrument: Geringeres Preisrisiko durch Diversifizierung der Bereitstellungstechnologien

Stehen in einem Wärmenetz mehrere Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung verringert sich dadurch das Preisrisiko für den Kunden im Vergleich zur dezentralen Wärmebereitstellung. Steigt etwa der Gaspreis, so könnte die Preissteigerung durch den vermehrten Einsatz von Wärmpumpen verringert werden, sodass nicht die volle Preissteigerung des Primärenergieträgers auf die Wärmebereitstellungskosten durchschlagen. Bei dezentraler Erzeugung mit nur einer Wärmebereitstellungstechnologie ist dies nicht möglich und die Kosten steigen bzw. sinken proportional zum Energieträgerpreis. Insgesamt ist dadurch die dezentrale Wärmebereitstellung einem höheren Preisrisiko ausge-

setzt. Dies gilt natürlich nur, wenn mehrere Technologien mit unterschiedlichen Brennstoffarten zur Wärmebereitstellung in Wärmenetzen zur Verfügung stehen.

Die genaue Analyse von Risiko-Aspekten war nicht Gegenstand dieses Projekts. Diese Aspekte konnten daher im Rahmen dieser Studie nicht zur Gänze quantifiziert werden, was bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen ist.

7.2.3 Luftschadstoffe

Der Ausstoß von Luftschadstoffen (Feinstaub (PM10), Stickstoffdioxid (NO2), Schwefeldioxid (SO2), Kohlenmonoxid (CO)) wurde in dieser Potenzialerhebung weder in der Ermittlung der technischen Potenziale noch in der ökonomischen Analyse quantifiziert und fließt somit nicht in den Kostenvergleich zwischen zentralen und dezentralen Technologien ein. Vor allem in den im Immissionsschutzgesetz-Luft definierten kritischen Gebieten ist der Einsatz von dezentralen Biomasse Heizungen und generell in Ballungszentren kritisch einzustufen. Die spezifischen Emissionen von größeren Anlagen in Wärmenetzen sind bei entsprechenden Betriebsweisen und Abgasfiltern signifikant geringer. Damit kann der Ausbau von Wärmenetzen in diesen Regionen zu einer Entschärfung der Luftschadstoffproblematik beitragen. (siehe dazu Gössl et. al. 2013) Dazu ist hinzuzufügen, dass auch Wärmepumpen, der Einsatz von Solarthermie und effiziente gasbefeuerte Brennwertkessel Luftschadstoffe reduzieren können.

Diese genauere vergleichende Analyse von Luftschadstoffemissionen war nicht Gegenstand dieses Projekts. Diese Aspekte konnten daher im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden, was bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen ist.

8 Literaturverzeichnis

Agrar Plus (2014). Heizwerte/-äquivalente, verfügbar unter http://www.agrarplus.at/heizwerte-aequivalente.html

Amann et. al. (2009). „Entwicklungspotenziale für Fernwärme und Fernkälte in Österreich - Beiträge des Fernwärme- und Fernkälteausbaus zu Klimaschutz und Energieeffizienzsteigerung". Christof, Georg Benke, und Klemens Leutgöb. Endbericht. Wien: e7 Energie Markt Analyse, 2009

Blesl (2002). Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Dissertation an der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2002. ISSN 0938-1228; verfügbar unter: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2002/1193/pdf/FB92.pdf

Blesl (2008). Wärmeatlas Baden-Württemberg (No. FZKA-BWPLUS) Blesl, M., Kempe, S., Ohl, M., Fahl, U., König, A., Jenssen, T., Eltrop, L., 2008. Verfügbar unter: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2009/4840/pdf/Waermeatlas_BW.pdf

Büchele (2013). Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks - Beispielregion Wien. TU Wien, Verfügbar unter: http://www.ub.tuwien.ac.at/dipl/2013/AC11186529.pdf

Büchele et. al. (2015). Typologie von Wärme-und Kältebedarfs-und Angebotsregionen in Österreich, Konferenzbeitrag, IEWT 2015, Wien, Verfügbar unter: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_273_Buechele_Richard_12-Feb-2015_1:11.pdf

Danish Energy Agency (2015). Energy Statistics 2013

Dansk Fjernvarme (2014). Statistik 2013/2014 – Benchmarking 2014

DBDH (2015). District Heating in Denmark. Danish Board of District Heating, verfügbar unter http://dbdh.dk/dhc-in-denmark/, (abgerufen am 11.06.2015)

dlv (2015). Österreich: Preisentwicklung bei Nadelschnittholz und Sägenebenprodukte. Deutscher Landwirtschaftsverlag GmbH, verfügbar unter http://www.forstpraxis.de/oesterreich-preisentwicklung-bei-nadelschnittholz-und-saegenebenprodukte

Durchführungsbeschluss (2011/877/EU), Durchführungsbeschluss der Kommission vom 19. Dezember 2011 zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Entscheidung 2007/74/EG der Kommission (Bekanntgegeben unter Aktenzeichen K(2011) 9523) - LexUriServ.do". Zugegriffen 24. Juni 2015. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:343:0091:0096:DE:PDF.

EEX, Market Data Natural Gas, https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/

enova (2009). Nutzung von Abwärme in der norwegischen Industrie - Eine Potentialstudie.

Eurostat (2015). Preise Gas und Elektrizität, ab 2007 — jährliche Daten.

E-Control (2012a). Bestandsstatistik, Engpassleistung nach Größenklassen und Engpassleistung nach Kraftwerkstypen, e-control 2012, verfügbar unter: http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik (abgerufen am 9.10.14).

E-Control (2012b). Betriebsstatistik, Kennzahlen der Wärmekraftwerke mit und ohne KWK – Jahresentwicklung, e-control 2012, verfügbar unter http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen (abgerufen am 8.9.14).

Erdmann (2010). „Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland", Studie der TU Berlin; verfügbar unter: https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Sonstiges/2010_KWK_Studie_Langversion_FGEnsys_TUBerlin.pdf

Fachverband Gas Wärme (2013). Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2013, verfügbar unter: http://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zahlenspiegel_fw2013.pdf (abgerufen am 13.9.14)

Fenz (2015). Erweiterung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Strom-, Wärme- und Kälteversorgung mit Fokus auf Fernwärmeausbau und CO2-Emissionen - Beispielregionen Graz und Salzburg. Diplomarbeit im Rahmen des Projektes, TU Wien, 2015. Verfügbar unter: http://www.ub.tuwien.ac.at/dipl/2015/AC12248548.pdf

Fleiter et.al.(2013). Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente, ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale." Fraunhofer-Verl, Stuttgart. Fleiter, T., Schlomann, Barbara, Eichhammer, Wolfgang (Eds.), 2013. Verfügbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf

Grech und Stoiber(2014). „Bericht über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen - Berichtsjahr 2012", BMLFUW, 2014, verfügbar unter: http://www.bmlfuw.gv.at/dms/lmat/umwelt/abfall-ressourcen/behandlung-verwertung/behandlung-thermisch/avvbericht/Bericht--ber-Verbrennungs--und-Mitverbrennungsanlagen (abgerufen am 11.4.15)

Guidance note on Directive 2012/27/EU (2012). Guidance note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC, Brussels, 6.11.2013, verfügbar unter: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013SC0449&from=EN

Gössl et. al. (2013). „Beitrag von Fernwärme, Fernkälte und Erdgas zu Energie- und Umweltpolitischen Zielen", Gössl M., Krutzler T., Schieder W., Schindler I., Storch A., Wiesenberger H., Goers S., Lindorfer J., de Bruyn K., Luksch C., Tichler R.; Studie im Aufder der Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien 2013

Haas und Rezania (2010). „Langfristige Szenarien der gesamtwirtschaftlich optimalen Integration von Mikro-KWK Anlagen in das österreichische Energiesystem". Endbericht. Wien: TU Wien, 2010. Verfügbar unter: http://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Blue-Globe-Reports/Forschung/2008-2010/BGR12010KB07EZ1F44290FSMikro-KWK.pdf

Haneder und Furtner (2014). „Biomasseheizungserhebung 2013". St. Pölten, Landwirtschaftskammer Niederösterreich, verfügar unter: http://stmk.lko.at/media.php?filename=download%3D%2F2014.05.22%2F140075641182324.pdf&rn=Biomasseheizungserhebung%202013.pdf. (abgerufen am 14.4.15)

Hanika (2007). Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010 bis 2030 mit Ausblick bis 2050 („ÖROK - Regionalprognosen") / Teil 3: Modellrechnungen zur regionalen Haushaltsentwicklung, ÖROK-Schriftenreihe 184/2011, Wien, 2007. Online verfügbar unter: http://www.oerok.gv.at/raum-region/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-prognosen-2010.html (accessed 14.01.2014)

IEA (2012). IEA energy statistics database.

IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (Hrsg.). Published: IGES, Japan.

Köpp et. al. (2014). „Perspektiven der öffentlichen KWKK in Österreich". Köpp, Marcus, Marco Wünsch, und Eva-Maria Klotz; Endbericht. Berlin: Prognos, 2014.

Krutzler et.al (2013). Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien. Grundlage für den Monitoring Mechanism 2013 und das Klimaschutzgesetz (No. REP-0415). Umweltbundesamt. Krutzler, T., Gallauner, T., Gössl, M., Heller, C., Lichtblau, G., Schindler, I., Stoiber, H., Storch, A., Stranner, G., Wiesenberger, H., Zechmeister, A., 2013. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0415.pdf

McKenna und Norman (2010). Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potentials in the UK. McKenna, R.C., Norman, J.B., 2010. Energy Policy, The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research; papers 38, 5878–5891. doi:10.1016/j.enpol.2010.05.042

Müller et al. (2013). Climate change impact on heating and cooling: the example of Austria.Müller A., Hummel M., Kranzl L., Bednar T., Neusser, M., 2014; Journal paper submitted to energy and buildings.

Müller et.al.(2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts Solargrids. Müller, A., Büchele, R., Kranzl, L., Totschnig, G., Mauthner, F., Heimrath, R., Halmdienst, C., 2014; verfügbar unter: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_382_SolarGrids_publizierbarer_endbericht_v11.pdf

Müller und Biermayr (2010). Heizen 2050, Projektendbericht, TU Wien, Energy Economics Group, TU Wien, Wien, Österreich, 2010. Online verfügbar unter: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/projects_detail.php?id=184 (abgefragt am 14.01.2014)

Müller und Kranzl (2013). Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Energy Economics Group (EEG), TU Wien. Ausarbeitung im Auftrag der Umweltbundesamt GmbH, Wien; Verfügbar unter: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_405_MonMech_2013_Endbericht_final_v2.pdf

Nast (2010). Prozesswärme im Marktanreizprogramm. Nast, M., Frisch, S., Pehnt, M., Otter, P., 2010. Heidelberg, Stuttgart.

Neelis et.al. (2007). Energy efficiency developments in the Dutch energy-intensive manufacturing industry, 1980–2003. Neelis, M., Ramirez-Ramirez, A., Patel, M., Farla, J., Boonekamp, P., Blok, K., 2007. Energy Policy 35, 6112–6131. doi:10.1016/j.enpol.2007.06.014

Niedermair et.al.(2012) Abwärmepotenzialerhebung 2012 - Erhebung außerbetrieblicher Potentiale in österreichischen Industriebetrieben. Kommunalkredit Public Consulting (KPC); Niedermair, M., Seyer, V., Oberleitner, C., 2012.

Ochsner et. al. (2013); „Energie aus Abwasser: Abwasser-Wärme- und Kältenutzung mittels hocheffizienter Großwärmepumpen" Blue Globe Report, Erneuerbare Energien #2/2013, Klima- und Energiefonds; verfügbar unter: https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Blue-Globe-Reports/Erneuerbare-Energien/2012-2013/BGR0022013EEneueEnergien2020.pdf

Ostermann et.al (2010) „Seichtes Geothermie Potential Österreichs"; Ostermann, Götzl, Steckler, Zottl, und Heimrath; Wien, 2010; verfügbar unter: http://www.igb.tuwien.ac.at/fileadmin/mediapool-grundbau/Diverse/Forschung/ENDBERICHT_Studie_GEO-Pot.pdf (abgerufen am 26.04.15)

Prognos et al. (2014). Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult; verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-

analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

Prognos (2014). „Perspektiven der öffentlichen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWKK) in Österreich"; Studie im Auftrag von Österreichs Energie, verfügbar unter: http://oesterreichsenergie.at/branche/stromerzeugung/perspektiven-fuer-kwkk-in-oesterreich.html

Schnitzer et.al. (2012) Abwärmekataster Steiermark - Endbericht. Graz 2012; Schnitzer, H., Schmied, J., Titz, M., Jägerhuber, P., Enzi, C., Filzwieser, P., verfügbar unter: http://www.energie.steiermark.at/cms/dokumente/11227157_50051221/f0574fb2/Abwaermekataster_Steiermark_2013.pdf

Smole et. al. (2005). „Studie über KWK-Potential in Österreich - Endbericht". Endbericht. Smole, Erwin, Matthias Theissing, Jens Büchner, und Heinz Stigler. Villach: E-Bridge Consulting, 2005. Verfügbar unter: http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2009/05/AT-Report-Art-6-Potential-German-English-Summary.pdf

Stanzer et.al. (2010), REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020"; Stanzer, Novak, Breinesberger, Kirtz, Biermayer, Spanring, Wien/ St. Pölten, 2010 http://dioezese-linz.oir.at/files2/pdf/REGIO-Energy_Endbericht_201012.pdf (abgerufen am 17.7.14)

Statistik Austria (2003-2012). Jährliche Publikationsserie: "Wohnen, Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus Jahresdurchschnitt, Vienna, 2003-2012: ISBN 3-901400-90-7 / 3-902479-44-2 / 3-902479-71-X / 978-3-902587-28-2 / 9 78-3-902587-61-9 / 978-3-902703-10-1 / 978-3-902703-45-3 / 978-3-902703-93-4 / 978-3-902791-40-5

Statistik Austria (2004). Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Statistik Austria, Vienna, 2004. ISBN: 3-902452-72-2 / 3-902452-73-0 / 3-902452-84-6 / 3-902452-85-4 / 3-902452-86-2 / 3-902452-92-7 / 3-902452-93-5 / 3-902452-94-3 / 3 -902452-95-1

Statistik Austria (2006). Bevölkerungsstand 2006, ETRS-LAEA 1km, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/wcmsprod/groups/public/documents/sitestudio/zip_icon.gif

Statistik Austria (2008). Siedlungsraum und besiedelbarer Raum, erstellt am 05.09. 2008, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html

Statistik Austria (2009a), Blick auf die Gemeinde, Merkmal: Gebäude- u. Wohnungszählung vom 15. Mai 2001, Vienna, 2009. verfügbar unter: http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp (abgerufen am 14.01.2014)

Statistik Austria (2009b). Blick auf die Gemeinde, Merkmal: Arbeitsstättenzählung vom 15. Mai 2001, Vienna, 2009. verfügbar unter : http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp (abgerufen am 14.01.2014)

Statistik Austria (2009c). Blick auf die Gemeinde: Merkmal: 4.27 Fertiggestellte Gebäude mit Wohnungen, Vienna, 2009. verfügbar unter: http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp (abgerufen am 14.01.2014)

Statistik Austria (2013). Blick auf die Gemeinden, Merkmal: Einwohner und Komponenten der Bevölkerungsentwicklung, http://www.statistik.at/blickgem/

Statistik Austria (2013a). Energetischer Endverbrauch nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien Vienna, 2013, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html (abgerufen am 9.10.14).

Statistik Austria (2013b). Fernwärmebilanz verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/static/fernwaermebilanz_022717.xlsx (abgerufen am 9.10.14).

Statistik Austria (2014a). Gesamtenergiebilanz Österreich; verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html (abgerufen am 9.10.14)

Statistik Austria (2014b). Integrierte NAMEA - National Accounting Matrix including Environmental Accounts.

Statistik Austria (2014c) , Standard-Dokumentation zu den Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer, verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/dokumentationen/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/EnergieUmwelt/index.html

UBA (2014). Austria's national inventory report 2014 (No. REP-0475). Umweltbundesamt (UBA), Wien. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0475.pdf

UBA (2004). Medienübergreifende Umweltkontrolle in ausgewählten Gebieten (MUK). Umweltbundesamt (UBA), Wien.verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/industrie/muk/muk_14/

VÖZ (2009). Energieeffizienz der österreichischen Zementindustrie. Vereinigung der österreichischen Zementindustrie (VÖZ), verfügbar unter: http://www.zement.at/downloads/energieeffizienzanalyse.pdf

Wünsch et. al. (2014). „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014". Wünsch Marco, Bernd Eikmeier, Eberhard Jochem, und Markus Gailfuß. Endbericht. Berlin: Prognos, 2014. Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

ZAMG (2015). Klimawerte 2014

8.1 Technologiedaten

BEE (2013). Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt.

BMU 2012: Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie - Arbeitspaket 1 - Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebedereichs.

Danish Energy Agency (2012). Technology Data for Energy Plants — Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion.

Danish Energy Agency (2013). Technology Data for Energy Plants — Individual Heating Plants and Energy Transport.

Deerns and Liberg (2008). Prices of heat pumps/cooling machines, based on former offers, including material, installation, indexation and surcharge percentages.

EC (2008): Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies für Power Generation, Heating and Transport.

Ecofys et al. (2011): Financing Renewable Energy in the European Energy Market

Ecofys (2013): Heat Pump Implementation Scenarios until 2030 — An analysis of the technology's potential in the building sector of Astria, Belgium, Germany, Spain, France, Italy, Sweden and the United Kingdom.

Ecofys (2014). beam² — Built Environment Analysis Model. Datenauszug.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2013). Pelletheizungen — Marktübersicht, 7. Auflage. Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

GfEM (2004) Kennziffernkatalog — Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft.

GreaterLondonAuthority (2013). London's Zero Carbon Energy Resource: Secondary Heat.

Hoes, H. (2007). Geothermal technologies for heating and cooling - possibilities and case studies, presentation at Energy Buildings Forum 2007, Vito. Brussels, 23.11.2007.

IEA (2010). ETSAP — Energy Technology Systems Analysis Programme — Technology Brief E04 — May 2010 — Combined Heat and Power.

Kalt, G. (2011). An assesement of the implications, costs and benefits of bioenergy use based on techno-economic approaches. Dissertation. Technische Universität Wien.

Kalt, G. und Kranzl, L. (2011). Assessing the economic efficiency of bioenergy technologies in climate mitigation and fossil fuel replacement in Austria using a techno-economic approach. Applied Energy 88 (2011) 3665–3684.

NERA & AEA (2009). The UK Supply Curve for Renewable Heat — Study for the Department of Energy and Climate Change.

Resch et al. (2012). Cost-benefit analysis — initial results of the quantitative assessment of RES policy pathways beyond 2020. Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology. Vienna (Austria). www.res-policy-beyond2020.eu.

Umweltbundesamt (2007). Abfallverbrennung in Österreich — Statusbericht 2006.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Dauersiedlungsraum in Österreich (Quelle: Statistik Austria) 4

Abbildung 2-2: Gebäudebezogener Wärmebedarf in Österreich (Quelle: Invert/EE-Lab, http://www.austrian-heatmap.gv.at) 5

Abbildung 2-3: Ordnung des Wärmebedarfs nach Regionen und Wärmedichten (Quelle: Invert/EE-Lab) 5

Abbildung 2-4: Verteilung des Wärmebedarfes für Raumwärme und Warmwasser aller Gemeinden auf Wärmedichten (Quelle: Invert/EE-Lab) 6

Abbildung 2-5: Wärme- und Kältebedarf der Sachgütererzeugung in Österreich im Jahr 2012 (eigene Berechnungen nach Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2013a) 7

Abbildung 2-6: Verteilung des gesamten Wärmebedarfs der österreichischen Sachgüterproduktion auf verschiedene Temperaturniveaus (eigene Berechnungen nach Statistik Austria, 2014 und Nast, 2010) 8

Abbildung 2-7: Verteilung des Wärmebedarfs der österreichischen Sachgüterproduktion auf verschiedene Temperaturniveaus (eigene Berechnungen nach Statistik Austria, 2014 und Nast, 2010) 8

Abbildung 2-8: Verteilung von Beschäftigten in der Sachgüterproduktion nach Branchen 2012 (Quelle: eigene Auswertung nach Daten Statistik Austria, 2013 und Dokumentation der Energiebilanz (Statistik Austria, 2014c)) 9

Abbildung 2-9: Verteilung der gesamt Beschäftigten je Bereich auf die Größenklassen der Unternehmen (Quelle: eigene Auswertung nach Daten Statistik Austria, 2013 und Dokumentation der Energiebilanz (Statistik Austria, 2014c)) 9

Abbildung 2-10: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Gebäudekategorien, BAU-Szenario (Quelle: Invert/EE-Lab) 11

Abbildung 2-11: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Gebäudekategorien, Hoch-effizienz-Szenario (Quelle: Invert/EE-Lab) 12

Abbildung 2-12: Wärme- und Kältebedarf nach Branchen im Basisjahr 2012, Business as usual (BAU) und Hoch-effizienz (EFF) -Szenario für das Jahr 2025 (Quelle: eigene Analysen auf Basis von Krutzler et al 2013) 13

Abbildung 2-13: Vergleich von Modellprognose und Messwerten für eine gemessene Fernwärmeregion (Quelle: eigene Berechnungen) 15

Abbildung 2-14: Vergleich von gemessener und modellierter Wärmedauerlinie (Quelle: eigene Berechnungen) 15

Abbildung 2-15: Angenommene Wärmelastdauerlinien für Objekttypen 16

Abbildung 3-1: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Haupt-Energieträgern, BAU-Szenario; strichliert: historische Trends (Quelle: Statistik Austria, Invert/EE-Lab) 17

Abbildung 3-2: Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern mit geringerem gesamten Energiebedarf, BAU-Szenario; strichliert: historische Trends (Quelle: Statistik Austria, Invert/EE-Lab) 18

Abbildung 3-3: Endenergieeinsatz und Art der Aufbringung des Fernwärmesektors in Österreich (Quelle: Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2012), Statistik Austria) 19

Abbildung 3-4: Anteile der Energieträger an der Fernwärmeaufbringung (Quelle: Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2012), Statistik Austria) 19

Abbildung 3-5: Entwicklung und Anteile des energetischen Endverbrauchs von Fernwärme auf die Bundesländer (Quelle: Fernwärmebilanz, Statistik Austria) 20

Abbildung 3-6: Installierte Leistungen (elektrisch und therhmisch) der thermischen Kraftwerke in Österreich (Quelle: E-Control: Kennzahlen der Wärmekraftwerke mit und ohne KWK – Jahresentwicklung, e-control, 2012b)) 21

Abbildung 3-7: Biomasseheizwerke, Biomasse-KWK-Anlagen und Müllverbrennungsanlagen mit Kapazitäten über 2t/h in Österreich (Quelle: Grundkarte Biomasseheizwerke und Biomasse-KWK-Anlagender Landwirtschaftskammer Niederösterreich 2013 und Daten der MVA aus Bericht des BMLUFW über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen gemäß §18 AVV) 22

Abbildung 3-8: Bestand und Potenziale der Hydrothermalen Geothermie in Österreich (Quelle: REGIO Energy – Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020, Österreichisches Institut für Raumplanung, Stanzer et. al, .(2010)) 23

Abbildung 3-9: Verortung der Wärmeversorgungsunternehmen in Österreich (Quelle: Infobroschüre des Fachverbandes Gas Wärme, Fachverband Gas Wärme, (2013)) 25

Abbildung 3-10: Verteilung der Biomassenetze auf Größenklassen und Anteilige Energiemengen (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 26

Abbildung 3-11: Vergleich technischer Parameter für die drei beschriebenen Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 27

Abbildung 3-12: Anzahl der Wärmekunden und Trassenlängen der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 28

Abbildung 3-13: Technische Anschlussleistung und verkaufte Wärme der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 28

Abbildung 3-14: Bandbreiten der Wärmedichte der Netzcluster (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 29

Abbildung 3-15: Anteile der Leistung und Wärmemenge der unterschiedlichen Wärmeerzeuger (Quelle: Auswertung der qm-Daten des LEV) 30

Abbildung 3-16: Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter für 60 Netze nach Absatzmenge absteigend geordnet (Quelle: Kenndaten der Wärmeversorgungsunternehmen, FGW 2001) 30

Abbildung 3-17: Darstellung der Stilllegungen von Erzeugungsanlagen bis 2025 31

Abbildung 4-1: Ermittlung potenziell Fernwärmegeeigneter Regionen mittels Focalfunktion in Invert/EE-Lab 34

Abbildung 4-2: Fernwärme-Hauptregionen (HR) sowie deren Bedarf für Raumwärme und Warmwasser und Anteile am gesamtösterreichischen Bedarf für Raumwärme und Warmwasser für BAU 2025. Siehe: http://www.austrian-heatmap.gv.at 35

Abbildung 4-3: Verteilung des Wärmebedarfes aller Nebenregionen auf Wärmedichten 38

Abbildung 4-4: Anteil der an ein Fernwärmenetz angeschlossener Gebäude je Gemeinde lt GWZ 2001 (Quelle: Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Statistik Austria) 38

Abbildung 4-5: Gasverfügbarkeit österreichischer Gemeinden (Quelle: eigene Berechnungen anhand Gasnetzkarte der e-control (e-control, 2008) 39

Abbildung 4-6: Potentielle Abwärmemengen und Anteil am Wärmebedarf der Gemeinden (Quelle: eigene Berechnungen, vgl. Kapitel 4.5) 40

Abbildung 4-7: Klassifizierungsbaum zur Typisierung der Nebenregionen 41

Abbildung 4-8: Typologisierte Gemeinden in Österreich 41

Abbildung 4-9: Bedarf für Raumwärme und Warmwasser nach BAU 2025, technisches Potenzial der FW-Versorgung sowie bereits Netzversorgte Anteile der größten Fernwärme-Hauptregionen 43

Abbildung 4-10: Verteilung des Wärmebedarfes aller Hauptregionen auf Wärmedichten und Anteile der Hauptregion Wien 44

Abbildung 4-11: Wärmebedarf und technisches Potenzial für Fernwärme sowie davon 2025 durch bereits bestehende Netze versorgter Anteil der typologisierten Nebenregionen Typ 1 bis Typ 15 45

Abbildung 4-12: Wärmebedarf und technisches Potenzial für Fernwärme sowie davon 2025 durch bereits bestehende Netze versorgter Anteil der typologisierten Nebenregionen Typ 15 bis Typ 30 46

Abbildung 4-13: Verteilung des Wärmebedarfes für BAU 2025 aller Nebenregionen auf Wärmedichten 47

Abbildung 4-14: Technisches Potenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Hauptregionen für bereits bestehende Netze und bei Vollversorgung der Regionen mit Fernwärme 49

Abbildung 4-15: Technisches Potenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Nebenregionen für bereits bestehende Netze und bei Vollversorgung der Gebiete mit Wärmedichten >10 GWh/km2 mit Fernwärme 49

Abbildung 4-16: Technisches Maximalpotenzial der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in den Nebenregionen bei Vollversorgung der Gebiete unterteilt nach Wärmedichten in typologisierten Regionen 50

Abbildung 4-17: Stromnachfrage, simulierte wärmegeführte KWK-Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energie in Österreich 2012. KWK-Stromerzeugung bezeichnet die Stromerzeugung bei

Erschließung des technischen KWK-Potenzials in bereits Wärmenetz versorgten Gebieten. Quelle: eigene Berechnungen 52

Abbildung 4-18: Sortierte Dauerlinien von Stromnachfrage, Residuallast nach Abzug Erneuerbarer, Residuallast nach Abzug von KWK Strom für unterschiedliche Ausbaustufen der ermittelten technischen Potenziale und rein wärmegeführten Fahrweisen. 53

Abbildung 4-19: Aufteilung des technischen Potenzials auf Anlagengrößen bei Realisierung des Maximal- bzw. reduzierten technischen Potenzials 54

Abbildung 4-20: Biomassepotential Forst (Quelle: Projekt Regio Energy, Stanzer et. al, 2010) 58

Abbildung 4-21: Geothermiepotenzialkarte mit allen Gemeinden welche die Rahmenbedingungen für eine Nutzung von Geothermie für Fernwärme erfüllen (Quelle: Projekt GeoEnergy2050, Könighofer et. al., 2014) 59

Abbildung 4-22: Geothermienutzungspotenziale 2020 der Potenzialgebiete (Quelle: Projekt GeoEnergy2050, Könighofer et.at., 2014) 59

Abbildung 4-23: Wärmebedarf und technisches Potenzial solarer Wärme zur Netzgebundenen Versorgung sowie für objektbezogene Versorgung der wichtigsten Hauptregionen und aggregiert für die restlichen Regionen 63

Abbildung 4-24: Wärmelastkurve eines Fernwärmesystems und zugehöriges Einspeiseprofil einer solarthermischen Anlage bei Vollausbau des technischen Potentials 64

Abbildung 4-25: Spezifischer Solarertrag über der Kollektorfläche und verschiedene Speichergrößen für zwei unterschiedlich große Wärmenetze. Rot: Urbanes Subnetz mit höherem Wärmebedarf. Blau: Ländliches Wärmenetz mit geringerem Wärmebedarf. Quelle: Solar-Grids-Tool (Müller et al 2014) 64

Abbildung 4-26: Solarer Deckungsgrad über der Kollektorfläche und verschiedene Speichergrößen für zwei unterschiedlich große Wärmenetze. Rot: Urbanes Subnetz mit höherem Wärmebedarf. Blau: Ländliches Wärmenetz mit geringerem Wärmebedarf. Quelle: Solar-Grids-Tool (Müller et al 2014) 65

Abbildung 4-27: Praktischer Kühlenergiebedarf zur Gebäudekühlung und technisches Potential für Absorptionskälte der wichtigsten Hauptregionen und aggregiert für restliche Regionen 66

Abbildung 5-1: Schaltbild und T,s-Diagramm einer einfachen Dampfkraftanlage mit Gegendruckturbine 69

Abbildung 5-2: Schaltbild und T,s-Diagramm einer Dampfkraftanlage mit Entnahme-Kondensationsturbine 70

Abbildung 5-3: Schaltbild einer KWK-Anlage mit Gasturbine und Abwärmenutzung 71

Abbildung 5-4: Schaltbild eines Blockheizkraftwerks 72

Abbildung 5-5: Wirkungsgrade entsprechend der Heizwert- (N) und Brennwert- (G) Berechnung für Erdgasverbrennung als Funktion der Abgastemperatur 73

Abbildung 5-6: : Reduktion der jährlich erforderlichen Pumpenarbeit in Bezug auf den Referenzfall für die Senkung der Rücklauftemperatur um 1-5 Kelvin 75

Abbildung 5-7: Reduktion der jährlich erforderlichen Kesselarbeit in Bezug auf den Referenzfall für die Senkung der Rücklauftemperatur um 1-5 Kelvin 76

Abbildung 6-1: Schematische Darstellung der Ermittlung der Erzeugungskosten 81

Abbildung 6-2: Verteilnetzkosten in Abhängigkeit der Wärmedichte 82

Abbildung 6-3: Eingangsparameter der Zuleitungs- und Verteilnetzkostenberechnung 82

Abbildung 6-4: Schema der Modellierung der Wärmebereitstellung im Bereich Haushalte und Gewerbe 87

Abbildung 6-5: Merit-Order der Technologien für eine beispielhafte Region 94

Abbildung 6-6: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012, Wärmebereitstellung durch den Bestand 2025 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 im zentralen Szenario 96

Abbildung 6-7: Bestehende Wärmebereitstellung in 2025 und ökonomisches Potenzial für KWK im zentralen Szenario 98

Abbildung 6-8: Wärmebereitstellung durch bestehende KWK-Anlagen und (hocheffizientes) ökonomisches KWK-Potenzial 2025 in der Industrie im zentralen Szenario 99

Abbildung 6-9: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012, Wärmebereitstellung durch den Bestand 2025 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 im 45% Anschlussgrad-Szenario 105

Abbildung 6-10: Sensitivität der Ergebnisse im Bereich Haushalte und Gewerbe gegenüber den untersuchten Parametern 106

Abbildung 6-11: Sensitivität des KWK-Potenzials in der Industrie gegenüber den untersuchten Parametern 110

Abbildung 11-1: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 für alle Nebenregionen im zentralen Szenario 136

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Anzahl an Gebäuden und Wohneinheiten in 2008 3

Tabelle 3-1: Großtechnische Solaranlagen in Österreich (Quelle: solar-district-heating.eu) 24

Tabelle 3-2: Angenommene Lebensdauer der Erzeugungsanlagen 31

Tabelle 4-1: Liste der 38 Fernwärme-Hauptregionen 36

Tabelle 4-2: Annahmen zu Stromkennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße 51

Tabelle 4-3: Anteil von KWK Strom und Überschüsse bei unterschiedlichen Ausbaustufen 53

Tabelle 4-4: Technisches Potenzial an KWK in der österreichischen Industrie nach Branchen bis zum Jahr 2025 55

Tabelle 4-5: Technisches Potenzial an Abwärme in der österreichischen Industrie nach Branchen bis zum Jahr 2025 57

Tabelle 5-1: Typische Ausgangswerte für eine einfachen Dampfkraftprozess 69

Tabelle 6-1: Übersicht der betrachteten Technologien und Parameter im Bereich Haushalte und Gewerbe (Quelle: siehe Abschnitt 8.1) 79

Tabelle 6-2: Übersicht der betrachteten Technologien und Parameter in der Industrie (Quelle: siehe Abschnitt 8.1) 80

Tabelle 6-3: Preise für 2025 ohne Steuern und Abgaben, inflationsbereinigt, und Emissionsfaktoren der betrachteten Brennstoffe (Quelle: Agrar Plus 2014, dlv 2015, EEX, Eurostat 2015, IEA 2012, interne Daten Ecofys, IPCC 2006, Müller und Kranzl 2013) 85

Tabelle 6-4: Industrie-Erdgaspreise für 2025 ohne Steuern und Abgaben basierend auf historischen Preisen in Österreich 2012 (Quelle: Eurostat 2015, Müller und Kranzl 2013) 85

Tabelle 6-5: Zuordnung der Industriebetriebe zu Verbrauchsgruppen 92

Tabelle 6-6: Temperatur bereinigte Referenzwirkungsgrade für die separate Erzeugung von Wärme und Strom nach Durchführungsbeschluss 2011/877/EU 94

Tabelle 6-7: Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme und KWK im Bereich Haushalte und Gewerbe im zentralen Szenario 102

Tabelle 6-8: Einsparungen an Primärenergie und klimarelevanten Gasen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie im zentralen Szenario 103

Tabelle 6-9: Primärenergieeinsparungen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme im Bereich Haushalte und Gewerbe in GWh Primärenergie pro Jahr 108

Tabelle 6-10: Vermiedene CO_2-Emissionen des zusätzlichen ökonomischen Potenzials an Fernwärme im Bereich Haushalte und Gewerbe in Tausend tCO_2e pro Jahr 109

Tabelle 6-11: Primärenergieeinsparungen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie in GWh Primärenergie pro Jahr 111

Tabelle 6-12: Vermiedene CO_2-Emissionen des zusätzlichen ökonomischen KWK-Potenzials in der Industrie in Tausend tCO_2e pro Jahr 112

Tabelle 11-1: Wärmebereistellungs- und Verteilnetzkosten aufgeschlüsselt in einzelne Kostenbestandteile am Beispiel eines Biomasse-Heizwerkes. 135

11 Anhang

11.1 Berechnung der Wärmebereitstellungskosten

Tabelle 11-1 veranschaulicht am Beispiel eines Biomasse-Heizwerkes den Anteil der einzelnen Kostenbestandteile der Wärmebereitstellungskosten in einem beispielhaften Fernwärmenetz. Die Wärmebereitstellungskosten setzen sich aus den Erzeugungskosten und den Verteilnetzkosten zusammen. Je nach Technologie entstehen weitere Zuleitungskosten. Die einzelnen Kostenkomponenten werden auf ihre spezifischen Kosten je Einheit Wärme umgerechnet. Hierfür werden folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

- Volllaststunden des Wärmenetzes: 2500 h/a
- Volllaststunden des Biomasse-Heizwerkes: 4998 h/a
- Volllaststunden des Spitzenlastkessels: 428 h/a
- Kapazität des Wärmenetzes: 10 MW_{th}
- Anschlussgrad: 90%

Die Wärmebereitstellungskosten betragen in diesem Beispielfall 70,9 EUR/MWh_{th}. Hiervon entfallen 44,6 EUR/MWh_{th} (62,9%) auf die Erzeugungskosten und 26,3 EUR/MWh_{th} (37,1%) auf die Verteilnetzkosten. Die Erzeugungskosten bilden sich aus den gewichteten Kosten für das Biomasse-Heizwerk von 42,2 EUR/MWh_{th} und den Spitzenlastkessel von 66,8 EUR/MWh_{th}.

Der höchste Anteil an den Erzeugungskosten entfällt hierbei auf die Brennstoffkosten. Der Anteil der annuisierten Investitionskosten kann jedoch bei Technologien mit hohen Investitionskosten deutlich höher liegen, ist jedoch abhängig von der Abschreibungsdauer je Technologie. Bei KWK-Technologien sind zudem Stromerlöse in die Kalkulation einzubeziehen. Die Brennstoffkosten des Biomasseheizwerkes haben einen Anteil von über 40% an den Gesamtkosten der Wärmebereitstellung.

Die Verteilnetzkosten sind geprägt durch die Investitionskosten für das Verteilnetz. Hinzu kommen geringfügige Hausanschlusskosten, die jedoch deutlich unterhalb der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten liegen.

Tabelle 11-1: Wärmebereistellungs- und Verteilnetzkosten aufgeschlüsselt in einzelne Kostenbestandteile am Beispiel eines Biomasse-Heizwerkes.

	Investitionskosten	**Abschreibungsdauer**	**Jährliche Kosten bzw. Annuität**	**Kosten pro Einheit Wärme**	**Anteil an den Gesamtkosten**
Erzeugungskosten					
	EUR/kW$_{th}$	*a*	*EUR/kW$_{th}$/a*	*EUR/MWh$_{th}$*	*%*
Biomasseheizwerk (90% Erzeugungsanteil)					
Investition	470	20	34,6	6,9	8,8%
Betriebs- und artungskosten			14,1	2,8	3,6%
Brennstoffkosten				32,4	41,1%
CO_2-Kosten				0,0	0,0%
Summe				**42,2**	**53,5%**
Gasboiler zur Deckung der Spitzenlast (10% Erzeugungsanteil)					
Investition	100	35	5,4	12,6	1,8%
Betriebs- und artungskosten			3,7	8,6	1,2%
Brennstoffkosten				39,4	5,6%
CO_2-Kosten				6,1	0,9%
Summe				**66,8**	**9,4%**
Gewichtete Erzeugungskosten					
Investition				7,5	10,6%
Betriebs- und artungskosten				3,4	4,8%
Brennstoffkosten				33,1	46,7%
CO_2-Kosten				0,6	0,9%
Summe				**44,6**	**62,9%**
Verteilnetzkosten					
	EUR	*a*	*EUR/a*	*EUR/MWh$_{th}$*	*%*
Netzkosten	7.423.000	30	429.300	19,1	26,9%
Hausanschlusskosten	675.000	30	39.000	1,7	2,4%
Betriebs- und Wartungskosten			121.500	5,4	7,6%
Pumpenergiekosten			2.000	0,1	0,1%
Summe			**591.800**	**26,3**	**37,1%**
Summe Kosten Wärmebereistellung und Verteilnetz					
				EUR/MWh$_{th}$	*%*
Summe				**70,9**	**100%**

11.2 Ökonomisches Fernwärme-Potenzial in den Nebenregionen

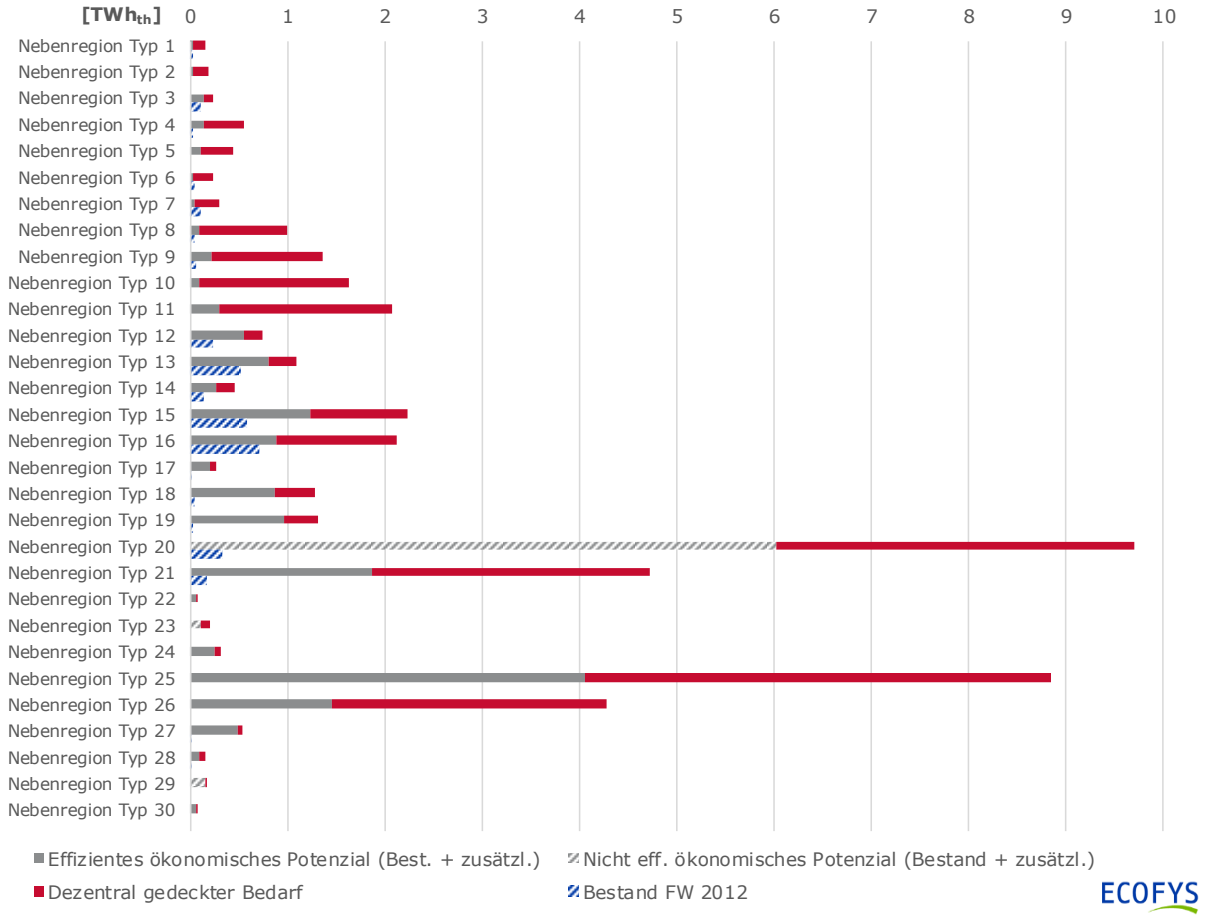

Abbildung 11-1: Wärmebereitstellung über Fernwärme 2012 und (effizientes) ökonomisches Potenzial für Fernwärme 2025 für alle Nebenregionen im zentralen Szenario

11.3 Einbindung relevanter Stakeholder

In diesem Kapitel soll die Einbindung der von dem vorliegenden Vorhaben betroffenen Personengruppen dargestellt werden. Wesentliche Punkte der Diskussionsprozesse sowie eventuelle Diskrepanzen zwischen den Projektergebnissen und den Meinungen und Standpunkten dieser Personengruppen sollen dokumentiert werden.

Als erster Kontakt mit relevanten Akteursgruppen wurde das Projekt im Rahmen von zwei Stakeholder-Treffen im April 2014 den beiden Interessengruppen a) Industrielle Energieverbraucher (7.4.2014) und b) Energiebereitstellungsunternehmen (9.4.2014) in den Räumlichkeiten des Wirtschaftsministeriums vorgestellt. Dabei konnten mit 19 Gästen aus den unterschiedlichen Sektoren der industriellen Energieverbraucher und mit 14 Gästen aus der Branche der Energiedienstleister bei jedem der beiden Treffen eine große Anzahl an Vertretern der meisten relevanten Fachgruppen bzw. Energieversorgungsunternehmen angesprochen werden. Diskutiert wurden in erster Linie die zur Verfügung stehenden Daten sowie die gewählte Methodik für die Berechnung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale.

Am 10. April 2014 nahm ein Teil des Projektteams an einem Expertenworkshop zu den „Herausforderungen der zukünftigen Entwicklung von Fernwärme und Fernkälte in Österreich" teil. Bei diesem Workshop im Rahmen des Projekts „Erstellung einer Fernwärme und –kälte Technologie Roadmap für Österreich" wurden in einer systemischen Betrachtung die zentralen Herausforderungen und Problemstellungen diskutiert.

Am 15. April 2014 wurde an der TU Wien ein erstes Abstimmungstreffen zwischen dem Projektteam und dem Projekt „STRATEGO – Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans" abgehalten. Das STRATEGO Projekt wird von einem internationalen Konsortium mit Beteiligung des AIT und durch Koordination von Euroheat & Power durchgeführt. Das Projekt dient der Unterstützung bei der Implementierung von nationalen Wärme- und Kälteplänen, der Durchführung von Begleitmaßnahmen und dem Wissenstransfer durch Vermittlung von Best-Practice Beispielen und nationalem Benchmarking.

Am 14. Mai 2014 wurden vom Projektkonsortium Joanneum Research, Energie AG Wärme und Geoteam die Projektergebnisse des Projektes GeoEnergie2050 in einer Präsentation an der TU Wien vorgestellt. In dieser Studie wurden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale der Nutzung von Geothermie in Österreich untersucht. Die dabei erarbeiteten technischen Potenziale wurden für das vorliegende Projekt als Eingangsdaten verwendet, die Ergebnisse zu den wirtschaftlichen Potenzialen dienen als Plausibilisierung der Ergebnisse hinsichtlich der wirtschaftlichen Potenziale effizienter Fernwärmenutzung aus Geothermie.

Das Projekt wurde in weiterer Folge im Rahmen des KLEA-Treffens am 27. Juni 2014 in Linz den Energiebeauftragten der Bundesländer vorgestellt. Diese zeigten sich dabei sehr interessiert an den verwendeten Daten und der eingesetzten Methodik, und haben deutlich Bereitschaft signalisiert an der Diskussion und Validierung der Ergebnisse teilzunehmen.

Am 17. Juli 2014 hat ein Treffen mit Österreichs Energie stattgefunden. Zum einen wurde der aktuelle Kraftwerksbestand und die zugehörigen technischen Daten abgeglichen. Zum anderen wurden die unterschiedlichen Angaben zur Erzeugung von Strom aus KWK-Anlagen sowie des davon aus hocheffizienten Anlagen stammenden Anteils diskutiert.

Am 23. Oktober 2014 nahm ein Teil des Projektteams am Expertenworkshop zu den „zukünftigen Herausforderungen für österreichische Fernwärme und –kälte bei Bildung, Normung und regulatorischen Maßnahmen" im Rahmen des Projekts „Erstellung einer Fernwärme und –kälte Technologie Roadmap für Österreich" teil. In diesem Workshop wurden in mehreren Gruppendiskussionen und mittels Brainstorming Aspekte der zukünftigen Herausforderungen eruiert und von Akteuren aus unterschiedlichen Bereichen diskutiert.

Am 3. Dezember 2014 fand im Festsaal der TU Wien der zweite Stakeholder-Workshop im Rahmen des Projektes statt zu welchem 42 Gäste aus Industrie und Energiedienstleistung erschienen. Dabei wurde der Stand der Arbeiten dargelegt und diskutiert. Dies beinhaltete eine Darstellung der erhobenen Daten, der gewählten Methodik für die Berechnung der technischen und ökonomischen Potentiale, sowie eine transparente Diskussion zu treffender Annahmen. Des Weiteren wurde der Termin genutzt um den Abschluss des Synergieprojektes „SolarGrids" zu Präsentieren sowie die Projekte „STRATEGO" und „Fernwärme und -kälte Roadmap Österreich" vorzustellen mit welchen regelmäßiger Austausch während der gesamten Projektlaufzeit stattfand.

Bei der Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT von 11. bis 13 Februar 2015 an der TU Wien wurden die Methodik und die Ergebnisse der Typologisierung und der Unterscheidung zwischen Fern-

wärme Haupt- und Nebenregionen einem internationalen Publikum präsentiert. In derselben Session wurden von Bernd Eikmeier die Vorgangsweise und Ergebnisse der deutschen Studie im Rahmen des Artikels 14 der Energieeffizienzrichtlinie RL 2012/27/EU vorgestellt. In einem bilateralen treffen im Rahmen der Konferenz wurden die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Methoden in den beiden Ländern beleuchtet und umfassend diskutiert.

Am 10. März 2015 nahm ein Teil des Projektteams am Expertenworkshop „Handlungsoptionen und Lösungswege zur Forcierung innovativer Wärme- und Kälte-Versorgungskonzepte" im Rahmen des Projektes „STRATEGO" Teil und präsentierte in einem Impulsvortrag zu den Hemmnissen und Rahmenbedingungen von Fernwärme und KWK den aktuellen Stand des Projektes.

Am 4. Mai 2015 nahm ein Teil des Projektteams am erweiterten Advisory-Board Meeting "Entwicklung einer Fernwärme und -kälte Technologie-Roadmap für Österreich" – Präsentation und Diskussion der vorläufigen Ergebnisse Teil. Nach der Vorstellung der eruierten Forschungsschwerpunkte und Begleitmaßnahmen wurden in Gruppendiskussionen politische Empfehlungen erarbeitet.

Am 11. Mai 2015 wurde in den Räumlichkeiten des Wirtschaftsministeriums der dritte und letzte Stakeholder-Workshop im Rahmen des Projektes abgehalten. Den 35 Gästen wurden dabei die vorläufigen Endergebnisse präsentiert und diskutiert sowie ein Workshop abgehalten, um die verschiedenen Hemmnisse und Barrieren zu erarbeiten. In der Nachbearbeitung der Veranstaltung wurde das allgemeine Feedback, soweit möglich und zielführend, eingearbeitet und die daraus resultierenden neuen Ergebnisse an alle relevanten Stakeholder aus Industrie und Energiedienstleistungsbranche ausgesandt und ausdrücklich um spezifische Rückmeldung der betroffenen Stellen gebeten. In zahlreichen Telefonaten und mitunter bilateralen Treffen konnten weitere Informationen bezogen werden, und es wurde versucht konsensuale Lösungen zu finden wenn unterschiedliche Ansichten und Annahmen zu grob abweichenden Ergebnissen führten