



9 Städteprofile

Dieser Abschnitt enthält eine umfassende Beschreibung der ausgearbeiteten Städte in Ergänzung zu den Factsheets in Abschnitt 6. Alle zehn Städteprofile folgen einer einheitlichen Struktur.

Zunächst wird jede Stadt allgemein vorgestellt, gefolgt von einem Überblick über ihre ganzheitliche Dekarbonisierungsstrategie. Anschließend erfolgt eine detaillierte Darstellung des aktuellen Stands sowie der zukünftigen Pläne zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung und zum Netzausbau.

Ein weiterer Abschnitt befasst sich mit den Governance- und Regulierungsrahmen, die die nachhaltige Entwicklung und Dekarbonisierung der Wärme bzw. Fernwärme steuern einschließlich des Betriebs, der Dekarbonisierungspfade, des Kund*innenanschlusses, der Geschäftsmodelle und der finanziellen Rahmenbedingungen.

Darauf folgt eine Synthese der wichtigsten laufenden und geplanten Umsetzungsprojekte, die den nachhaltigen Transformationsprozess der Fernwärme prägen. Im abschließenden Abschnitt werden die zentralen Erkenntnisse zur Dekarbonisierung und zum Ausbau der Fernwärme zusammengefasst.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit sind die Quellenverzeichnisse am Ende jedes Stadtprofils separat aufgeführt.

München



9.1 Dekarbonisierung des Wärmesektors – München

9.1.1 Stadtprofil München

Die Stadt München ist die viertgrößte deutschsprachige Stadt mit etwa 1,5 Millionen Einwohner*innen. Als Hauptstadt Bayerns ist sie das dominierende wirtschaftliche und gesellschaftliche Zentrum ihrer Region und weist einen der höchsten BIP pro Kopf-Werte aller Regionen in Deutschland auf, mit 84.700 €. Tabelle 3 bietet einen Überblick über relevante Informationen zu München für diese Studie. Als kreisfreie Stadt verfügt München im Vergleich zu anderen Gemeinden über erweiterte Kompetenzen und Verantwortungen. Zu diesen gehören unter anderem das Bau- und Umweltrecht, die Abfallwirtschaft, das Fördermanagement sowie wasserrechtliche Genehmigungen. Damit verfügt die Stadt München über weitreichende Kompetenzen in der Energieplanung, welche jedoch im Vergleich zu Wien als Bundesland weniger ausgeprägt sind. Dies spiegelt sich auch in den von der Stadt München erstellten Plänen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wider.

Tabelle 3: Überblick München

Bevölkerungszahl (2024) [1]	1.488.719
Fläche [km²]	310,7
Heizgradtage [Kd/a]	3.271
Wärmebedarf [GWh/a]	11.000
Durchschnittliche Wärmebedarfsdichte [MWh/ha.a]	355
Fernwärmedurchdringung in der gesamten Wärmeversorgung	36 %
Anschlussrate Gebäude an Fernwärmenetz	18 %
Durchdringung Etagenheizung Wohngebäude	5,7 %
BIP/Kopf (€) (PPS, EU27 2020) [2]	84.700 (2022)

Aufgrund ihrer lokalen Relevanz und der Ausprägung des bestehenden Fernwärmenetzes eignet sich München gut für einen Vergleich mit Wien im Rahmen dieser Studie. Der Wärmebedarf von 11.000 GWh pro Jahr wird aktuell zu rund 36 % über das Fernwärmesystem abgedeckt [3]. Die Stadt blickt damit, wie Wien, auf lange Erfahrung in der Nutzung von Fernwärme zurück. Auch die klimatischen Bedingungen sind mit 3.271 Heizgradtagen sehr vergleichbar mit denen in Wien [4]. Anders als in Wien wird in München jedoch bereits seit 2004 (Stadtteil Riem) tiefe Geothermie zur Wärmeversorgung genutzt, wodurch das Fernwärmenetz bereits heute zu nennenswerten Teilen durch tiefe Geothermie versorgt wird und tiefe Geothermie der zentrale Baustein in der Dekarbonisierung der Fernwärme sein soll [3]. Ein Aspekt, in dem sich die Voraussetzungen für die Dekarbonisierung in den beiden Städten klar unterscheiden, ist die Durchdringung von (Gas-)Etagenheizungen. Während Gasetagenheizungen in Wien die gängigste Alternative zu Fernwärmeanschlüssen sind, spielen sie in vielen Teilen Münchens eine untergeordnete Rolle. Gemäß dem Zensus von 2011 werden 5,7 % der Wohngebäude über Gasetagenheizungen und 5,5 % mit Einzel-/Mehrraumöfen und Nachspeicherheizungen versorgt [5]. Der Zensusdatensatz von 2022 bietet überdies eine Darstellung der bestehenden Heizsysteme im 100-Meter-Raster [6]. Innerhalb der dicht bebauten Stadtteile, in denen Fernwärme verfügbar oder geplant ist, ist jedoch von einem hohen Anteil an Gebäuden mit Gasetagenheizungen auszugehen. Die notwendige Zentralisierung der Heizsysteme in Gebäuden mit aktueller Versorgung durch

Gasetagenheizungen stellt damit auch für die Stadtwerke München eine relevante Herausforderung für den Ausbau der Fernwärmeanschlüsse dar.

Die Stadt München erstellt in 2-jährigen Abständen eine THG-Emissionsbilanz nach dem Verfahren der Klimabilanzierungssystematik Kommunal (BISKO) [7]. Diese dient unter anderem als Monitoring-Instrument zur Erreichung der gesteckten Ziele zur Klimaneutralität. Abbildung 12 bietet einen Überblick über die bisherige Entwicklung von THG-Emissionen pro Kopf und deren Verteilung auf unterschiedliche Sektoren. So wird deutlich, dass Emissionen im Vergleich zu 1990 deutlich gesunken sind und sich die Verteilung der Emissionen zwischen den Sektoren geringfügig geändert hat. Während der Anteil an Emissionen in privaten Haushalten und im Industriesektor gesunken ist, haben Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) an Bedeutung gewonnen.

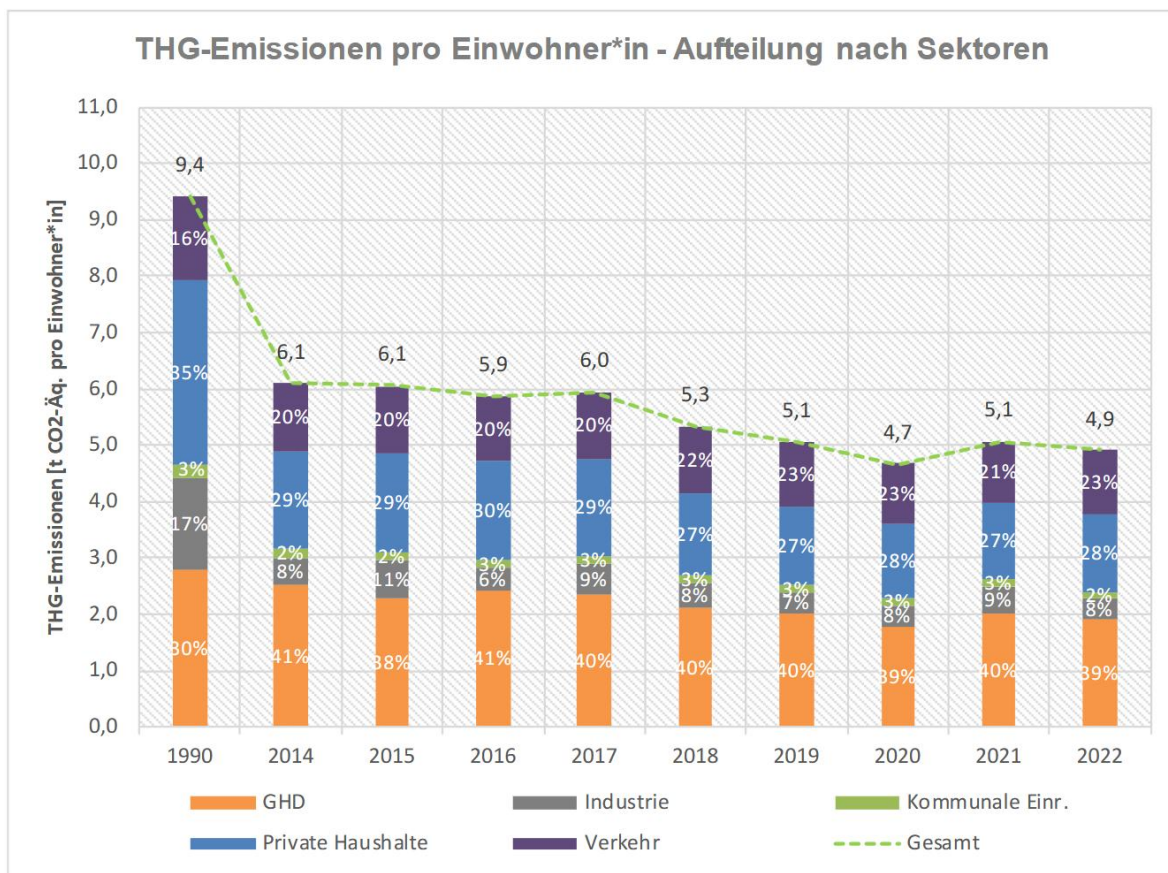


Abbildung 12: Treibhausgasemissionen unterteilt nach Verbrauchssektoren [8]

Abbildung 13 unterstreicht die erzielten Effizienzgewinne weiter. Einem Bevölkerungswachstum von ~21 % zwischen 1990 und 2022 steht eine Reduktion des absoluten Endenergieverbrauches von ~21 % im selben Zeitraum gegenüber. Vor allem der Energieverbrauch privater Haushalte reduzierte sich. Aber auch im Industriesektor sind Reduktionen im Energieverbrauch zu verzeichnen. Hier ist anzumerken, dass im Zeitraum zwischen 1996 und 2022 ein realer Produktivitätszuwachs im produzierenden Gewerbe im Landkreis München zu verzeichnen war [9]. Ohne weitere Analyse lässt sich der Effekt von Effizienzsteigerungen jedoch nicht klar von dem Effekt der Produktionsabwanderungen aus dem Stadtgebiet abgrenzen. Abbildung 14 zeigt, dass Fernwärme stark an Relevanz gewonnen hat und vor allem die Nutzung von Heizöl verdrängt hat. Aber auch die Relevanz von Erdgas hat leicht abgenommen.

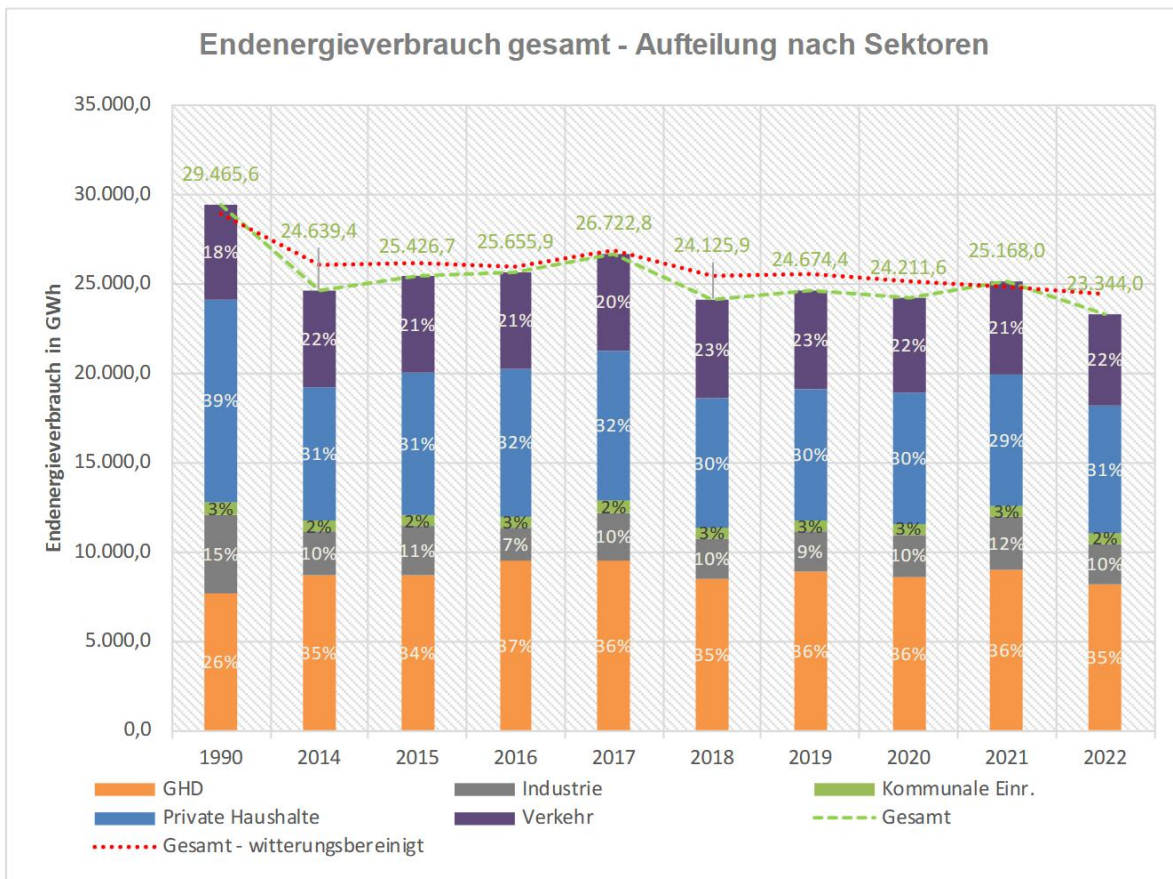


Abbildung 13: Gesamter Endenergieverbrauch, unterteilt nach Verbrauchssektoren – München [8]

Der Blick auf die Entwicklung des absoluten Endenergieverbrauchs und dessen Verteilung auf die Endenergieträger zeigt, dass Strom und Fernwärme zu Gunsten von Heizöl an Relevanz gewonnen haben. Erdgas macht nach wie vor einen Großteil des Endenergieverbrauchs aus. Im Verkehrssektor hat Diesel zu Gunsten von Benzin an Bedeutung gewonnen, wobei anzunehmen ist, dass die Effizienzgewinne aus dieser Umstellung und aus der allgemeinen Verbesserung der Motorentechnik durch Bevölkerungswachstum und/oder erhöhte Personenkilometer kompensiert wurden.

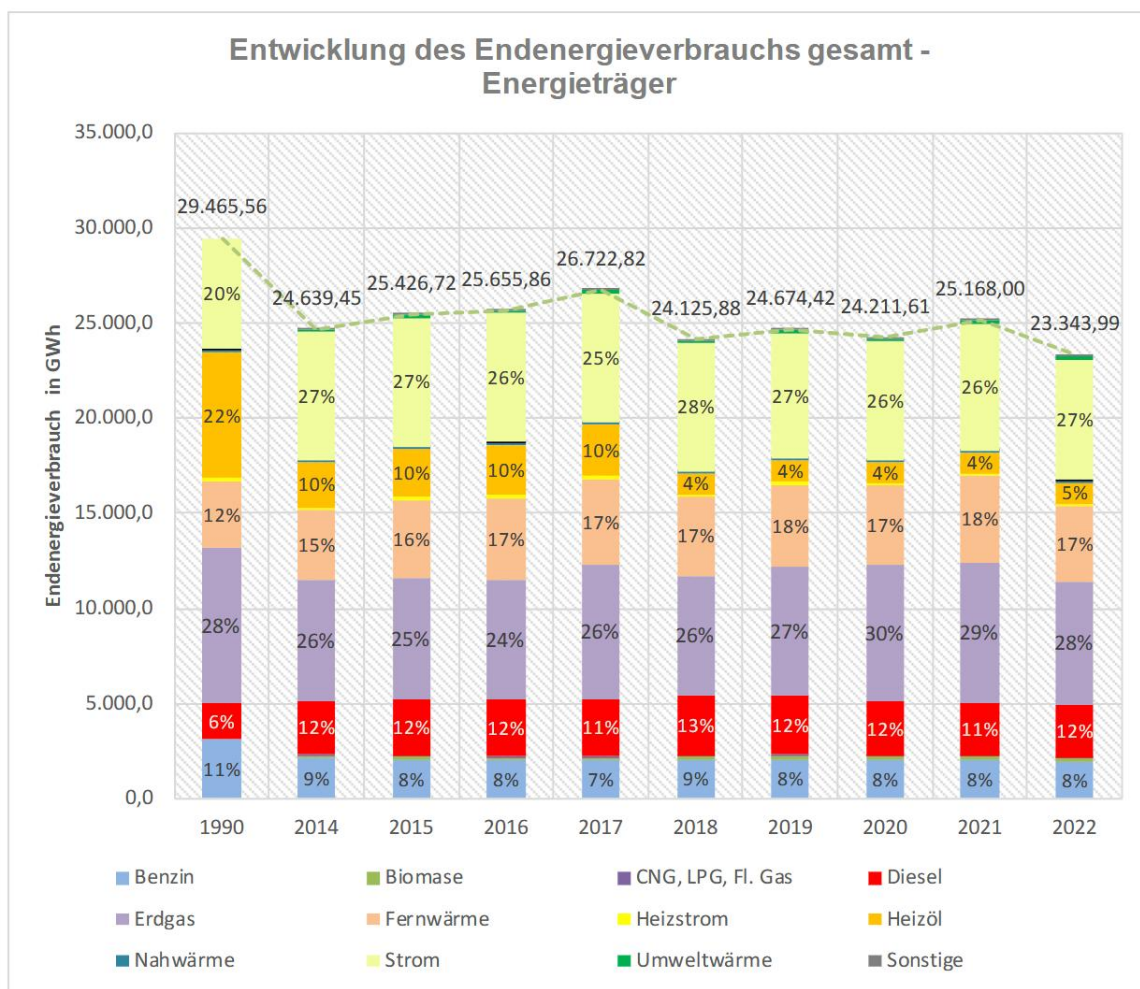


Abbildung 14: Gesamter Endenergieverbrauch - unterteilt nach Energieträgern (ohne Witterungsbereinigung) – München [8]

Ausgehend von dieser Datenlage hat die Stadt München differenzierte Ziele und Maßnahmenpläne zur Erreichung von Klimaneutralität entwickelt. Diese wurden in diversen Fachgutachten entwickelt und geprüft. Die bestehende Literatur liefert eine kritische Auseinandersetzung mit der Erreichbarkeit der gesteckten Ziele im Hinblick auf aktuelle Trendszenarien und beschlossene Maßnahmen [10].

Die nachfolgenden Abschnitte bieten eine detaillierte Beschreibung der Dekarbonisierungsstrategie der Stadt München mit Fokus auf Fernwärme sowie auf übertragbare Erkenntnisse für Wien. Dabei wird zunächst die sektorübergreifende Dekarbonisierungsstrategie der Stadt beleuchtet, um den Zusammenhang mit der Relevanz der Wärmeversorgung in diesem Bereich herzustellen. Anschließend wird die bestehende Strategie zur Dekarbonisierung der Fernwärme analysiert. Dies beinhaltet insbesondere die Nutzung planerischer Instrumente in der Dekarbonisierung und die technische Machbarkeit verschiedener Versorgungsalternativen. Die gewonnenen Erkenntnisse stützen sich hierbei auf frei verfügbare Informationen.

9.1.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene München

Ziele, Pläne, Maßnahmen und Strategien zur Dekarbonisierung und zur Erreichung bilanzieller Klimaneutralität wurden in München auf 3 verschiedenen Ebenen ausgearbeitet. Diese sind die Stadt als Ganzes, die Stadtverwaltung sowie die Fernwärmeversorgung. Die wesentlichen Ziele auf diesen 3 Ebenen sind:

- Bilanzielle Klimaneutralität auf Stadtebene bis 2035
- Bilanzielle Klimaneutralität der Stadtverwaltung bis 2030
- Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung bis 2040

Die unterschiedlichen Zielsetzungen reflektieren die spezifischen Herausforderungen der einzelnen Sektoren sowie den jeweils unterschiedlichen Einfluss, den die Stadtverwaltung auf die Dekarbonisierung ausüben kann. Der folgende Abschnitt beschreibt die Strategien und Zielsetzungen im größeren Rahmen auf Stadtebene sowie in der Stadtverwaltung. Der Abschnitt „Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung“ geht danach genauer auf den Transformationspfad zur Dekarbonisierung der Fernwärme in München ein.

9.1.2.1 Klimaneutralität auf Stadtebene

Die Stadt München strebt sektorübergreifend für das Stadtgebiet bis 2035 Klimaneutralität an. Die Bilanzierungsmethode zur Erreichung dieses Ziels ist hierbei die THG-Bilanz nach dem bundesweit einheitlichen „Bilanzierungsstandard Kommunal“ (BISKO) Territorialbilanz [11]. In diesem Rahmen findet seit 2002 eine regelmäßige Bilanzierung der Treibhausgasemissionen in München statt. Die BISKO-Territorialbilanz sieht zur Ermittlung von Treibhausgasbilanzen einen endenergiebasierten territorialen Ansatz vor. Hierbei werden Endenergieverbräuche auf dem Territorium der Stadt ermittelt, um damit verbundene Treibhausgasemissionen zu bilanzieren. Scope-2-Emissionen werden daher nur erfasst bzw. spielen in der Zielerreichung eine Rolle, wenn diese innerhalb der Stadtgrenzen auftreten. Durch den eingeschränkten Umfang dieser Bilanzierungsmethode fallen zwar einige relevante Emissionsquellen außerhalb des Zielbereiches auf Stadtebene auf; der Maßnahmenplan zur Erreichung der Klimaneutralität beinhaltet jedoch einige Ansätze, die diese Aspekte ebenfalls abdecken [12]. Hierzu gehören Aspekte des Nahrungsmittelkonsums und anderer Konsumbereiche sowie der Kreislaufwirtschaft in kommunalen Unternehmen. Gemäß dem Ziel der bilanziellen Klimaneutralität bis 2035 sinken die jährlichen CO₂-Emissionen von aktuell 4,9 Tonnen pro Kopf auf 0,3 Tonnen pro Kopf im Jahr 2035 mit einem Zwischenziel von 3 Tonnen pro Kopf im Jahr 2030 [11].

Diese Zielsetzungen stehen im Kontrast zum Zielszenario für den vom Öko-Institut erstellten Transformationspfad, wonach erst 2040 ein Emissionsniveau von 0,38 Tonnen pro Kopf erreicht wird. Die bislang beschlossenen Maßnahmen zur Erreichung von Klimaneutralität reichen nach den Erkenntnissen von Öko-Institut, Hamburg Institut Consulting und Intraplan Consult nicht aus, um die ambitionierten Ziele der Stadt München zu erreichen [10]. Abbildung 15 zeigt den Reduktionspfad für Treibhausgasemissionen sowie die Beiträge einzelner Sektoren gemäß den von Öko-Institut, Hamburg Institut Consulting und Intraplan Consult ausgearbeiteten Szenarien für ein klimaneutrales München [10]. Hierbei werden ebenso verschiedene Maßnahmenbereiche und Einflussgrößen wie Nachfrageentwicklungen, Effizienzgewinne oder Technologiewechsel berücksichtigt. Im Ergebnis fallen die großen Anteile im Reduktionspfad im Verkehr durch Technologiewechsel sowie aus der Dekarbonisierung der Stromversorgung im Wirtschafts- und Dienstleistungssektor auf. Ebenso wird der vergleichsweise geringe Anteil der Stadtverwaltung am Energieverbrauch und damit an den Emissionen der Stadt deutlich.

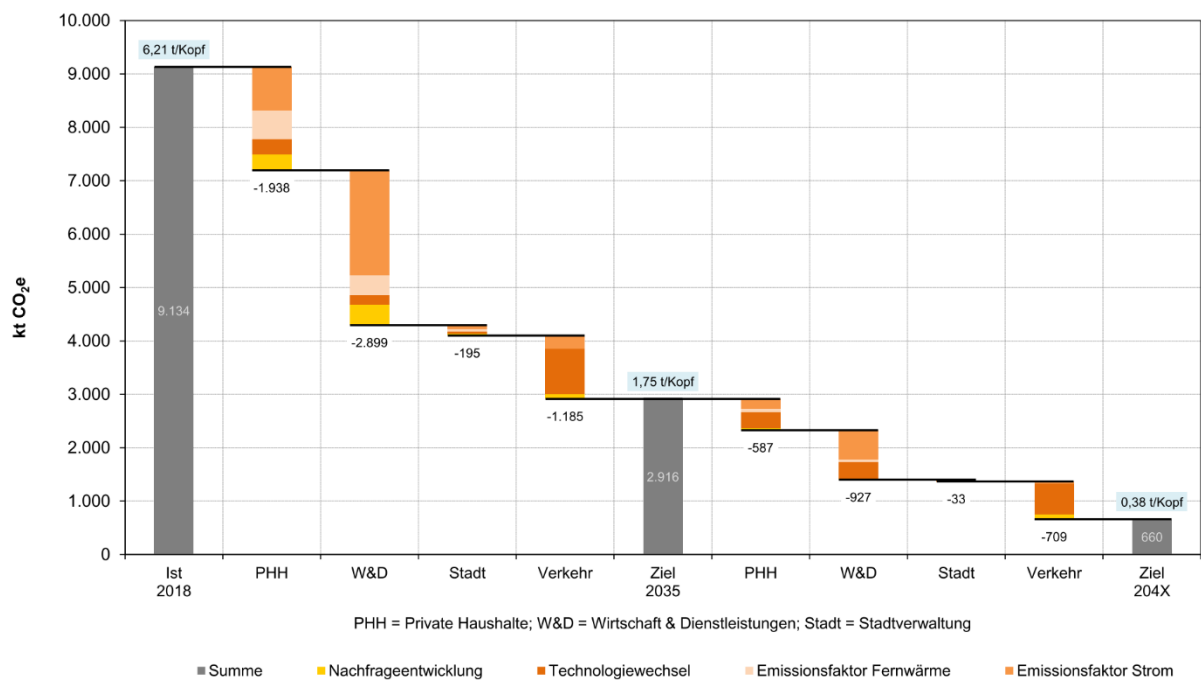


Abbildung 15: Reduktionspfad Treibhausgasemissionen gemäß Öko-Institut-Studie [10]

Die Umsetzung dieses Zielpfads oder auch die Erreichung des ursprünglichen Ziels der Klimaneutralität bis 2035 hängt von der erreichten Umsetzungsgeschwindigkeit der Maßnahmen ab, welche im Maßnahmenplan definiert wurden. Hierbei spielen ebenso bundesweite Rahmenbedingungen, vor allem in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung, eine große Rolle. Der Maßnahmenplan zur Klimaneutralität in München wurde 2022 gemeinsam mit der Beschreibung der Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität in München veröffentlicht. Er umfasst eine Bewertung verschiedener Maßnahmen aus dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor, dem Wirtschafts- und Dienstleistungssektor. Ebenso werden eigens entwickelte Maßnahmen in Bezug auf die Stadtverwaltung und Lebensstile vorgestellt. Die folgenden Absätze beschreiben die relevantesten Maßnahmenpakete zur Erreichung der Klimaneutralität in München.

Im Bereich Wärme, Kälte und Strom im Gebäudebestand und Neubau finden sich vor allem energetische Gebäudesanierungen und die Umstellung von Heizsystemen im Maßnahmenkatalog. Hierzu gehören die Entwicklung einer kommunalen Wärmestrategie, individuelle Maßnahmenbündel für Ein- und Mehrfamilienhäuser, die Errichtung einer Sanierungsagentur oder die Implementierung von schärferen Effizienzstandards im Neubau (im Bereich des städtischen Einflusses).

Die Stadt möchte in ihrem eigenen Einflussbereich also so gut wie möglich vorangehen, die Entscheidungsfreiheit von einzelnen Gebäudeeigentümer*innen jedoch so wenig wie möglich einschränken. Hervorzuheben ist ebenso der erstellte Masterplan „Solares München“ zum Ausbau von Photovoltaik in der Stadt. Dieser beinhaltet das Ziel von 1 GWp installierter Leistung bis 2035. Dieses Ziel soll mit einer jährlichen Ausbaurrate von 100 MWp erreicht werden [13]. Maßnahmen im Bereich der Wärmeversorgung werden weiter unten näher beschrieben.

Die Stadt München hat zur Erreichung ihres Ziels im Verkehrssektor (Klimaneutralität bis 2035) eine eigene „Mobilitätstrategie 2035“ entwickelt [14]. In dieser werden konkrete Ansätze zur Reduktion von lokalen Emissionen angesprochen. Zu diesen gehören:

- Massiver Ausbau des öffentlichen Verkehrs, der Angebote für den Rad- und Fußverkehr sowie geteilter Mobilitätsdienste,
- Umverteilung von Straßenraum sowie optimierte Ampelschaltungen zugunsten des Umweltverbunds,
- Autoarme Planung und Umstrukturierung von Neubaugebieten und Bestandsquartieren.

Besonders die Planung des Zukunftsquartiers Nordosten wurde in Einklang mit der Mobilitätsstrategie 2035 gebracht. Hierbei wurde ebenso ein Bürger*innenbeteiligungsprozess genutzt, um Wünsche der lokalen Bevölkerung zu berücksichtigen. Nach Durchsicht der vorhandenen Planungsdokumente fällt auf, dass Elemente der Querverbindung zwischen dem Verkehrssektor und der Energieversorgung, beispielsweise vehicle-to-grid (V2G) und andere Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Energiesystems, wenig bis kaum behandelt werden.

Abbildung 16 zeigt eine Einordnung und Priorisierung der im Maßnahmenplan ausgearbeiteten Maßnahmen zur Erreichung von Klimaneutralität in München bis 2035. Auffallend ist hier ein starker Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor, was zum Großteil auf den geplanten Ausbau des Fernwärmenetzes und die Erschließung geothermischer Potenziale zurückzuführen ist. Ebenso stehen die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor und in den verschiedenen Wirtschaftssektoren sowie ein starker Ausbau der Infrastruktur in den Bereichen des ÖPNVs sowie der Fahrradinfrastruktur im Fokus.

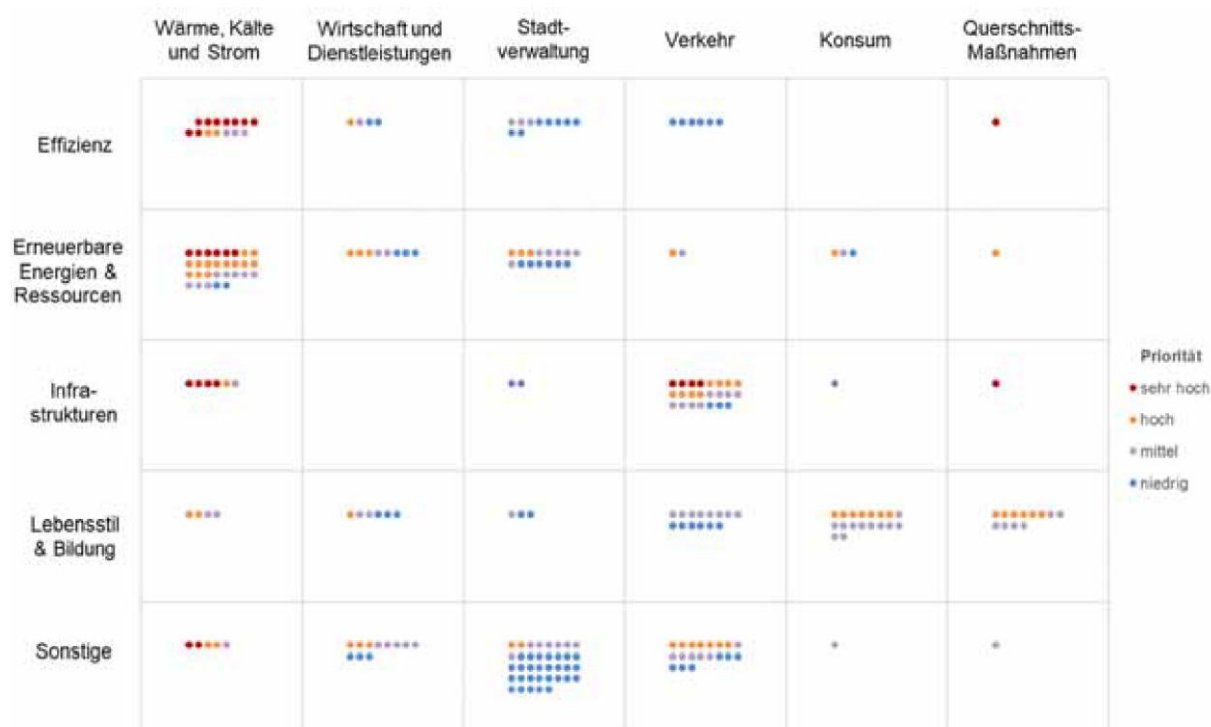


Abbildung 16: Priorisierung von Maßnahmen und Sektoren zur Erreichung der Klimaneutralität in München [12]

9.1.2.2 Klimaneutralität der Stadtverwaltung

Im folgenden Abschnitt werden die Ziele und wichtigsten Maßnahmen der Stadt München auf Ebene der Stadtverwaltung beschrieben. In diesem Bereich wurden eine Zielformulierung und angepasste Maßnahmen im direkten Einflussbereich der Stadt erstellt.

Zunächst soll erwähnt sein, dass die Zielsetzung der Klimaneutralität im Bereich der Stadtverwaltung mit 2030 nicht nur ein zeitlich ambitioniertes Ziel beinhaltet, sondern auch einer anderen Bilanzierungsmethode zugrunde liegt. Die hier gewählte Bilanzierungsmethode des



Corporate Carbon Footprints nach DIN EN ISO 14064 beinhaltet neben Scope-1- und Scope-2-Emissionen auch gewisse Emissionen aus dem Scope-3 (etwa Dienstreisen).

Die größten Hebel zur Erreichung dieses Ziels finden sich im Gebäudesektor. Bereits im Jahr 2021 hat die Stadt München konkrete Maßnahmen im Gebäudesektor beschlossen [15]. Hierzu gehören:

- Einhaltung des Effizienzhaus-40-Standards [16] bei Neubauten und Sanierungen von Gebäuden der Stadtverwaltung (Dieser Standard geht über aktuellen Anforderungen der OIB-Richtlinie 6 in Österreich hinaus),
- Anwendung des „Klimafahrplans“ bei städtebaulichen Planungen und neuen Bebauungsplanverfahren,
- Photovoltaik-Pflicht bei neuen Bebauungsplanverfahren,
- Bestmögliche Nutzung von Solaranlagen bei der Errichtung städtischer Gebäude im Rahmen des Masterplans „Solares München“,
- Vergabe von städtischen Flächen nur unter Einhaltung des Effizienzhaus-40-Standards als Mindestnorm, sowie Errichtung von PV-Anlagen als Auswahlkriterium

Entgegen dieser ambitionierten Zielsetzung kommt das seitens Ökoinstitut e.V., Hamburg Institut Consulting und INTRAPLAN erstellte Fachgutachten zu Entwicklungsszenarien der Stadt zu dem Schluss, dass „das Ziel einer Klimaneutralität der Stadtverwaltung auf Basis von innerhalb des Stadtgebiets durchgeführten Maßnahmen voraussichtlich nicht erreichbar ist“ [12]. Hierfür erscheint der gesteckte Zeitrahmen als zu ambitioniert.

9.1.3 Fernwärmenetz München – aktueller Stand

München hat ein gut ausgebautes Fernwärmenetz, das von den Stadtwerken München (SWM) betrieben wird. Obwohl nur 18 % der Gebäude in München an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, deckt das Fernwärmesystem 36 % der gesamten Wärmeversorgung im Stadtgebiet (58 % im Wohnsektor) [3]. Die durchschnittlichen Arbeitspreise pro gelieferte Kilowattstunde Wärme betragen 12,73 Cent, exklusive Abrechnungs- und Grundgebühren (Stand 01.10.2024) [18].

Das Fernwärmenetz München verfügt über effiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen; dazu können die SWM auf umfangreiche Erfahrungen in der Nutzung von Tiefengeothermie zurückblicken. Die jährlich aktualisierte Umwelterklärung der Stadtwerke München liefert detaillierte technische Informationen zu den Fernwärmenetzen, den angeschlossenen Heizwerken sowie zu den entsprechenden Energieerträgen und Emissionen. Abbildung 17 zeigt die aktuellen Einspeisestandorte der Versorgungsseite des Münchner Fernwärmesystems. Insgesamt erstreckt sich das Fernwärmeverteilnetz über mehr als 925 km [3].

Trotz der gut etablierten Nutzung von Tiefengeothermie beträgt der aktuelle Anteil erneuerbarer Energien im Versorgungsmix der Fernwärme lediglich 13 % [19]. Aufgrund der hohen Effizienz der in München betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen liegen die spezifischen CO₂-Emissionen der gelieferten Fernwärmewärme aktuell bei 66 g/kWh [20]. Tabelle 4 bietet einen Überblick über die genannten Grundeigenschaften des Fernwärmenetzes in München.

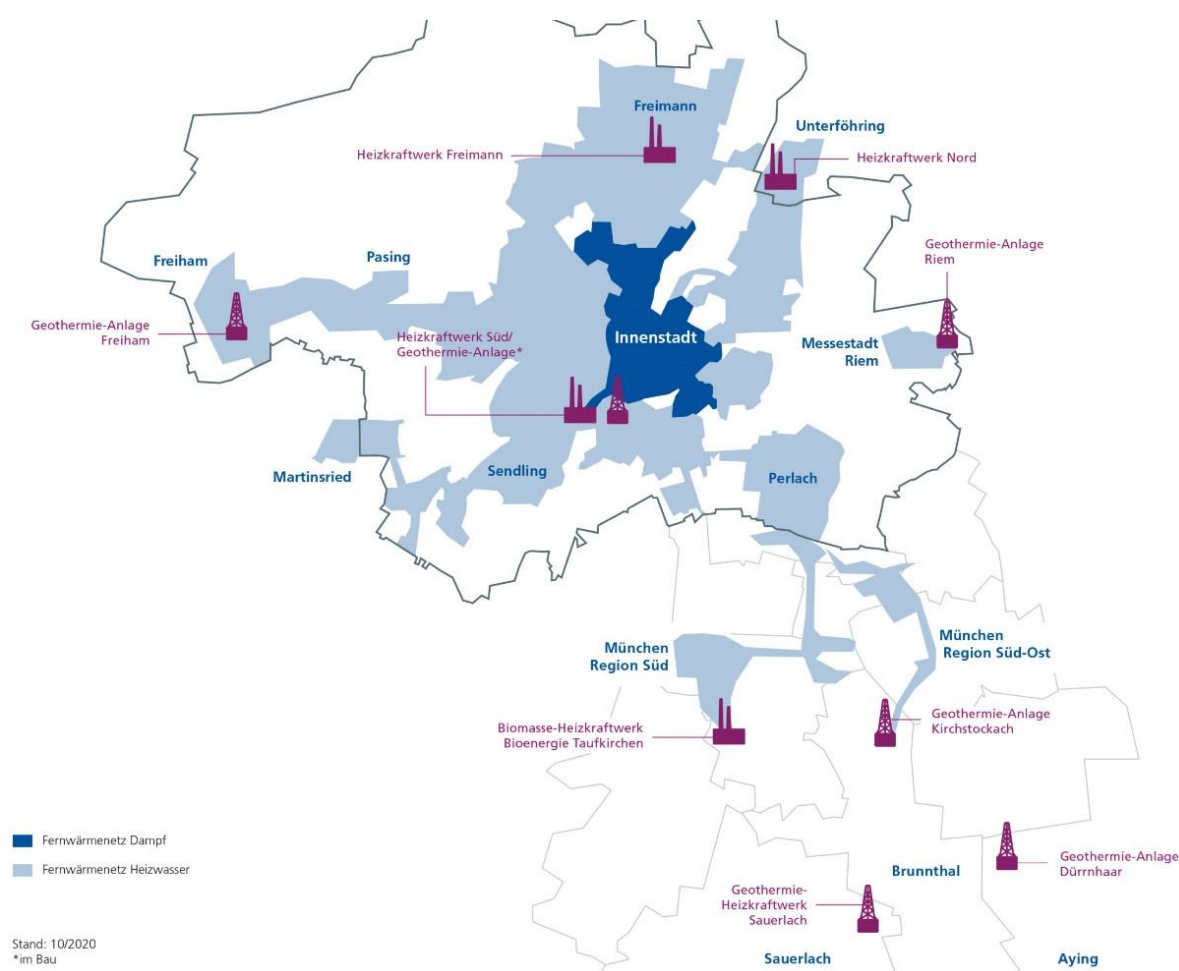


Abbildung 17: Fernwärmeversorgungsgebiete und Einspeisestandorte der Stadtwerke München [21]

Tabelle 4: Technischer Überblick über die Struktur des Fernwärmenetzes der Stadt München

Anschlussrate Fernwärme Gebäude	18 %
Anteil Fernwärme an gesamter Wärmeversorgung	36 %
Anteil erneuerbarer Energie in Fernwärmeversorgung	13 %
Wärmeverluste im Fernwärmenetz	13 %
Spezifische CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	66
Verbrauchspreis (01.10.2024) [cent/kWh]	12,73

Tabelle 5 zeigt die Dominanz fossiler Heiz- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Münchner Fernwärmesystem im Jahr 2021. Der Großteil der Wärme wird durch KWK-Anlagen bereitgestellt, die mit Kohle, Erdgas und kommunalem Müll betrieben werden. Die geothermische Wärmeversorgung verteilt sich auf sechs Heizwerke, wobei das erste Geothermie-Heizwerk 2004 in Betrieb genommen wurde. Ein siebtes Geothermie-Heizwerk befindet sich derzeit im Bau, in der Nähe eines öffentlichen Freibadgeländes. Es ist zu erwähnen, dass sich 3 der 6 bestehenden Tiefengeothermie-Heizwerke im Stadtgebiet Münchens befinden. Perspektivisch sollen die 3 übrigen Tiefengeothermie-Heizwerke auch Fernwärme in das Fernwärmenetz Münchens einspeisen. **Ausstieg aus der Kohleverbrennung:** Im Jahr 2024 haben die Stadtwerke München (SWM) ihren kohlebetriebenen Block 2 im HKW Nord auf Erdgas-Nutzung umgestellt. Der



ursprünglich für 2022 geplante Verzicht auf Kohle hat sich wegen der Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine verzögert [17].

Tabelle 5: Übersicht Fernwärmeerzeugung Stadtwerke München [22]

	2021 [MWh]		2022 [MWh]	
KWK und Heizwerke	4.398.911	83,4 %	3.583.660	76,7 %
Geothermie	317.097	6,0 %	556.042	11,9 %
Biogas	348	0,0 %	1.675	0,0 %
Biogener Restmüll und Klärschlamm	560.236	10,6 %	528.697	11,3 %
SUMME	5.276.592		4.670.074	

Der Brennstoffmix für das Wärmeverbundnetz der SWM ist in Abbildung 18 dargestellt. Dabei ist zu bemerken, dass Kohle nur noch in den ersten Monaten des Jahres 2024 eingesetzt wurde und inzwischen vollständig verschwunden ist (bzw. durch Erdgas ersetzt wurde). Der Anteil „unvermeidbare Abwärme“ entspricht der Müllverbrennung.

Kennzeichnung der Wärmelieferung 2024¹⁾

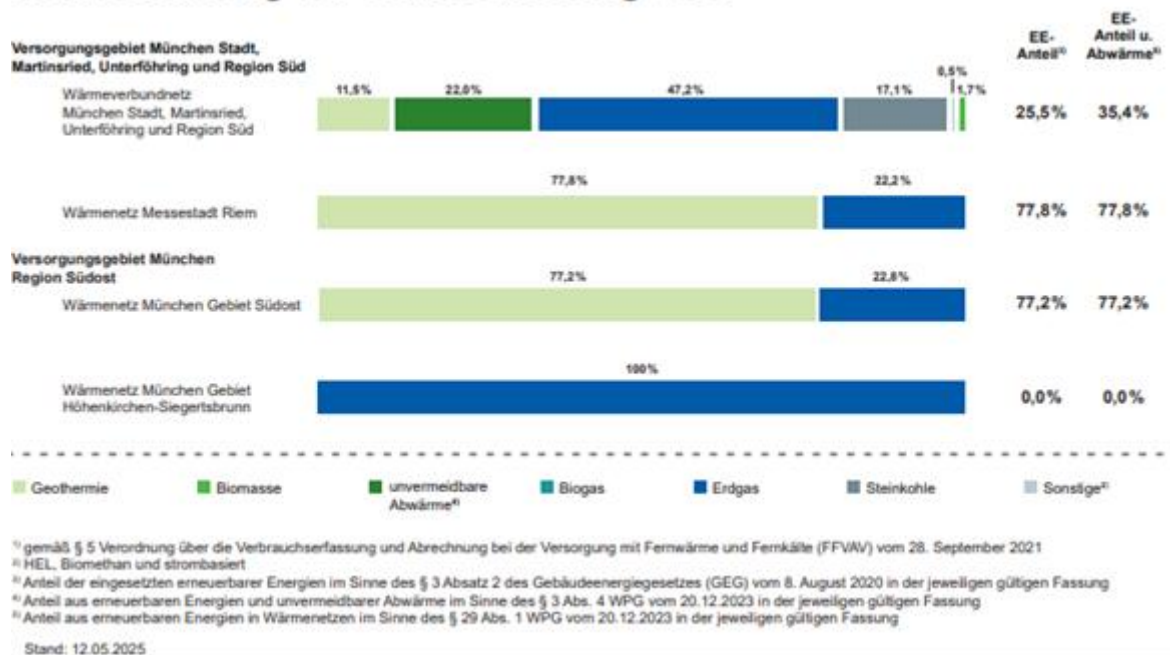


Abbildung 18: Brennstoffmix der Wärmenetze in München, relevant hier ist das „Wärmeverbundnetz“ [23]

Ein Blick auf die Versorgungskapazitäten (Abbildung 19) im Münchner Fernwärmenetz zeigt, dass, wie auch in Wien, mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen den Großteil der Wärmeversorgung abdecken. Hinzu kommen erdgasbetriebene Heizwerke mit einer thermischen Anschlussleistung von insgesamt etwa 1.000 MW. Die Stadt München verfügt über zwei Müllverbrennungsblöcke, die eine dauerhaft verfügbare thermische Leistung von 100 MW aufweisen und gebündelt am Standort Unterföhring errichtet wurden. Die Müllverbrennungsanlagen am Standort Unterföhring werden durch eine Erdgas-KWK-Anlage mit 555 MW_{th} und 360 MW_{el} ergänzt. Diese wurde 2024 von vormals Steinkohle als Brennstoff auf Erdgas umgestellt und soll bis 2035 als Brückentechnologie betrieben werden [24]. Zudem finden sich in Unterföhring erdgasbefeuerte Heizwerke.

Im Jahr 2035 soll auf dem Gelände des Heizkraftwerks Nord in Unterföhring eine neue Müllverbrennungsanlage in Betrieb gehen [25,26]. Diese ist als Ersatz für den Block 3 vorgesehen, der seit 1983 in Betrieb ist und eine Kapazität von 300.000 Tonnen Müll pro Jahr hat. Die neue Anlage soll eine Kapazität von 450.000 Tonnen Müll pro Jahr haben. Auch Block 1 mit einer Kapazität von ca. 450.000 Tonnen Müll pro Jahr kann dann stillgelegt werden, wenn die Müllmenge in München wie geplant zurückgeht.

Verfügbare thermische Leistung München 2021 [MW]

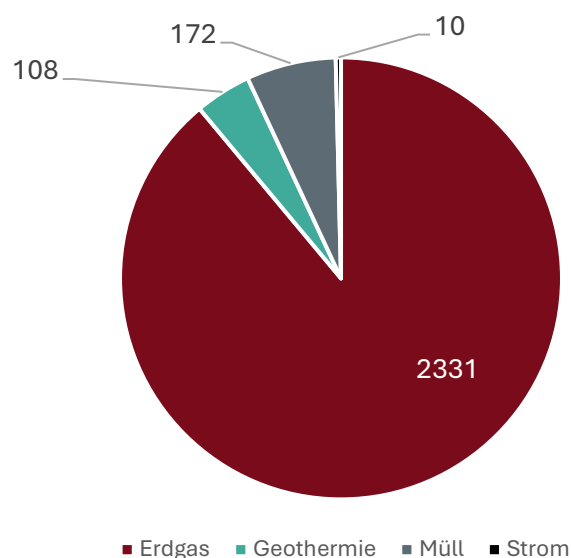


Abbildung 19: Installierte thermische Versorgungskapazitäten Fernwärmenetz München

Tabelle 6 bietet einen Überblick über die einzelnen angeschlossenen thermischen Versorgungslagen. Zudem sind einige Kommentare zu deren zukünftiger Nutzung und Einbindung in das zentrale Fernwärmenetz und die von den Stadtwerken München betriebenen Inselnetze beigefügt.

Tabelle 6: Technischer Überblick über das Fernwärmenetz in München [3]

Anlage	Energieträger	Verfügbare thermische Leistung [MW]	Kommentar
Nord 1+3	Müll	172	Von insgesamt vier Linien der beiden Blöcke sind im Regelfall maximal drei verfügbar. Daher ist von ca. 100 MW dauerhaft verfügbarer Leistung auszugehen.
Nord 2	Erdgas	555	Vormals Steinkohle
Süd GuD 1	Erdgas	220	Heizkraftwerk, wird derzeit umfassend modernisiert
Süd GuD 2	Erdgas	436	Heizkraftwerk, wird derzeit umfassend modernisiert
Freimann Gasturbinen	Erdgas	120	Heizkraftwerk
Heizwerke	Erdgas	1.000	Verteilt über verschiedene Standorte der Stadt zu Kapazitäten von 35 MW _{th} bis 204 MW _{th} [27]
Riem	Geothermie	13	Einspeisung in Inselnetz Riem
Freiham	Geothermie	19	Einspeisung Fernwärmenetz Bereich Innenstadt
Süd Geothermie	Geothermie	60	Einspeisung Fernwärmenetz am Standort Süd neben GuD-Anlagen
Süd Power-to-Heat	Strom	10	Einspeisung Fernwärmenetz am Standort Süd neben GuD-Anlagen
Sauerlach	Geothermie	4	ORC-Anlage mit Einspeisung in lokalem Netz betrieben von SWM (4 MW _{th} , 5 MW _{el}) [28]
Dürrnhaar/ Kirchstockenach	Geothermie	12	ORC-Anlage mit Einspeisung in lokalem Netz betrieben von SWM (Ausbau auf 40 MW _{th} möglich) [29]

Auffallend ist die bereits bestehende Nutzung tiefer Geothermie an verschiedenen Standorten und in unterschiedlichen Rollen. Abbildung 20 zeigt, dass insbesondere in den letzten Jahren die Nutzung tiefer Geothermie im Fernwärmenetz ausgebaut wurde. Ein Blick auf die aktuellen Ambitionen der Stadt München in Bezug auf die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung zeigt jedoch, dass die Geschwindigkeit dieses Ausbaus weiter zunehmen muss, um die gesteckten Ziele zu erreichen.

Entwicklung der Tiefengeothermie

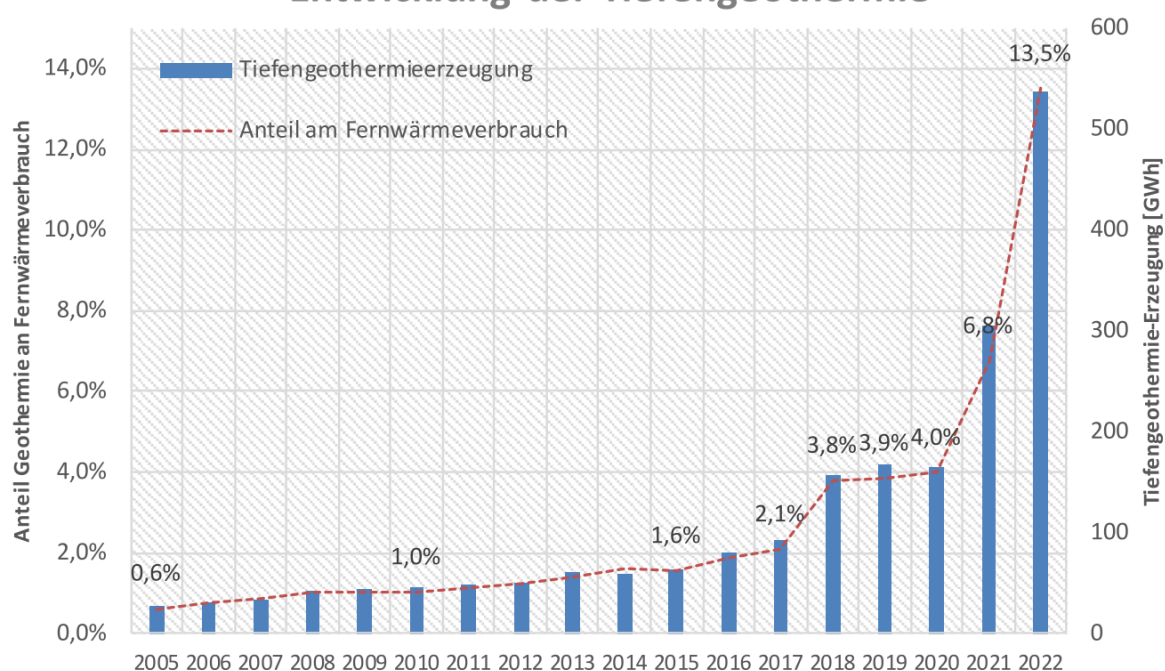


Abbildung 20: Historische Entwicklung der Nutzung von tiefer Geothermie in München [8]

9.1.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in München

Der folgende Abschnitt beschreibt die bestehenden Zielsetzungen, Maßnahmenpläne und kommunizierten Entwicklungspfade zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in München. Die Dekarbonisierung des Münchner Fernwärmenetzes sowie die Abdeckung des geplanten zusätzlichen Wärmeabsatzes bis 2050 sollen vorrangig durch die Nutzung tiefer Geothermie und den Einsatz von Großwärmepumpen erfolgen. Die Anzahl der Bohrungen würde demnach von aktuell 15 auf über 65 ansteigen (+330 %).

Abbildung 21 zeigt hierbei ein Ausbauszenario der Versorgungstechnologien, welches zeigt, dass Fernwärme ab 2040 gänzlich aus CO₂-neutralen Wärmequellen (Müllverbrennung ausgenommen) bezogen wird. Demnach gewinnt der Ausbau der tiefen Geothermie ab 2030 an Tempo und verdrängt gemeinsam mit Großwärmepumpen bestehende Erdgas-KWK-Anlagen und Heizwerke. Als Wärmequelle für Großwärmepumpen soll der Rücklauf der Fernwärme – womöglich an den Standorten der Geothermie-Bohrungen – dienen. Auch werden eine Erneuerung der Müllverbrennungsanlage sowie ein Nachrüsten der CO₂-Abscheidung (bzw. Carbon capture and storage, CCS) an dieser thematisiert. Ebenso ist ein Biomasseheizkraftwerk im Transformationspfad eingeplant. Ab 2040 ist zudem eine Umrüstung aktueller Standorte zu Erdgas-KWK und Heizwerken auf grünen Wasserstoff zur Spitzenlastabdeckung eingeplant.

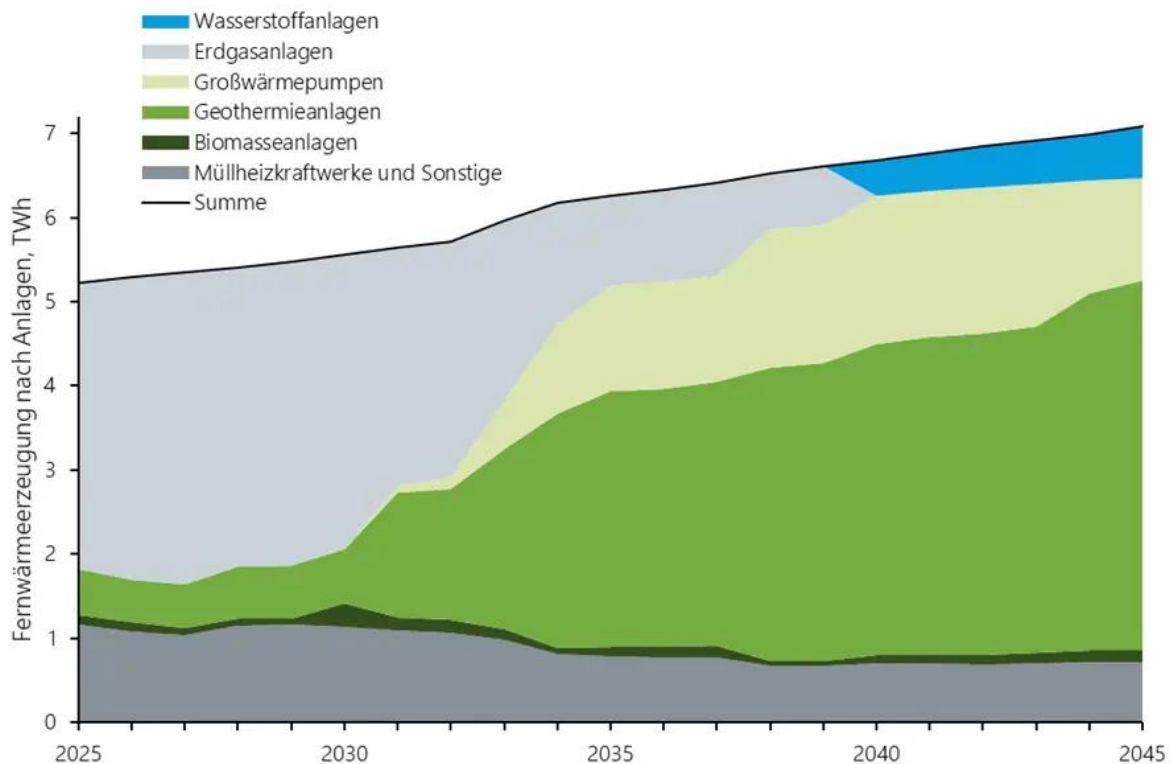


Abbildung 21: Transformationspfad Stadtwerke München Fernwärmeversorgung [30]

Um den Fahrplan zur Dekarbonisierung und zum Ausbau des Fernwärmenetzes einzuhalten, haben die Stadtwerke München bereits begonnen, Kooperationen mit Partner*innen in der Region aufzubauen. Dies betrifft insbesondere die Unterstützung umliegender Kommunen bei der kommunalen Wärmeplanung sowie die Errichtung von Gesellschaften zur Sicherung von Bergrechten und Grundstücken. Die rechtzeitige Sicherstellung von Grundstücken wird im Transformationsplan aufgrund der hohen Flächenkonkurrenz im Münchner Stadtgebiet thematisiert.

Die anfallenden Kosten für diesen Transformationsplan belaufen sich auf etwa 9,5 Milliarden Euro [32]. Selbst wenn seitens der deutschen Bundesförderung für effiziente Wärmenetze genug Budget für die Förderung aller Maßnahmen vorhanden wäre, wird die Finanzierung dieses Investitionsvolumens mit einer erheblichen Neuverschuldung der Stadtwerke München verbunden sein. Aus diesem Grund führen die Stadtwerke München an, dass Mehrbelastungen in anderen Bereichen über die bereits beschlossenen Maßnahmen hinaus nicht mehr finanzierbar sein werden. Weiters wird sich der erhöhte Finanzierungsbedarf auf die Möglichkeit zur Gewinnabführung an die Landeshauptstadt München auswirken.

Aus diesen Gründen fordern die Stadtwerke München, gemeinsam mit anderen Branchenvertreter*innen, eine ausreichende Ausweitung der bundesweiten Förderbudgets im Bereich der Wärmenetze. Eine Ausweitung von 900 Millionen jährlich auf 3 Milliarden jährlich wird zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele als notwendig erachtet. Ohne eine solche Ausweitung sei die Einhaltung des im Transformationspfad angeführten Zeitplans nicht möglich. Da aber eine solche Ausweitung aktuell nicht in Sicht ist, wird ein erhebliches Risiko der Unterfinanzierung der geplanten Maßnahmen identifiziert [3]. Neben dem direkten Finanzierungsbedarf machen die Stadtwerke München noch weitere Erfolgsfaktoren für die Umsetzung des Transformationsplans aus. Zu diesen gehören insbesondere:

- Die Akquise von geeignetem Fachpersonal in allen relevanten Bereichen,
- Bereitstellung ausreichender Flächen für Erzeugungsanlagen und Übergabestationen,
- Unterstützung durch die Landeshauptstadt München,
 - Implementierung eines „Steuerungskreises Wärmewende“,
 - Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren,
 - Beschleunigung und Vereinfachung von Auflagen bei Infrastrukturbautätigkeit,
 - Unterstützung bei der Flächensicherung,
 - Akzeptanz bei der Bevölkerung schaffen.

9.1.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in München

Die Fernwärmeinfrastruktur Münchens ist heute bereits gut ausgebaut und mit umfangreichen Erweiterungsplänen versehen. Die Strategie der Stadt legt den Schwerpunkt auf eine weitere Verdichtung der Anschlüsse in den bestehenden Fernwärmegebieten sowie auf die Ausweitung der Versorgung auf neue Regionen, insbesondere in dicht besiedelten Bereichen. Durch diese Erweiterung des Fernwärmenetzes erwartet die Stadt München eine Erhöhung des Fernwärmeabsatzes bis 2040.

Im Transformationsplan zur Fernwärmeversorgung zeigen die Stadtwerke München einen detaillierten Transformationspfad mit dazugehörigem Investitionsbedarf auf [32]. Demnach werden 2045 im Zielszenario 2/3 des Wärmebedarfs in München durch Fernwärme gedeckt werden, wodurch Absatzeinbußen durch Sanierungsmaßnahmen und den Klimawandel stark überkompensiert werden. Dies ist jedoch mit massiven Investitionen in das Leitungsnetz sowie Versorgungskapazitäten verbunden. Diese würden sich bis 2045 auf 9,5 Milliarden Euro belaufen.

Der projizierte Ausbau des Fernwärmenetzes beinhaltet eine Erweiterung der Trassenlänge um 600 km (+60 %). Dies geht einher mit einer Erweiterung der Kundenanschlussleistung von 3,2 GW auf 5,0 GW und einer Erhöhung der Spitzenlast im Netz von 1,9 GW auf 2,7 GW. Der Wärmeabsatz würde demnach von aktuell 4,4 TWh auf 5,8 TWh anwachsen.



Tabelle 7 bietet einen Überblick über die geplanten Zielgrößen in der Erweiterung und der Umstellung des Fernwärmenetzes in München.

Auch der Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur wird von den Ausbaugebieten im Münchener Wärmeplan getrieben. Ausbaugebiete werden nach einem bestimmten zeitlichen Ablauf des Ausbaus strukturiert und Kund*innen in betreffenden Gebäuden frühzeitig informiert und aktiv angesprochen. Zudem können sich Interessent*innen auf eigenen Websites über Möglichkeiten und Konditionen des Fernwärmeanschlusses informieren [31]. Auf diese Weise soll so früh wie möglich Planungssicherheit für alle Akteur*innen geschaffen werden und Anschlusszwänge sollen vermieden werden. Gleichzeitig werden Kapazitäten für einzelne Hausanschlüsse außerhalb dieser akkordierten Ausbaupläne vorgehalten.

Gebiete zur Erweiterung und Modernisierung (Umstellung vom Dampfnetz auf Heißwassernetz) werden im Münchner Wärmeplan ersichtlich gemacht. Während die Umstellung auf Heißwassernetze ein zentraler Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie der SWM ist, ist aktuell keine vollständige Umstellung der bestehenden Dampfnetze auf Heißwassernetze geplant. Einzelne Netzabschnitte können voraussichtlich auch über 2040 hinaus mittels Müllverbrennung und Biomasse über Dampf versorgt werden.

Tabelle 7: Überblick Transformationspfad Stadtwerke München [32]

(alle Angaben beziehen sich auf die Fernwärme)		Aktueller Stand	Zielbild 2045 (nach Transformationsplan)	Delta
Wärmeabsatz	ca. 4,4 TWh	ca. 5,8 TWh		+32 %
Spitzenlast	ca. 1,9 GW	ca. 2,7 GW		+42 %
Anzahl Geothermieanlagen	15 Bohrungen mit ca. 185 MW _{th} (ohne Riem)	> 65 Bohrungen mit max. 800 MW _{th} (ohne Riem) inkl. der Bedarfe von Kooperationspartner*innen in der Region (Gemeinden am Standort künftiger Bohrungen)		+330 %
Anzahl Großwärmepumpen	-	bis zu 10 Anlagen mit max. 0,5 GW _{th} (Vorrangig wird hier eine Einbindung direkt am Standort von Geothermieranlagen mit Rücklaufanhebung vorgesehen)		-
Trassenlänge	ca. 1.000 km	ca. 1.600 km		+60 %
Kundenanschlüsse	ca. 3,2 GW	ca. 5,0 GW		+56 %
Weiteres	Ein Biomasseheizkraftwerk, Nachfolgeanlagen zur Müllverbrennung inkl. CO ₂ -Abscheidung bzw. CCS, H ₂ -Umstellung der Bestandsanlagen, sechs Wärmeübergabestationen sowie Erweiterung des Neubaus von Druckerhöhungsanlagen.			

Neben der Fernwärmeinfrastruktur hat der vorgestellte Transformationspfad auch Auswirkungen auf die Strom- und Gasversorgung in der Stadt. Besonders Gebiete außerhalb des Fernwärmenetzes, die aktuell mit Erdgas versorgt und beheizt werden, können im Zuge der Umstellung auf dezentrale Wärmepumpen und dezentrale Wärme reduzierte Marktanteile für die Stadtwerke München (durch Verlust der leitungsgebundenen Wärmeversorgung) bedeuten. Im Sinne eines umfassenden Angebotes auf dem Münchner Wärmemarkt bieten die Stadtwerke München mit „M/Wärmepumpe“ und „M-Nahwärme“ auch Wärmelösungen für diese Märkte an. Die Stadtwerke München können hier als Contractor auftreten und bieten auch einen gebäudespezifischen Beratungsservice für Wärmepumpen an.

9.1.6 Governance und Regulierung in München

Das Fernwärmesystem und die Versorgungskapazitäten Münchens gehören den Stadtwerken München, die zu 100 % im Besitz der Stadt München sind. Da die Stadtwerke München mehrere kommunale Dienstleistungsbereiche wie die Trinkwasserversorgung und die Erdgasversorgung betreiben, ist die Eigentums- und Governance-Struktur des Fernwärmesystems in München der Situation in Wien sehr ähnlich.

Wie in Wien wurde in München in den vergangenen Jahren die räumliche Energieplanung weiterentwickelt, insbesondere hinsichtlich des Fernwärmesystems. Der Münchner Wärmeplan (Abbildung 22) ist das zentrale Ergebnis dieser Aktivitäten und stellt räumlich differenziert die geeignetsten Optionen zur dekarbonisierten Wärmeversorgung im Gebäudebestand und in den Entwicklungsgebieten dar. Im Gegensatz zum Wiener Wärmeplan 2040 werden Versorgungstechnologien feiner ausdifferenziert und der Zeitplan zur Dekarbonisierung sowie zum Ausbau der zentralen Fernwärme genauer dargestellt. Hierbei werden Gebiete, die aktuell über ein Dampfnetz versorgt werden, sowie Gebiete zur Nachverdichtung und Erweiterung der Heißwasserabschnitte erkennbar gemacht. Zudem werden detaillierte Erhebungen zu

Versorgungsalternativen außerhalb der Fernwärmegebiete dargestellt. Die Stadtwerke München veröffentlichen hierbei sogar genauere Geoinformationen zum aktuellen Leitungsnetz [3].

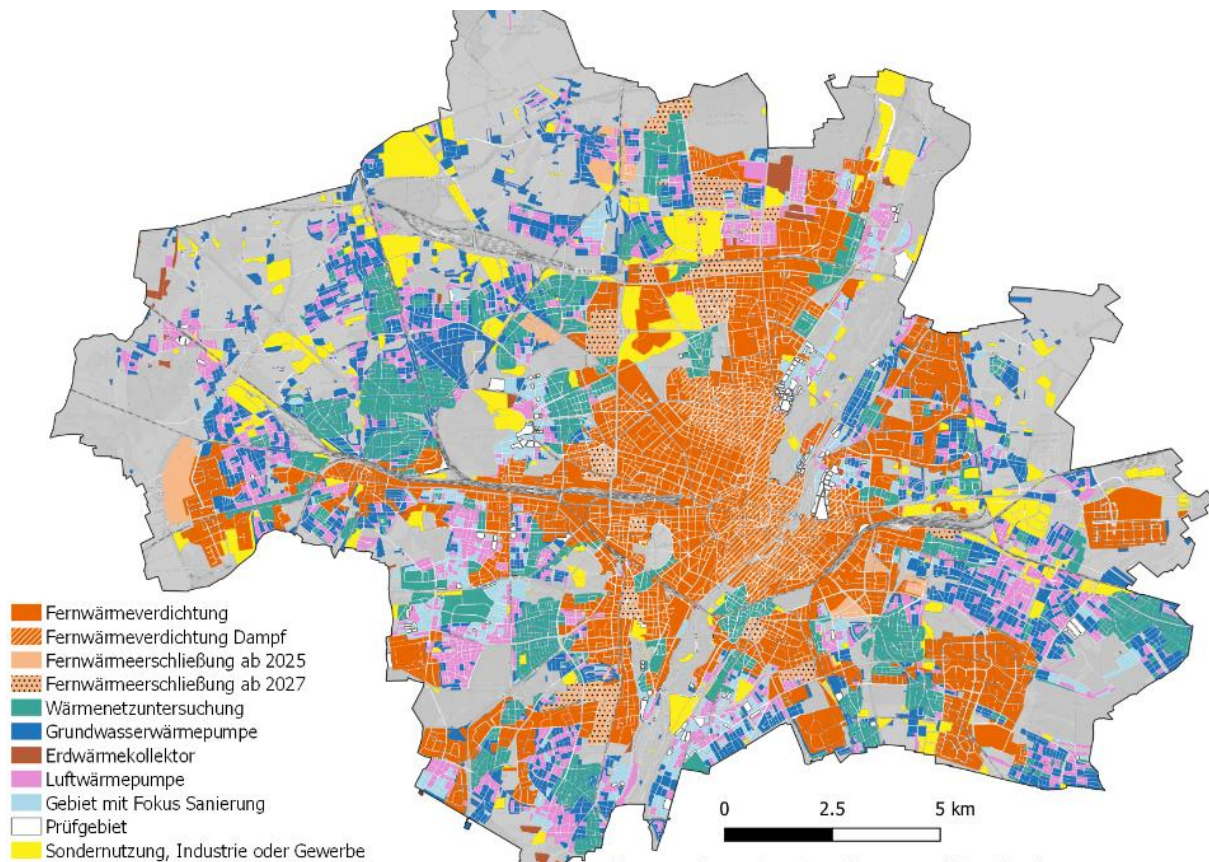


Abbildung 22: Münchner Wärmeplan [34]

Zur Umsetzung des Münchner Wärmeplans besteht eine Reihe von **Förderinstrumenten**, die auch im Bereich der Fernwärme Anwendung finden.

- Im Rahmen der **Bundesförderung** für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen besteht die Möglichkeit zur Förderung des Anschlusses einzelner Gebäude an Wärmenetze, wobei sich Fördermöglichkeiten für Einzelmaßnahmen auf bis zu 70 % der förderbaren Kosten kumulieren können [35].
- Die **Stadt München** selbst fördert im Rahmen der Förderung von Heizungstauschen 15 % der förderfähigen Kosten für den Anschluss von Bestandsgebäuden an Wärmenetze [36]. Zusätzlich können – alternativ zur Investitionsförderung - Investitionen zum Heizungstausch von selbstnutzenden Wohnungs- oder Hauseigentümer*innen im Ausmaß von 20 % steuerlich geltend gemacht werden [37].

Neben privaten Gebäudeeigentümer*innen profitieren die Stadtwerke München selbst ebenfalls von **Bundes- und Landesförderungen** im Bereich von erneuerbaren Wärmenetzen.

- Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) betrifft sowohl Neuerrichtungen von Nahwärmenetzen mit hohen erneuerbaren Anteilen als auch die Umrüstung bestehender Fernwärmenetze auf erneuerbare Energieträger. Gefördert werden Einzelmaßnahmen, Investitionen in Wärmenetze, Betriebskosten sowie Machbarkeitsstudien und Transformationspläne [38].
- Der Freistaat Bayern bietet ebenfalls zahlreiche Fördermöglichkeiten zur Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes in München. Zu nennen sind Fördermittel zur



Forschung bezüglich der Geothermie-Nutzung [40], vergünstigte Darlehen für Wärme- und Kältenetze [41], Investitionszuschüsse für Biomasse-Wärmenetze [42] sowie weitere energiebezogene Darlehen für Kommunen. Die Förderfibel Umweltschutz und Energie bietet hier einen umfassenden Überblick über Fördermöglichkeiten in Bezug auf Fernwärmenetze auf Landesebene in München [41].

Da auch in München in letzter Instanz Gebäudeeigentümer*innen über die **Umstellung von Heizsystemen** auf dekarbonisierte Systeme entscheiden, hat die Stadt München ein rechtliches Gutachten zu Anschlusszwängen zur Fernwärme in Auftrag gegeben. Zwangslösungen wurden jedoch als letztes Mittel kommuniziert, da mögliche rechtliche Auseinandersetzungen mit erheblichen Mehraufwänden verbunden sein könnten [42]. Es wurden auch keine indirekten Förderungen für den Anschluss von Fernwärme an Gebäude, wie die Beschränkung von Förderungen auf Fernwärme, sollte diese vorhanden sein, gefunden. Einzig in der Förderung für klimaneutrale Gebäude (FKG) wird eine verpflichtende Prüfung zur Möglichkeit eines Anschlusses erwähnt [43]. Unter Umständen kann es hier zu Einschränkungen kommen.

Die nationale Regulierung der Umstellung von Wärmeversorgungssystemen im Bereich der Warmmieten in Deutschland ist ein zentraler Aspekt für Fernwärmeanschlüsse in Bestandsgebäuden. § 556c BGB sieht vor, dass sich die Betriebskosten für Mieter*innen bei der Umstellung auf Fernwärmeversorgung nicht erhöhen dürfen. Zudem sieht das Gesetz vor, dass beispielsweise Vollkosten eines Fernwärmeanschlusses nicht über Betriebskosten abgerechnet werden können. Speziell in einem Umfeld niedriger Gaspreise stellt diese Regelung eine Barriere für den Anschluss von Bestandsgebäuden an das Fernwärmenetz in München dar.

Fernwärmepreise für Endkund*innen: Die SWM sind bei Preislegung und Preisänderungen (Arbeitspreis, Leistungspreis) an das Kartellrecht und die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) gebunden. Dabei werden Fernwärmepreise durch zuvor festgelegte Preisgleitformeln mit definierten Indexfaktoren angepasst, wodurch Kunden Transparenz und Preissicherheit erhalten. Detaillierte Preisblätter werden aufgrund von Bestimmungen aus AVBFernwärmeV veröffentlicht. Die Preisaufsicht erfolgt durch das Bundeskartellamt. Für den Anschluss an das Fernwärmenetz sind Anschlussgebühren zu entrichten. Diese werden im Preisblatt für Netzanschlüsse von SWM festgehalten [33].

Hinsichtlich des **Drittzugangs** zum Fernwärmenetz gibt es in Deutschland derzeit keine spezifischen Vorschriften [44]. Ein Drittzugang wäre grundsätzlich möglich, sofern eine Vereinbarung zwischen der dritten Partei und den Stadtwerken München getroffen wird. Derzeit gibt es jedoch kein laufendes Projekt im Zusammenhang mit dem Drittzugang.

9.1.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in München

Mit dem seitens der Stadtwerke München vorgelegten Transformationsplan für die Fernwärme München, der Zustimmung seitens des Stadtrats erhalten hat [32], sowie dem Münchner Wärmeplan (bereitgestellt von der Landeshauptstadt München) verfügt die Stadt über zwei Planungsdokumente, die in hohem Detailgrad die Erweiterung des Fernwärmeversorgungsgebietes aufzeigen. Zudem wird klar dargelegt, welche Technologien versorgungsseitig zum Einsatz kommen. Besonders der Münchner Wärmeplan schafft für Gebäudeeigentümer*innen Klarheit in Bezug auf den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Verfügbarkeit alternativer dekarbonisierter Wärmequellen. In Verbindung mit der geplanten frühen Kontaktierung und Einbindung von Gebäudeeigentümer*innen wird so frühzeitig wichtige Planungssicherheit für Investitionen und Entscheidungen bezüglich des Anschlusses einzelner Gebäude geschaffen.



Hervorzuheben sind zudem die drei bereits bestehenden Geothermieranlagen, die aktuell 12 % der Fernwärmeversorgung ausmachen. Durch diese bestehenden Aktivitäten und Anlagen konnte die Stadt München wertvolle Erfahrungen in diesem Bereich sammeln, was sich in den Umsetzungsplänen des Transformationspfades widerspiegelt. Frühzeitig sollen umliegende Gemeinden in die Flächenakquise für Geothermieranlagen und Wärmeübergabestationen eingebunden werden, um Prozesse zu beschleunigen. Ein Beispiel für effiziente Flächennutzung im Bereich Geothermie findet sich in der Anlage am Michaelibad (80 MW_{th}). Hervorzuheben ist zudem die Geothermie-Anlage am Heizkraftwerk Standort Süd. Der Standort, an dem zwei GuD-Heizkraftwerke betrieben werden, wurde in den Jahren 2016 bis 2021 um eine 60-MW_{th}-Geothermieranlage erweitert (Deutschlands größte derartige Anlage). Um die Flexibilität des Fernwärmenetzes zu steigern und bestehende KWK- und Geothermieranlagen am Standort Süd optimal zu nutzen, wird 2025 ein 57.000 m³ (200 MWh_{th}) Wärmespeicher errichtet. Vor allem bestehende KWK-Anlagen sollen von der erhöhten Flexibilität profitieren.

Ein weiterer zentraler Bestandteil der Dekarbonisierung des Wärmenetzes ist die Umstellung einzelner bestehender Dampfnetzabschnitte auf ein Heißwassernetz. Dies betrifft aktuell vorrangig Gebiete östlich der Isar. Vereinzelte Gebiete können auch über 2040 hinaus mittels Müllverbrennung und Biomasse über Dampf versorgt werden, sodass SWM aktuell keine vollständige Umstellung der bestehenden Dampfnetze auf Heißwassernetze plant. Diese Umstellung ist eine zentrale Voraussetzung für die starke Ausweitung der Nutzung von tiefer Geothermie und wurde bereits konkret geplant. Um den damit einhergehenden Tausch von Fernwärmeübergabestationen mit Gebäudeeigentümer*innen bestmöglich abzustimmen, wird ein detaillierter und zeitlich differenzierter Umstellungsplan veröffentlicht.

Als weiteres Highlight in der Umsetzung sind die Geothermiebohrungen am Standort München-Allach zu nennen. Dort finden aktuell Bohrarbeiten für eine 10 MW_{th} Geothermieranlage statt.

9.1.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in München

Mit ihren ambitionierten Zielen zur Dekarbonisierung der Fernwärme und des Energiesystems sowie den dazugehörigen ausformulierten Plänen positioniert sich die Stadt München als Vorreiter in der Dekarbonisierung. Zudem verfügt sie über ähnliche Voraussetzungen wie Wien, wodurch sich für die Stadt Wien einige relevante Erkenntnisse ableiten lassen. Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass Gasetagenheizungen in München zwar ebenfalls eine bedeutende, wenngleich wesentlich weniger wichtige Rolle spielen als in Wien, wodurch andere Problemstellungen in Bezug auf die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung an Bedeutung gewinnen. Ebenso sei an dieser Stelle noch einmal erwähnt, dass die Zielsetzung der bilanziellen Klimaneutralität bis 2035 auf Stadtebene nicht zwischen Stadtrat und SWM abgestimmt ist, da SWM das Ziel einer CO₂-neutralen Fernwärmeversorgung bis 2040 verfolgt. Das ambitionierte Ziel kann also im Gegensatz zu erreichbaren Umsetzungsgeschwindigkeiten stehen - vor allem im Fernwärmesektor.

Im Zuge des Ausbaus des bestehenden Fernwärmenetzes möchte die Stadt München auf Anschlusszwänge verzichten. In Verbindung mit den ambitionierten Ausbauzielen sind dadurch erweiterte Governance-Maßnahmen notwendig, die auf Wien übertragbar sind. So wird möglichst frühzeitig versucht, Gebäudeeigentümer*innen Planungssicherheit zu verschaffen und Ausbaupläne transparent zu gestalten. Der Münchner Wärmeplan ist detaillierter gestaltet als sein Wiener Gegenstück (Wiener Wärmeplan) und liefert präzisere Einschätzungen zu lokalen Versorgungspotenzialen.



Auch der zeitlich (bis 2030) und räumlich verortete Phasenplan des Fernwärmeausbaus [20] stellt einen Mehrwert gegenüber den in Wien frei verfügbaren Informationen zum Fernwärmeausbau dar. Lokale Stakeholder können durch genauere Zusagen zum Fernwärmeausbau besser planen und Investitionen entsprechend steuern.

Die Stadt München setzt auch hinsichtlich der Versorgungsseite der Fernwärme auf frühzeitige Planung und Steuerung. Im Rahmen der regionalen Governance werden bereits jetzt umliegende Gemeinden zur Sicherung von Flächen für Fernwärmeinfrastruktur und Bauplätzen für Tiefenbohrungen eingebunden. Die bereits gesammelten Erfahrungen im Rahmen der bestehenden Geothermie-Bohrungen im Fernwärmenetz unterstützen die Stadt hierbei und ermöglichen eine effizientere Umsetzung. Hier ist hervorzuheben, dass selbst bei einer nicht vollständigen Erreichung der Ausbauziele bezüglich tiefer Geothermie bis 2040 noch immer der überwiegende Teil der Wärme zur Fernwärmeversorgung aus Geothermie, Großwärmepumpen, Abwärme und Biomasse gewonnen werden wird. Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen - dessen Verfügbarkeit in relevanten Mengen für die Fernwärmeversorgung noch nicht abschließend geklärt ist - wird demnach in der Fernwärmeversorgung eine sehr untergeordnete Rolle spielen. Dies steht im Gegensatz zu anderen Städten wie beispielsweise Berlin, wo Wasserstoff eine deutlich größere Rolle in der Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung zugesprochen wird. Da die Stadt Wien ebenso über tiefe Geothermie-Potenziale verfügt und diese eine tragende Rolle bei der Dekarbonisierung der Fernwärme spielen sollen, erscheint eine Intensivierung des Austauschs beider Städte sinnvoll. Die Stadt Wien kann hierbei von bestehenden Projekten lernen und eigene Prozesse entsprechend anpassen. Besonders die Sicherstellung von Flächen für Infrastruktur und Bohrungen erscheint hierbei relevant, da auch in Wien davon auszugehen ist, dass die Einbindung umliegender Gemeinden sinnvoll ist.

Während die Stadt München einen geringeren Anteil an Müllverbrennung im Fernwärmemix als Wien aufweist, bestehen auch hier bereits Pläne zur Dekarbonisierung dieser Wärmequelle durch Carbon capture and storage.

Da Wien nicht nur einen höheren Anteil an Müllverbrennung im Fernwärmemix aufweist, sondern auch über mehr einzelne Verbrennungsanlagen verfügt, erscheint es sinnvoll, von internationalen Projekten zu lernen. Während die Pläne für CCS in München noch nicht unmittelbar umgesetzt werden, starten hierzu bereits in Kopenhagen einzelne Projekte.

Die gesetzten Ziele Münchens erscheinen verglichen mit der aktuellen Umsetzungsgeschwindigkeit und dem Umfang der beschlossenen Maßnahmen unrealistisch. Während im Transformationsplan zur Fernwärme die bestehenden Herausforderungen und potenziellen Barrieren klar angesprochen werden, erscheint die Auseinandersetzung mit den Zielen auf Stadtebene weniger kritisch. Diese Diskrepanzen können zu Unstimmigkeiten in der Bevölkerung bezogen auf die Erwartungshaltung zur Erreichung der Ziele sowie die damit verbundenen Folgen führen. Eine differenzierte Auseinandersetzung mit diesen Themen empfiehlt sich daher auch für Wien.

Folgendes kann dazu zusammengetragen werden:

- **München als Vorreiter:** Durch die ambitionierten Dekarbonisierungsziele und konkreten Pläne zum Ausbau und zur Dekarbonisierung der Fernwärme hat München hohe Relevanz für Wien.
- **Fernwärmeausbau ohne Anschlusszwang:** Erfordert stärkere Governance; frühzeitige Information und Planungssicherheit für Gebäudeeigentümer*innen.

- **Wärmeplan München:** Detaillierter als der Wiener Plan, inkl. räumlich-zeitlicher Phasenplanung und lokaler Potenziale.
- **Regionale Governance:**
 - SWM sind zu 100 % im Eigentum der Stadt München
 - Frühzeitige Einbindung umliegender Gemeinden zur Flächensicherung (Infrastruktur, Tiefenbohrungen).
 - Erfahrungen mit Geothermiebohrungen erleichtern die Umsetzung.
 - Hoher Wissenstransfer ist möglich, da Wien ähnliche Geothermiepotenziale aufweist.
- **Fernwärmetarife**
 - SWM sind bei Preislegung und Preisänderungen (Arbeitspreis, Leistungspreis) an das Kartellrecht und die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) gebunden. Dabei werden Fernwärmepreise durch zuvor festgelegte Preisleitformeln mit definierten Indexfaktoren angepasst, wodurch Kunden Transparenz und Preissicherheit erhalten.
 - Detaillierte Preisblätter werden aufgrund von Bestimmungen aus AVBFernwärmeV veröffentlicht
 - Preisaufsicht erfolgt durch Bundeskartellamt
- **Geothermie und Flächensicherung:**
 - Sicherstellung von Flächen für Infrastruktur und Bohrungen auch in Wien wichtig
 - Einbindung umliegender Gemeinden wird auch für Wien empfohlen
- **Dekarbonisierung der Müllverbrennung:** München plant CCS; Wien mit höherem Anteil besonders gefordert – internationale Kooperation erscheint daher sinnvoll.
- **Diskrepanz zwischen Zielen und Umsetzung:** Lücke zwischen Ambitionen und Maßnahmen in München erkennbar – Wien sollte sich ebenfalls kritisch mit Umsetzbarkeit befassen.



Literaturverzeichnis

- [1] Eurostat. Population on 1 January by age group, sex and NUTS 3 region 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo_r_pjangrp3/default/table?lang=en (accessed November 19, 2025).
- [2] Eurostat. Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295 (accessed November 19, 2025).
- [3] Kleinertz, Britta; von Roon, Serafin; Djamali, Alexander; Ferstl, Joachim; Freiburger, Leona; Greif, Simon; Harper, Ryan; Portune, Maria; Schmidt, Tobias; Timpe, Christof; Bürger, Veit; Cludius, Johanna; Wingenbach M. Klimaneutrale Wärme München 2035. München: 2021.
- [4] Hotmaps consortium. Hotmaps - Toolbox 2025. <https://www.hotmaps.eu/map> (accessed April 26, 2025).
- [5] Joebges S. Zensus 2011 – Ergebnisse für München und das Umland - Schwerpunkt Gebäude- und Wohnungs-zählung 2011.
- [6] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Zensusatlas | Kartenanwendung 2025. <https://atlas.zensus2022.de/?BL=DE&E=4127070&Jhr=2022&N=3178523&code=Z10&scl=288895&> (accessed September 19, 2025).
- [7] Umweltbundesamt. BSKO – Zentraler Standard für kommunale Treibhausgasbilanzierung 2024. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/kommunaler-klimaschutz/bisko-zentraler-standard-fuer-kommunale#undefined> (accessed September 19, 2025).
- [8] Referat für Klima- und Umweltschutz (RKU). Treibhausgas-Monitoring der Landeshauptstadt München 1990–2022. 2024.
- [9] Statistisches Bundesamt. Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung (Kreise) 2023. <https://www.statistikportal.de/de/vgrdl/ergebnisse-kreisebene/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung-kreise> (accessed September 19, 2025).
- [10] Timpe C, Hesse T, Kluth T, Maaß C, Mundt J, Palacios S, et al. Szenarien für ein klimaneutrales München bis 2035. München: 2022.
- [11] Keidel A. Klimabilanz der Stadtverwaltung München – Maßnahmen. 2024.
- [12] Timpe C, Kenkmann T, Hesse T, Mundt J, Maaß C, Kapfer J, et al. Maßnahmenplan Klimaneutralität München. 2021.
- [13] Landeshauptstadt Muenchen. Masterplan “Solares München” – Landeshauptstadt München 2025. <https://stadt.muenchen.de/infos/masterplan-solares-muenchen.html> (accessed April 23, 2025).
- [14] Mobilitätsreferat. 2035 Die Mobilitätsstrategie der Stadt München. Mobility_strategy_munich: n.d.
- [15] Referat für Stadtplanung und Bauordnung. Maßnahmen in der Stadtentwicklungsplanung, Bebauungsplanung, Wohnabuförderung und Stadtsanierung Klimafahrplan in der Stadtplanung. 2021.

- 
- [16] KfW. Neubau: Was ist ein Effizienzhaus? | KfW 2025. <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-Effizienzhaus/> (accessed October 27, 2025).
- [17] Stadtwerke München GmbH. Stadtwerke München Geschäftsbericht 2024 2025.
- [18] Stadtwerke München GmbH. Preisblatt M-Fernwärme. 2024.
- [19] Stadtwerke München GmbH. AKTUALISIERTE UMWELTERKLÄRUNG 2022 Ressort Technik der Stadtwerke München. 2022.
- [20] Stadtwerke München GmbH. M-Fernwärme für Geschäftskunden | SWM 2025. <https://www.swm.de/geschaeftskunden/fernwaerme> (accessed October 27, 2025).
- [21] Stadtwerke München GmbH. Fernwärme-Vision 2040 2024. <https://www.werkstadt-muenchen.de/wiki/fernwaerme-vision-2040/> (accessed April 26, 2025).
- [22] Stadtwerke München GmbH. Aktualisierte Umwelterklärung 2023 2023.
- [23] Stadtwerke München GmbH. Kennzeichnung Fernwärme 2024 2025. <https://www.swm.de/dam/doc/geschaeftskunden/fernwaerme/2024/kennzeichnung-waermelieferung-2024.pdf> (accessed October 28, 2025).
- [24] Stadtwerke München GmbH. Kraft-Wärme-Kopplung: Effektiv und ressourcenschonend 2025. <https://www.swm.de/unternehmen/kraft-waerme-kopplung> (accessed September 19, 2025).
- [25] Dietl V. Neue thermische Abfallbehandlung am HKW Nord: Planung startet. Muenchen.de Das Off Stadtportal 2025. <https://ru.muenchen.de/2025/178/Neue-thermische-Abfallbehandlung-am-HKW-Nord-Planung-startet-120249> (accessed October 27, 2025).
- [26] Kastner B. Abfallentsorgung: München plant neue Müllverbrennungsanlage. Süddeutsche Zeitung 2025.
- [27] Wikipedia. Liste der Heizwerke in München 2025. https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Heizwerke_in_München (accessed September 19, 2025).
- [28] Bundesverband Geothermie. Sauerlach - Geothermieranlage 2025. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/s/sauerlach-geothermieranlage> (accessed September 19, 2025).
- [29] Geothermie B. Dürrnhaar - Geothermieranlage 2025. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/d/duernnhaar-geothermieranlage> (accessed September 19, 2025).
- [30] Baumann H, Koschel H. Kommunale Wärmeplanung (LHM) SWM als Gestalter der Wärmewende. 2024.
- [31] Stadtwerke München GmbH. Fernwärme München | Komfortable Wärme 2025. <https://www.swm.de/energieloesungen/fernwaerme> (accessed October 27, 2025).
- [32] Wirtschaft R für A und, Referat für Klima- und Umweltschutz. Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in München Transformationsplan für die Fernwärme. 2022.
- [33] Stadtwerke München GmbH. Preisblatt Netzanschlüsse. 2025.

- 
- [34] Landeshauptstadt München. Wärmewende in München n.d. <https://stadt.muenchen.de/infos/waermewende-muenchen.html> (accessed April 26, 2025).
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BEG EM) für private Haushalte 2025. <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/beg-em-privat.html> (accessed April 27, 2025).
- [36] Landeshauptstadt München. Förderung von Heizungstausch (BEG-gekoppelt) (FKG) - Sachgebiet Förderprogramm Klimaneutrale Gebäude – Landeshauptstadt München 2025. <https://stadt.muenchen.de/service/info/sachgebiet-foerderprogramm-klimaneutrale-gebaeude/10414153/> (accessed April 27, 2025).
- [37] energie-fachberater.de. Steuerbonus für die Sanierung 2025. <https://www.energie-fachberater.de/beratung-foerdermittel/foerderung/steuerbonus-fuer-die-sanierung-das-muessen-sie-wissen.php> (accessed April 27, 2025).
- [38] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. BAFA - Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) 2025. https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html (accessed April 27, 2025).
- [39] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC). Klimafreundliche Fernwärme | Umweltförderung 2022. <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/klimafreundliche-fernwaerme> (accessed September 19, 2025).
- [40] (KPC) KPCG. Gewerbliche Wärme- und Kälteversorgung | Umweltförderung 2025. <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/wkv> (accessed September 19, 2025).
- [41] Bayerisches Landesamt für Umwelt. Förderfibel Umweltschutz und Energie 2025. <https://www.umweltpakt.bayern.de/werkzeuge/foerderfibel/programme> (accessed April 27, 2025).
- [42] Merkur. Heizungswende: München prüft „Anschlusszwang“ für Fernwärme 2024. <https://www.merkur.de/wirtschaft/waermewende-geg-heizungswende-muenchen-fernwaerme-energiewende-waermeplanung-zr-93084251.html> (accessed April 27, 2025).
- [43] Grimmeiß N. Sanierungs-Förderung in München & FKG-Förderung. RenewaDe 2025. <https://renewa.de/foerderung/staedte/muenchen> (accessed October 27, 2025).
- [44] Billerbeck A, Breitschopf B, Winkler J, Bürger V, Köhler B, Bacquet A, et al. Policy frameworks for district heating: A comprehensive overview and analysis of regulations and support measures across Europe. Energy Policy 2023;173:113377. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2022.113377>.

Kopenhagen



9.2 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Kopenhagen

9.2.1 Stadtprofil Kopenhagen

Kopenhagen ist eine der europäischen Städte, die besonders für ihre Ambitionen bzgl. Nachhaltigkeit, Innovation und eine hohe Lebensqualität sind bekannt. Die Stadt hat ehrgeizige Klimaziele und ganzheitliche Stadtplanungsstrategien, die Mobilitäts-, Energie- und Umweltziele miteinander verbinden. Mit einem Pro-Kopf-BIP von rund 64.800 € (Tabelle 8) spielt sie eine zentrale Rolle in der dänischen Wirtschaft und leistet einen wesentlichen Beitrag zur nationalen Wirtschaftsleistung.

Tabelle 8: Überblick Kopenhagen [1], [2]

Bevölkerungszahl Gemeinde, (Metropolregion), (2024)	822.733 (Stadt) 572.774 (Umland)
Heizgradtage [Kd/a]	3.161 (basis 16 °C), Quelle: Hotmap 2.660 (Basis: 18 °C), Quelle: Danish Meteorological Institute
Wärmebedarf [GWh/a]	4.000 Stadt Kopenhagen; 11.000 Großraum Kopenhagen (Summe)
Anschlussrate Gebäude an Fernwärmenetz	98 % (Stadt Kopenhagen)
BIP/Kopf (€) (PPS, EU27 2020)	64.800

9.2.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Kopenhagen

Kopenhagen hatte sich bereits 2012 das ambitionierte Ziel gesetzt, bis 2025 CO₂-neutral zu werden („Klimaplan KBH2025“) [3]. Spätestens seit 2022 ist jedoch klar, dass das Ziel der CO₂-Neutralität bis 2025 nicht länger realistisch ist. Ein wesentlicher Grund hierbei war, dass die Ambitionen bzgl. der CO₂-Abscheidung aus der Müllverbrennungsanlage vorerst gescheitert sind [4], [5]. Bis Ende 2025 wird die Stadt voraussichtlich ca. 80 % ihrer Emissionen gegenüber 2012 reduziert haben. Ca. 486.000 Tonnen CO₂ bleiben, was einem CO₂-Fußabdruck von 0,7 Tonnen pro Einwohner*in entspricht [5] (Abbildung 23).

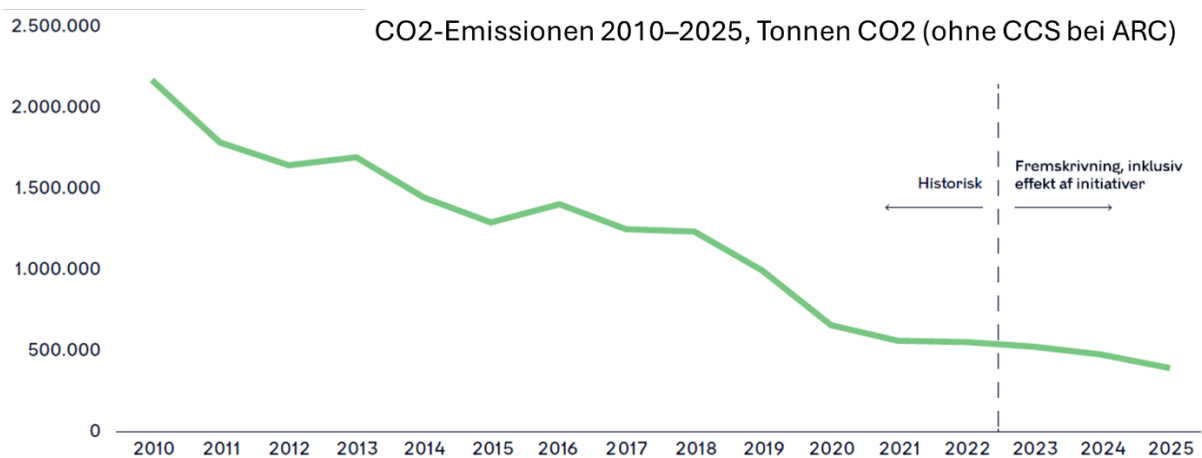


Abbildung 23: Historische CO₂-Emissionen und Prognose für die Stadt Kopenhagen [5].

Seit September 2025 ist der „Klimaplan 2035“ der Stadt Kopenhagen verfügbar, der einen ehrgeizigen und realistischen „grünen Wandel“ der Stadt anstrebt [6]. Diese Strategie enthält die folgenden Ziele für 2035 (Abbildung 24):

- Klimapositivität: Innerhalb des Stadtgebiets soll mehr CO₂ absorbiert als ausgestoßen werden,
- Die konsumbasierten Emissionen sollen um 50 % reduziert werden,
- Die Emissionen aus der öffentlichen Beschaffung sollen um 50 % reduzieren werden,
- Es soll mit Investitionen in mehr erneuerbare Energien und Wälder außerhalb der Gemeinde Kopenhagen zum grünen Wandel beigetragen werden.

Der Klimaplan 2035 inkludiert die Emissionen der nach Kopenhagen importierten Verbrauchsgüter sowie die Bereiche Bausektor, Raumplanung, Ernährung, grüne Kompetenzen, Klimabildung, Mobilität sowie Reisen [7].

Der Klimaplan 2035 wird am 1. Januar 2026 in Kraft treten und bis 2035 gelten [8].

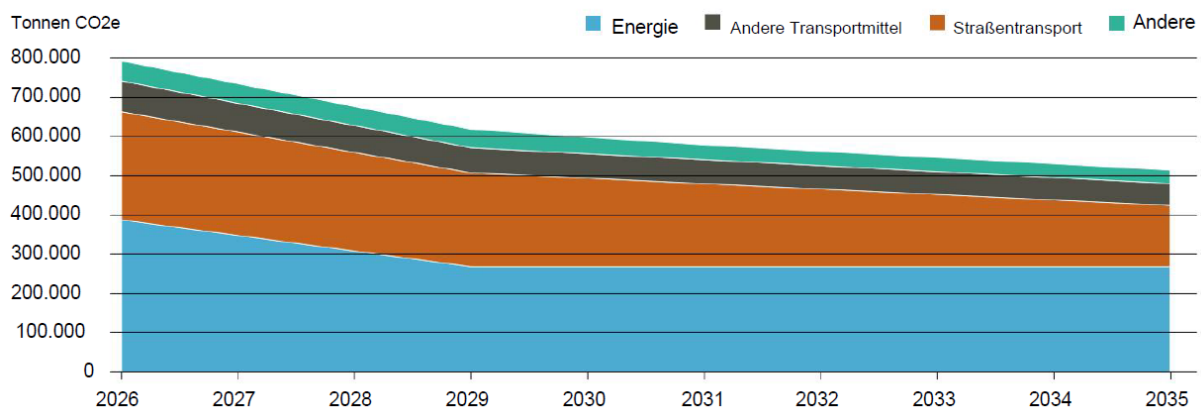


Abbildung 24: Prognose der CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente) im Großraum Kopenhagen (Basisprojektion, sofern keine neuen Klimamaßnahmen über bereits verabschiedete oder verbindliche Maßnahmen hinausgehen) [6]

9.2.3 Fernwärmenetz Kopenhagen – aktueller Stand

9.2.3.1 Stadt Kopenhagen

Das Fernwärmenetz von Kopenhagen wird von Hofor betrieben und deckt 98 % des städtischen Wärmebedarfs. Es werden über 1 495 km Rohrleitungen ca. 660.000 Kund*innen mit insgesamt ca. 4 TWh Fernwärme beliefert [9]. Eine Übersicht zum Fernwärmenetz ist in Abbildung 25 dargestellt.

Neben Fernwärme liefert Hofor auch Wasser, Stadtgas, Fernkälte und entsorgt Abwasser. Eigentümer von Hofor sind neben der Stadt Kopenhagen 7 weitere Gemeinden im Umland von Kopenhagen [10].

Basierend auf den ehrgeizigen Zielen des Klimaplan KBH2025 konnte Kopenhagen bis 2022 die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2010 um 74 % reduzieren. Insbesondere die Umstellung von Kohle auf Biomasse war entscheidend dafür, dass sich die Fernwärmeversorgung von etwa 70 % fossilen Energieträgern im Jahr 1990 auf heute über 80 % erneuerbare Energien, vor allem nachhaltige Biomasse, verändert hat [11].

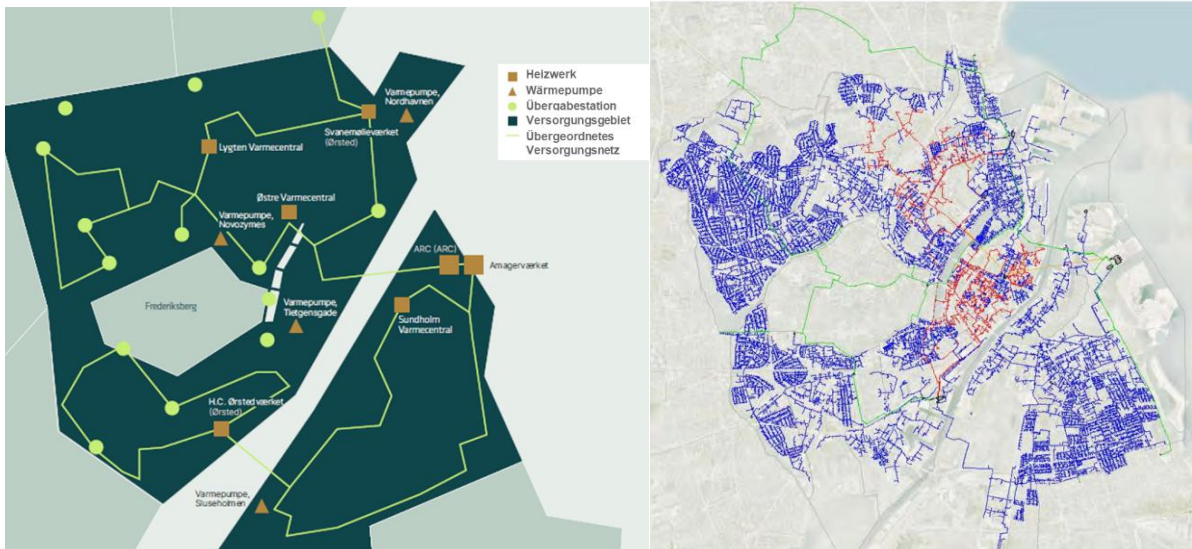


Abbildung 25: Das Fernwärmenetz in Kopenhagen, links: Versorgungsgebiet und Erzeugungsanlagen heute [9]; rechts: das Fernwärmenetz Stand 2009 (keine neuere Abbildung verfügbar), hierbei sind grüne Linien Übertragungsnetze, blaue Linien: wasserbasierte Verteilnetze und rote Linien: dampfbasierte Verteilnetze [12] (letztere wurden bereits 2021 vollständig auf wasserbasierte Systeme umgestellt [13])

Das Fernwärmenetz von Kopenhagen ist ein integraler Bestandteil des Fernwärmeverbundnetzes der Hauptstadtregion Kopenhagen; etwa 2/3 der Wärme für Kopenhagen wird vom Übertragungsnetzbetreiber CTR geliefert [9] – siehe unten. Das restliche Drittel wird seitens Hofo von lokalen Wärmeerzeugern gekauft oder in eigenen Anlagen erzeugt. Letztere inkludieren (neben Spitzenlasterzeugern):

- Die **Biomasse-KWK-Anlage „Amagerværket“**, mit einer Kapazität von 210 MW_{el} und 669 MW_{th} (814 MW_{th} bei reiner Wärmeerzeugung). Die Anlage ist kombiniert mit einem Kurzzeitwärmespeicher, der ein Volumen von 24.000 m³ hat. Sie produziert ca. 25 % des Wärmebedarfs (2,75 TWh) und ca. 30 % des Strombedarfs (0,67 TWh) des Großraums Kopenhagen. Dafür werden jährlich etwa 250.000 Tonnen Holzpellets und ca. 1 Million Tonnen Holzhackschnitzel verbrannt. Einen Teil der produzierten Wärme wird an das Übertragungsunternehmen CTR geliefert [9], [14]. Für die Anlage wird derzeit eine CCS-Anlage geplant (siehe Abschnitt „Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Kopenhagen“).
- Mehrere **Großwärmepumpen** mit in Summe 15 MW_{th} Erzeugungskapazität [15], inkl.
 - 0,8 MW_{th} Grundwasser-Wärmepumpe (FlexHeat)
 - 5,0 MW_{th} Seewasser- / Abwasser-Wärmepumpe (SVAF)
 - 4,0 MW_{th} industrielle Abwärme-Wärmepumpe (Enzymproduktion Novonesis)
 - 5,0 MW_{th} Wärmepumpe, die die Abwärme aus der Fernkälte nutzt (Tietgensgade)
 - Dazu sind bereits Großwärmepumpen mit einer Kapazität von 50 MW_{th} in Planung, die Abwasser und Seewasser als Quelle verwenden.

Unter Berücksichtigung der von CTR bezogenen Wärme stammen rund 90 % der an die Kund*innen in Kopenhagen gelieferten Wärme aus KWK und Müllverbrennung. Die Wärmeverluste im Netz liegen unter 10 %. In Summe ist die Fernwärmeversorgung in Kopenhagen damit 86 % CO₂-neutral, die mittleren CO₂ Emissionen liegen bei 35 g/kWh [16].

Exkurs Müllverbrennung: In Kopenhagen befindet sich (in der Nähe der Biomasse-KWK-Anlage Amagerværket) die Müllverbrennungsanlage „Amager Bakke“ (auch genannt Amager Slope oder Copenhill), die aufgrund der Ski-Piste am Dach bekannt geworden ist (siehe Abbildung 26). Die

Anlage hat eine Leistung von 63 MW_{el} und 247 MW_{th} [17] und wird vom Amager Resource Centre (ARC) betrieben. ARC ist ein kommunales Gemeinschaftsunternehmen der Gemeinden Dragør, Frederiksberg, Hvidovre, Kopenhagen und Tårnby [18]. ARC liefert aber keine Fernwärme direkt an Hofor, sondern an das Übertragungsnetz von CTR sowie an ein lokales Wärmenetz in Amagerland [19]. Die Anlage wurde in der Vergangenheit allerdings aufgrund technischer und finanzieller Schwierigkeiten sowie des Imports von Müll und der Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Wärmeerzeugern kontrovers diskutiert [20], [21]. Eine geplante CCS-Anlage konnte in der Vergangenheit nicht umgesetzt werden [4], die jetzt aber wieder in der Diskussion steht [6], siehe auch Abschnitt „Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Kopenhagen“.



Abbildung 26: Müllverbrennungsanlage „Amager Bakke“ inkl. der Ski-Piste auf dem Dach der Anlage [22]

Exkurs Fernkälte: In Kopenhagen wird von Hofor auch ein Fernkältenetz betrieben, das aktuell eine Leistung von 100 MW_{th} hat und an das 125 Großkund*innen mit einer Fläche von etwa drei Mrd. Quadratmetern angeschlossen sind. Eine der wesentlichen Kältequellen ist Seewasser [10], [23]. Ein Teil der Abwärme aus der Fernkälte wird in das Kopenhagener Fernwärmenetz eingespeist (siehe oben). Fernkälte ist bislang nur für Großkunden wie Gewerbeimmobilien, Hotels und Museen verfügbar [24]; es ist nicht geplant, Wohngebäude zu versorgen [16].

Exkurs Stadtgas: Hofor betreibt auch das Gasnetz in Kopenhagen, das über ein 860 km langes Leitungsnetz an Kund*innen in Kopenhagen, Frederiksberg sowie Teilen der Gemeinden Hvidovre, Rødovre und Tårnby geliefert wird. Zu den Kunden gehören hauptsächlich Gewerbe- und Industriekunden wie Krankenhäuser, Wäschereien, Restaurants sowie Industrie- und Prozesskunden. Das verteilte Gas stammt z.T. aus Biogas aus den Kläranlagen der Stadt und ist zu ca. 66 % CO₂-neutral. Es besteht das Ziel, bis 2025 zu 100 % CO₂-neutrales Stadtgas liefern zu können [9].

9.2.3.2 GroBraun Kopenhagen

Nach der Einführung des Heat Supply Acts wurde zwischen 1986 und 1990 ein Fernwärmeverbundsystem in der Region Kopenhagen errichtet [11], [25], [26]; [27], [28], [29]. Die Gemeinden der Region schlossen sich zusammen und gründeten die Unternehmen VEKS und CTR, die den Transport der Fernwärme von großen zentralen KWKs bzw. Heizwerken zu den



einzelnen Verteilnetzen sicherstellen sollten. Die dazu errichteten Übertragungsnetze von VEKS und CTR haben heute eine Länge von 135 km bzw. 54 km und liefern insgesamt 8.800 - 9.500 GWh Wärme pro Jahr, wobei die Stadt Kopenhagen allein etwa 50 % der Wärme verbraucht. Das gesamte Verbundsystem ist in Abbildung 27 dargestellt.

Wärmeverkauf an die Gemeinden: VEKS und CTR liefern keine Wärme direkt an Endkund*innen, vielmehr sind an die jeweiligen Übertragungsnetze 12 bzw. 5 Gemeinden angeschlossen, die die Wärme übernehmen und mittels lokaler Fernwärmenetze auf niedrigerem Temperaturniveau verteilen [30], [26]. Eine der 5 Gemeinden, die CTR beliefert, ist Kopenhagen [31]. Die Wärme wird an alle belieferten Gemeinden zu einem einheitlichen Poolpreis verkauft, der über die Vorgabe des Heat Supply Acts geregelt wird [31] (kostendeckender Betrieb, siehe auch Abschnitt „Governance und Regulierung“). Überschüsse oder Defizite des Vorjahres werden in die Ermittlung der Wärmepreise des folgenden Jahres einbezogen, um eine ausgeglichene Bilanz zu erreichen. Der Poolpreis setzt sich aus einem fixen Bestandteil und einem monatlich variablen Teil zusammen, der es ermöglicht, den höheren Einkaufspreis der Wärme im Winter zu berücksichtigen [32].

Wärmeerzeugung: VEKS und CTR kaufen Wärme von unterschiedlichen Erzeugern ein und betreiben (mit Ausnahme einzelner Spitzenlastkesseln) keine eigenen Erzeugungsanlagen. Die beiden Übertragungsnetze sind miteinander verbunden, sodass ein Austausch von Wärme möglich ist. Der gesamte Wärmebedarf im Verbundsystem liegt bei 11 TWh mit einer Spitzenlast von 3 GW. Die maximalen Vorlauftemperaturen liegen zwischen 110 °C und 120 °C. Im System sind folgende Erzeugungsanlagen installiert:

- 2 200 MW_{th} Grundasterzeuger, davon
 - 1 665 MW_{th} Biomasse KWK,
 - 493 MW_{th} Müllverbrennung (KWK), und
 - 54 MW_{th} Großwärmepumpen, sowie
- 2 293 MW Spitzenlast (Erdgas) und Reservekapazitäten (Leichtöl).

Dazu stehen den Übertragungsnetzbetreibern zwei Wärmespeicher mit einem Volumen bzw. einen Speichereinhalt von $(2 \cdot 22.000 \text{ m}^3 + 25.000 \text{ m}^3)$ bzw. 2.700 MWh [25] sowie einer Kapazität von 660 MW [16] zur Verfügung. Der aktuelle Erzeugungsmix in der Hauptstadtregion ist in Abbildung 28 dargestellt.

Umsetzung eines PIT-Speichers: In dem lokalen Wärmenetz Høje Taastrup wurde in den Jahren 2019–2022 ein 70.000 m³ (3.300 MWh) großer PIT-Speicher mit einer Lade-/Entladeleistung von 30 MW_{th} implementiert. Die Investitionskosten betrugen 90 Mio. DKK. Dieser Speicher wird über das Übertragungsnetz mit Wärme geladen und gibt sie an das lokale Fernwärmesystem in Høje Taastrup ab. Der Speicher kann keine Wärme an das Übertragungsnetz zurückliefern und dient rein zum Lastmanagement. Die Firma Varmelast (siehe unten) steuert den Wärmespeicher und plant die Wärmeversorgung auf Basis einer Optimierung des gesamten Übertragungsnetzes [27].

Anmerkung bzgl. externer Wärmelieferanten: Alle Wärmeerzeuger, die Wärme an das Fernwärmesystem liefern, fallen unter den „Heat Supply Act“. Für KWKs existieren Regeln, wie die Betriebskosten auf die Wärme- und Stromerzeugung umgelegt werden können. Die Übertragungsnetzbetreiber zahlen die der Wärme zugewiesenen Kosten ohne Gewinnaufschlag. Aufgrund der hohen Energieeffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung kann diese Kostenverteilung jedoch dazu führen, dass dem KWK-Erzeuger weniger Kosten für die Stromerzeugung entstehen, als wenn er die gleiche Menge Strom in einem Kraftwerk (ohne Wärmeauskopplung) erzeugt hätte [16].

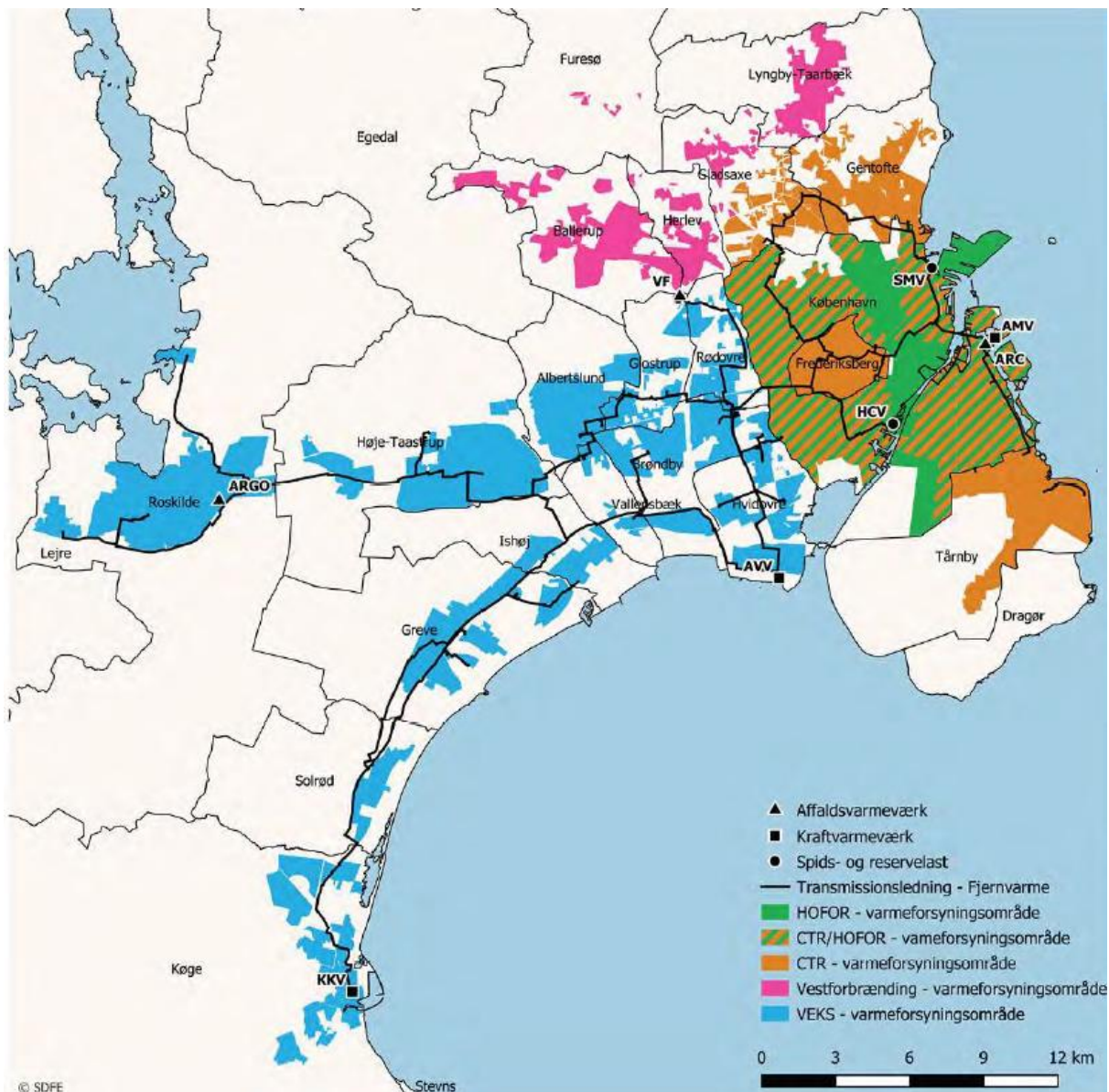


Abbildung 27: Das Fernwärmeverbundnetz der Hauptstadtregion Kopenhagen [33]

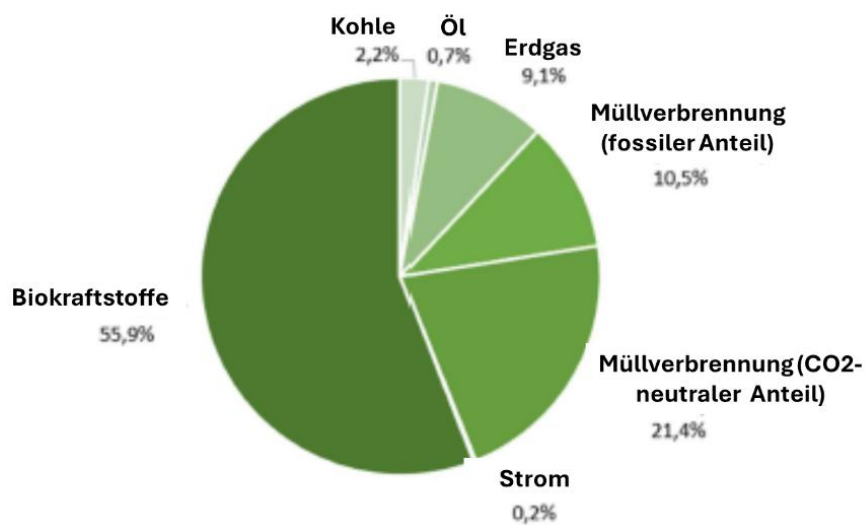


Abbildung 28: Wärmeerzeugung Hauptstadtregion nach Brennstoffen 2020 (VT, CTR, VEKS, Høfor) [33]



Laststeuerung im Verbundsystem: Um die kostenoptimale Nutzung der Erzeugungsanlagen und Speicher im gesamten Verbundnetz zu garantieren, haben die Unternehmen CTR, VEKS und HOFOR zusammen eine Kooperation zur Laststeuerung gestartet. Diese wird seit 2008 vom Unternehmen Varmelast übernommen. Dazu werden täglich auf Stundenbasis die Wärmepläne für den nächsten Tag veröffentlicht (day-ahead) und zusätzlich die aktuellen Pläne nach Bedarf angepasst (intra-day). Da ein Großteil der erzeugten Wärme aus KWKs stammt, berücksichtigt die optimierte Planung auch die erzielbaren Stromverkaufspreise. Die Berechnung der optimalen Lastverteilung stützt sich dabei nicht nur auf den Wärmebedarf und die entsprechenden Erzeugungskosten, sondern berücksichtigt auch die Grenzen der Transportkapazitäten. Durch die Integration mehrerer Wärmespeicher steigt die Flexibilität des Systems (siehe oben). Wärme kann zu günstigen Zeiten produziert und bei Spitzenlastbedarf wieder abgegeben werden. Ausschlaggebend für die Lastverteilung sind die variablen Wärmeproduktionskosten der Erzeuger. Diese ergeben sich aus der Differenz zwischen den gesamten variablen Kosten und den erzielbaren Stromerlösen. Zusätzlich haben die einzelnen Fernwärmeunternehmen individuelle Verträge mit den unterschiedlichen Betreibern großer Erzeugungsanlagen. Die in diesen Verträgen festgeschriebenen variablen Wärmepreise sind grundsätzlich unterschiedlich für die jeweiligen Unternehmen und berücksichtigen mehrere Faktoren (Art des eingesetzten Brennstoffs, Beitrag zu Investitionskosten, etc.) [34].

Erfolgsfaktoren für die Etablierung des Systems waren:

- Energiekrise in den 70er-Jahren, politischer Wille und Unterstützung (vor allem Steuern) die gute Kooperation der unterschiedlichen Kommunen und die fehlende Gewinnabsicht – siehe Abschnitt „Governance und Regulierung“.
- Langfristige Finanzierung: Als die Planung für das Übertragungsnetz in den 80er-Jahren gestartet wurde, konnten die beteiligten Gemeinden für die notwendigen Investitionen nur Eigenmittel in der Höhe von 0,2 % aufbringen. 99,8 % musste als Fremdkapital von Banken bereitgestellt werden. Um das Risiko für die Geldgeber zu minimieren, haben die Gemeinden gemeinsam ein Unternehmen gegründet, in dem jede Gemeinde für die gesamten Schulden bürgt. Damit konnte vor allem von internationalen Geldgebern das benötigte Kapital zusammengetragen werden, um die Infrastruktur aufzubauen. Der Wärmeverkaufspreis wurde im Folgenden jährlich angepasst, um eine Rückzahlung der Kredite innerhalb von 20 Jahren zu garantieren.
- Günstige Rahmenbedingungen: Fernwärme war bereits damals eine bekannte Technologie; es existierten einige lokale Fernwärmenetze in Gemeinden. Durch die Wärme-Übertragungsnetze konnten die lokalen Systeme mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen (KWK, industrielle Abwärme etc.) aggregiert werden. Dabei half auch die kostengünstige Verlegung von Rohren über landwirtschaftliche Flächen zwischen den Gemeinden.
- Synergien durch die Größe des Systems. Die Verbindung der einzelnen Netze erlaubt eine kostenoptimierte Wärmeerzeugung, sodass nur die günstigsten Produktionsanlagen betrieben werden. Das Risiko des Ausfalls einer Quelle wird mit zunehmender Netzgröße und damit mehreren Wärmeerzeugungsquellen minimiert; die Abhängigkeit von jeder einzelnen Quelle sinkt.
- Durch diese bidirektionale Netzstruktur werden die Einbindung und Nutzung von regional verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen sowie industrieller Abwärme optimiert.

9.2.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Kopenhagen

9.2.4.1 Stadt Kopenhagen

Zum Erreichen der langfristigen Dekarbonisierungsziele werden im Kopenhagener Fernwärmenetz von Hofor unterschiedliche Maßnahmen untersucht bzw. umgesetzt:

Integration von Großwärmepumpen, Speichern und Stromdirektheizungen. Neben den bestehenden 15 MW_{th} Wärmepumpenkapazitäten wird aktuell die Integration von weiteren Großwärmepumpen mit einer gesamten Kapazität von 250 MW_{th} bewertet. Dieses inkludiert 4 verschiedene Seewasser-Wärmepumpen mit 10 bis 100 MW_{th} sowie eine 70-100 MW_{th} Abwasser-Wärmepumpe [16]. Es ist geplant, dass langfristig Großwärmepumpen im Kopenhagener Fernwärmenetz eine Gesamtleistung von 300 MW haben und 25 bis 30 % des Kopenhagener Fernwärmebedarfs decken werden [35]. Dazu ist es geplant, einen 4-MW_{th}-ATES-Speicher und diverse Abwärmequellen sowie bis zu 550 MW_{th} Stromdirektheizungen in Kombination mit weiteren Speichern zu installieren [16].

Verschiebung Stromerzeugung und Strombedarf im Fernwärmesystem: Die Elektrifizierung der Wärmeproduktion durch die Integration von Großwärmepumpen und Stromdirektheizungen bei gleichzeitiger Verringerung der Wärmeproduktion aus Biomasse wird dazu führen, dass sich das Fernwärmesystem von einem Strom erzeugenden zu einem Strom verbrauchenden System wandelt, siehe Abbildung 29. Dies setzt aber voraus, dass ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, bzw. die Ausbauziele auch stromnetzseitig erreicht werden [11]

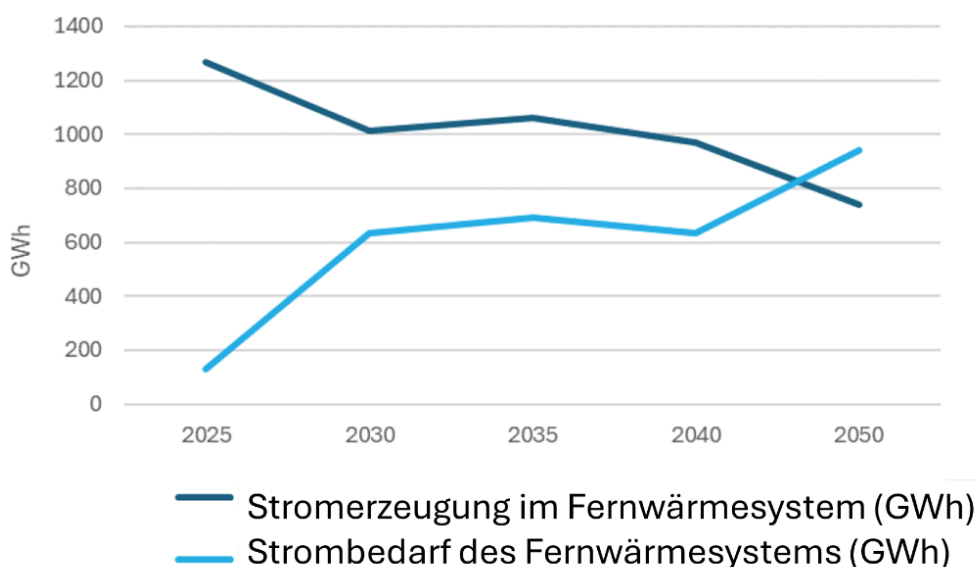


Abbildung 29: Prognosen für die Stromerzeugung und den Strombedarf im Fernwärmesystem von Kopenhagen;
Quelle: Ea Energianalyse, Scenarier for udvikling af energisystemet i Københavns Kommune, 2023; bzw. [11]

Absenkung der Vorlauftemperaturen: Um die Effizienz der Großwärmepumpen und damit deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, hat Hofor sich das Ziel gesetzt, die maximalen Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz (bei minus 12 °C Außentemperatur) von aktuell 95 °C bis 2033 auf 75 °C zu reduzieren (siehe Abbildung 30). Dazu gibt Hofor bekannt, dass ein Stadtgebiet bereits auf Niedertemperatur-Fernwärme umgestellt wurde, bzw. eines noch umgestellt werden wird [36].

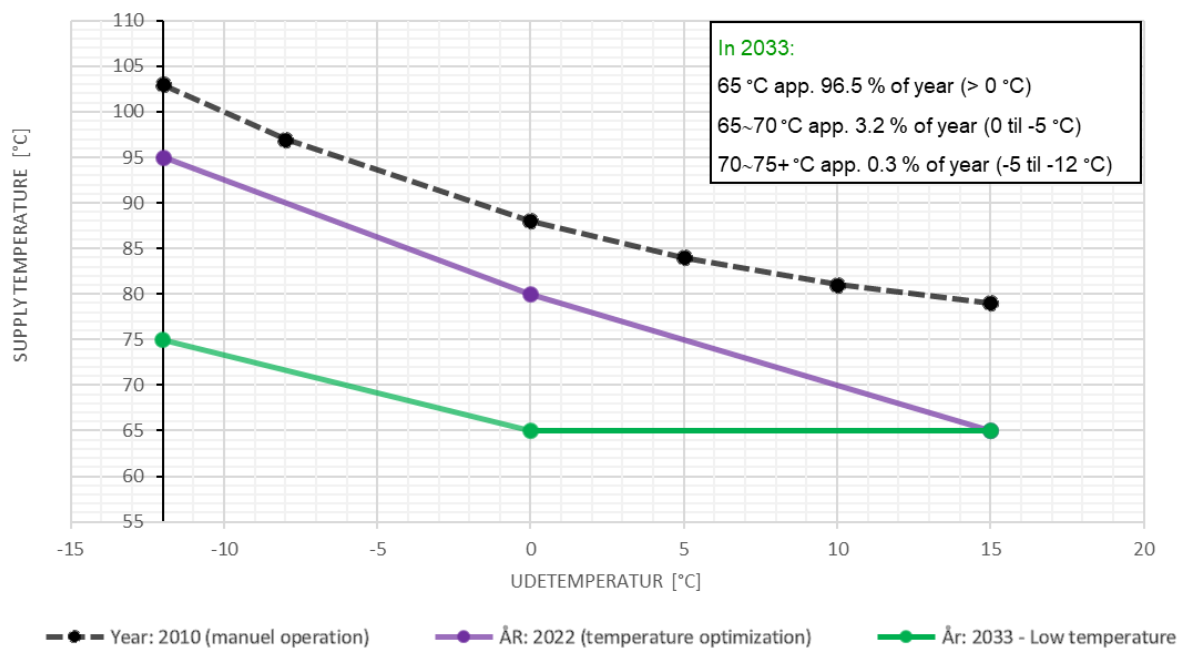


Abbildung 30: historische (schwarz), aktuelle (lila) und angestrebte (grün) Vorlauftemperaturen im Fernwärmenetz von Kopenhagen [16]

In diesem Zusammenhang sind folgende Aspekte zu nennen:

- Die Übergabestationen zwischen dem Verteilnetz in Kopenhagen und den Gebäuden sind im Eigentum der Kund*innen, die sich auch selbst um die Wartung der Anlagen kümmern. Darüber hinaus hat HOFOR 12 Energieberater eingestellt, die die Leistung der Kundenstationen überwachen und, wenn sie eine sehr schlechte Leistung feststellen, beratend tätig werden [16].
- Zur Absenkung der Rücklauftemperaturen hat der Fernwärmetarif in Kopenhagen seit vielen Jahren eine temperaturabhängige Komponente [12]⁸, die aktuell wie folgt gestaltet ist: Wenn die Abkühlung des Fernwärmewassers bei einem Kunden im Jahresdurchschnitt über 34 °C liegt, erhält der Kunde einen Bonus von 0,8 %/MWh des Energiepreises. Liegt die Abkühlung hingegen unter 24 °C, wird der Malus in Form einer zusätzlichen Zahlung von 0,8 % des Energiepreises erhoben (Stand 01.01.2025 [37]).
- Zur Unterstützung der Umstellung auf Niedertemperatur-Fernwärme hat die Stadt Kopenhagen ein Förderprogramm für die Optimierung von Heizungen aufgesetzt. Es werden vorrangig Immobilien gefördert, die einen hohen Energieverbrauch und/oder eine schlechte Auskühlung des Fernwärmewassers haben (abhängig von Alter und Größe der Immobilie). Das Programm fördert bis zu 50 % der Kosten für Beratungsleistungen sowie der Kosten für den Austausch technischer Komponenten. Der Höchstbetrag liegt bei 10.000 DKK inkl. MwSt. (ca. 1.340 Euro) für Beratungsleistungen und bei 40.000 DKK inkl. MwSt. (ca. 5.350 Euro) für den Tausch technischer Komponenten. Die Mittel sind aktuell für die Jahre 2025, 2026 und 2027 vorgesehen; es wird nach dem „First-Come-First-Served-Prinzip“ gefördert [38].
- Eine Herausforderung bei der Absenkung der Vorlauftemperaturen sind die historischen Teile der Stadt, wo manche Kunden die hohen Vorlauftemperaturen benötigen. Hier werden z.B. lokale Booster-Lösungen diskutiert [16].

⁸ Vergleichbare Tarifsysteme werden derzeit im nationalen Projekt DeRiskDH für Österreich untersucht:

- Von 2019 bis 2025 wurde das Projekt EnergyLab Nordhavn durchgeführt, gefolgt von Demonstrationsaktivitäten zwischen 2020 und 2021. Neben der Integration von erneuerbaren und Abwärme sowie der Flexibilisierung der Fernwärme wurden hier auch Lösungen zur Reduktion der Netztemperaturen, vor allem bzgl. der Warmwasserbereitung untersucht [39].

CO₂-Abscheidung und -Speicherung: Ein wesentlicher Schritt für die Dekarbonisierung der Kopenhagener Fernwärmeversorgung ist die Abscheidung von CO₂ aus Verbrennungsprozessen, was vor allem die Biomasse-KWK Amagerværket und/oder die Müllverbrennungsanlage Amager Bakke betrifft [6].

- Während es bei Amager Bakke bereits erste Versuche mit zwei kleineren CCS-Anlagen gab [40], [41], konnte der Betreiber ARC in der Vergangenheit aber keine Finanzierung für eine größere CCS-Anlage aufstellen. Aktuell wird mit E.ON ein neuer Versuch gestartet [42].
- Gleichzeitig hat Hofor mit dem Unternehmen Elimini eine Vereinbarung erzielt bzgl. der Analyse einer CCS-Anlage für Amagerværket [43]. Es wird aber diskutiert, ob es sinnvoller ist, die CCS-Anlage bei der Müllverbrennungsanlage zu errichten, da sonst Kopenhagen zu stark an Biomasse gebunden wird [44].

Für beide Anlagen ist es geplant, sogenannte „carbon removal credits (CRCs) zu erhalten, bzw. sich auf eine finanzielle Unterstützung im Rahmen des „Danish tender for CO₂ capture and storage“ zu bewerben. Die Ergebnisse werden voraussichtlich im April 2026 feststehen [45].

Integration in das Fernwärmenetz der Hauptstadtregion: Da die Fernwärmeversorgung der Stadt Kopenhagen in das Fernwärmenetz der Hauptstadtregion integriert ist (siehe oben) und ein Großteil der Fernwärme in Kopenhagen aus dem Verbundsystem geliefert wird (ca. 2/3), wird im Folgenden die Dekarbonisierungsstrategie für das Fernwärmenetz der Hauptstadtregion bis 2050 näher betrachtet.

9.2.4.2 Großraum Kopenhagen

Für die Dekarbonisierung des Fernwärmeverbundsystems der Hauptstadtregion wurden von den vier größten Fernwärmeunternehmen der Region (VEKS, HOFOR, CTR und Vestforbrænding) im Jahr 2022 eine strategische Analyse sowie eine Zukunftsversion erstellt [33]. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Wesentliche Herausforderungen für die Zukunft der Fernwärme im Ballungsraum sind:

- Alternde Kraftwerke und Infrastruktur erfordern Ersatzinvestitionen
- Steigende Energiepreise bzw. Unsicherheiten auf internationalen Märkten
- Auslaufen der Subventionen für Biomasse-KWK, vor allem kurz- bis mittelfristig
- Die Reduktion der Müllmengen aufgrund eines stärkeren Fokus auf Recycling
- Die Reife und das Potenzial neuer Technologien (Wärmepumpen, Absenkung Netztemperaturen, tiefe Geothermie, CCS, Power-to-X (PtX), also die strombasierte Erzeugung von Brennstoffen) sind noch nicht vollständig geklärt

Potenziele für neue Technologien:

- Das Potenzial von Wärmepumpen ist groß. Dies betrifft sowohl die industriellen Wärmequellen, Abwärme und Abwasser als auch Meerwasser, Luft, Grundwasser und Trinkwasser. Meerwasser bietet ein großes Potenzial, das jedoch bislang nur punktuell erprobt wurde. Das gesamte Wärmepumpenpotenzial (ohne Geothermie) wird im Jahr 2030 auf 1.700 MW_{th} geschätzt; durch die Erweiterung mit Meerwasser wird das



Gesamtpotenzial im Jahr 2050 auf 2.100 MW_{th} ansteigen. Dieses Potenzial ist allerdings aufgrund von Beschränkungen auf der Verbraucherseite (geringer Wärmeabnahme im Sommer) zu reduzieren. Viele Wärmepumpentypen sind konkurrenzfähig, insbesondere wenn sie in der Nähe des Fernwärmenetzes aufgestellt werden können.

- Niedrigere Netztemperaturen sind für die Entwicklung des Systems mit vielen Großwärmepumpen von zentraler Bedeutung. Die Umstellung sollte mit geringen Investitionen möglich sein. Bei älteren Gebäuden können Investitionen in die Modernisierung der Heizkörperanlage und ggf. eine zusätzliche Dämmung erforderlich sein. Hydraulisch wird davon ausgegangen, dass Temperaturabsenkungen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz mit begrenzten Maßnahmen (Erhöhung der Pumpen- oder Wärmetauscherkapazität) in den Rohrleitungsnetzen möglich sein werden.
- Das Potenzial der Geothermie ist groß; es besteht jedoch Bedarf an technischer Weiterentwicklung und weiterer Kostensenkung. Für das Jahr 2030 wird ein technisches Geothermiepotenzial von 740 MW geschätzt. In Dänemark existieren bislang nur wenige Erfahrungen mit Tiefbohrungen.
- CCS: Es besteht ein großes Potenzial für die CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung in der Müllverbrennung und in Biomasseanlagen. Allerdings ist CCS eine investitionsintensive Technologie. Die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb von CCS-Anlagen sind ungewiss. Der Energiebedarf von CCS-Anlagen kann teilweise als Abwärme in der Fernwärme genutzt werden.
- PtX hat erhebliche Unsicherheiten und Chancen. Einerseits wird eine voraussichtlich steigende Nachfrage nach erneuerbaren Kraftstoffen den Ausbau von PtX vorantreiben. Die Anzahl der Stunden mit niedrigen Strompreisen ist für die Wirtschaftlichkeit entscheidend, aber noch nicht vollständig absehbar. Synergien können durch die Nutzung der Abwärme aus den PtX-Prozessen in der Fernwärme entstehen. Hierbei besteht allerdings Unsicherheit, wann die Technologien marktreif sein werden und ob sie sich im Hauptstadtgebiet etablieren werden. Zudem ist die Wahl der PtX-Technologie entscheidend für die Temperatur der Abwärme und dafür, ob das Abwärmeangebot eher stabil oder überwiegend schwankend sein wird.

Analyse von sechs Szenarien für das Wärmesystem bis 2050: Für das Jahr 2050 wurden [33] sehr unterschiedliche Entwicklungspfade für ein grünes und CO₂-neutrales Fernwärmesystem im Hauptstadtgebiet entwickelt. Die Szenarien gehen davon aus, dass die CO₂-Neutralität durch die Umstellung von Spitzen- und Reservelasten auf grüne Technologien und durch die Einführung von CCS in einer Müllverbrennungsanlage erreicht wird, um deren fossile Emissionen auszugleichen. Fokus der Szenarien war die Analyse unterschiedlicher Grundlasterzeuger bis hin zu einem Szenario mit vollständiger Elektrifizierung, siehe Abbildung 31. Bezüglich des Wärmebedarfs wird davon ausgegangen, dass dieser bis 2030 nahezu unverändert bleibt und bis 2050 um etwa 7,5 % sinkt (Kombination der Effekte von Energieeffizienz, Klimawandel und Neuanschlüssen).

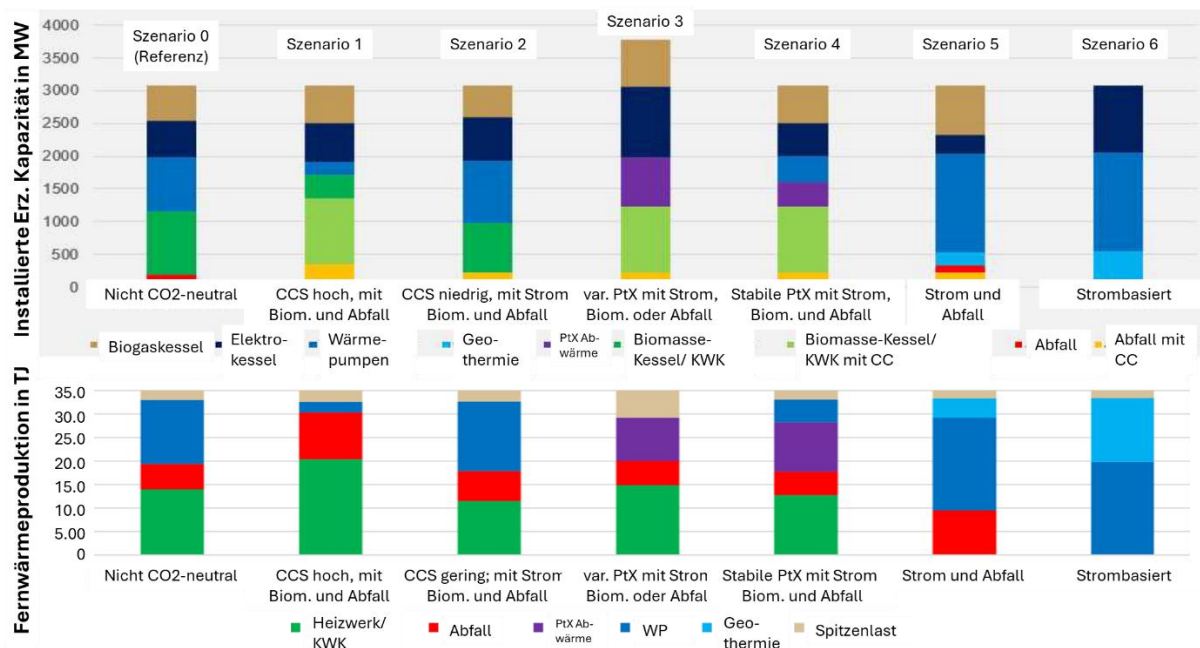


Abbildung 31: Zukunftsszenarien für die Fernwärmeversorgung im Großraum Kopenhagen [33]

Wesentliche Ergebnisse der Szenarienbetrachtungen:

Das Fernwärmesystem wandelt sich vom Stromerzeuger zum Stromverbraucher

- In allen Szenarien wird die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Vergleich zu heute deutlich reduziert. Der Biomasseverbrauch variiert zwischen 5,8 TWh (Szenario 1) und 0 TWh (Szenarien 5 und 6). Heute werden ca. 8,33 TWh verwendet. In den Szenarien wird zwischen 0 TWh (Szenario 5) und ca. 3 TWh (Szenario 1) Müll verbrannt.
- Die Produktion aus Großwärmepumpen und Geothermie liegt zwischen ca. 5 % und 95 %. Der Stromverbrauch für Großwärmepumpen und Stromdirektheizungen steigt stark an; er beträgt je nach Szenario 0,7 TWh – 2,7 TWh.

Die Systemkosten werden aufgrund der Dekarbonisierung der Fernwärme steigen

- Während im Referenzszenario ohne Dekarbonisierung die Systemkosten im Jahr 2050 bei 238 DKK/MWh liegen, steigen diese Kosten in den betrachteten Szenarien auf 270 bis 288 DKK/MWh (dabei ist das Szenario 6 ohne Müllverbrennung am teuersten, das Szenario 2 günstigsten).
- Die Einführung von CCS (Szenario 1) ist mit erheblichen Zusatzkosten verbunden, bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂- Reduktion (bis zu minus 3,2 Millionen Tonnen).
- Erzeugungsseitig diversifizierte Systeme sind wirtschaftlich am robustesten.

Wärmespeicherung gewinnt enorm an Wert

- Die Wärmespeicherkapazität sollte um das 3- bis 6-fache gegenüber heute erhöht werden, was einem Zubau bis 2050 von etwa 12.000 bis 32.000 MWh entspricht.
- Der Ausbau der Wärmespeicherkapazität setzt jedoch voraus, dass geeignete Flächen in unmittelbarer Nähe der Fernwärmenetze gefunden werden können.

Schlussfolgerung: Das dekarbonisierte Fernwärmesystem 2050 im Großraum Kopenhagen setzt sich aus der zentralen Produktion in Kraftwerken und Abwärme aus CCS- und PtX-Prozessen sowie zentralen und dezentralen Wärmepumpen und Elektrodirektheizungen zusammen. Die diversifizierte Fernwärmerzeugung ist wirtschaftlich robust. Der Verbrauch von Biomasse und



Müll kann bis 2050 stark reduziert werden. Die Rolle der Flexibilität im Fernwärmenetz und die Implementierung signifikanter Kapazitäten bzgl. Wärmespeicher wird immer wichtiger. Im Detail lassen sich folgende Aussagen treffen:

- In den Jahren bis 2050 werden sukzessive Großwärmepumpen, Elektrokessel und Speicher sowie nachhaltiges Bio-Öl als Übergangsbrennstoff für Spitzenlasten integriert werden. Ab 2030 ist eine CO₂-Neutralität durch die Nutzung von CCS möglich.
- Für viele der genannten Technologien sind nur punktuelle im Einsatz; hier ist es wichtig weitere Erfahrungen zu sammeln. Vor allem die Potenziale der Geothermie sind noch weiter zu analysieren.
- Es wird wichtig sein, die neuen Erzeugungstechnologien dann einsatzbereit zu haben, wenn die bestehenden KWK-Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.
- In allen Szenarien wird es z.T. signifikant weniger Stromerzeugung durch KWK-Anlagen geben, während der Strombedarf durch Wärmepumpen und Elektroheizkessel z.T. signifikant steigt. Entsprechend sind die Stromnetze auszubauen.
- Die Umstellung der Fernwärmeerzeugung erfordert ein Zusammenspiel von Energie- und Raumplanung. Hier ist es wesentlich, Flächen für die zukünftigen Erzeugungsanlagen und Speicher zu sichern, die optimal in Bezug auf die Fernwärmeversorgung gelegen sind. Die Verteilungsnetze spielen eine große Rolle bei der Gewinnung von Wärme aus lokalen Energiequellen, um aufgrund der geringen Temperaturniveaus eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen.

Nächste Schritte und konkrete Umsetzungen

- Durchführung weiterer Analysen der Entwicklung des Energiesystems bzw. der Transformation der Fernwärme. Ein Fokus hierbei ist die Entwicklung neuer Modelle bzgl. neuer Wärmequellen, Speicher und die Aktivierung der gebäudeseitigen Flexibilität.
- Weiterentwicklung kostendeckender Fernwärmetarife für den Endkunden
- Weiterentwicklung bzw. Untersuchung von CCS (siehe oben)
- Untersuchung der Machbarkeit von Tiefengeothermie (hierfür wurden erste Messungen im Jahre 2023 durchgeführt [46], [47])
- Erstellung eines Fahrplans zur Absenkung der Netztemperaturen
- Vertiefung der Zusammenarbeit von Wärmeversorgungsunternehmen und Kommunen bzgl. der Verfügbarkeit von Flächen für neue Erzeugungsanlagen und Speicher in der Nähe des Fernwärmenetzes
- Vertiefung der Zusammenarbeit bzgl. der Integration der Fernwärme in das Stromsystem
- Anpassung der Regulierung der Fernwärmeversorgung, die es ermöglicht, dass eine Transformation der Fernwärme mit wettbewerbsfähigen Preisen machbar ist, bei gleichzeitiger Optimierung der Schnittstellen bzgl. Sektorenkopplung.

9.2.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Kopenhagen

9.2.5.1 Stadt Kopenhagen

Die Stadt **Kopenhagen** selbst hat eine sehr hohe Durchdringung mit Fernwärme von 98 %. Ein nennenswerter Ausbau ist nicht geplant.

Diese hohe Durchdringung ist historisch bedingt: Bereits in den 1950er- und 1960er-Jahren hatte eine große Ausbauphase der Fernwärme in Kopenhagen stattgefunden (die erste Fernwärmeanlage war bereits 1925 entstanden). Nach Einführung des Heat Supply Acts erhielt Kopenhagen seinen ersten Wärmeplan Anfang der 1980er-Jahre. Dabei wurde beschlossen, die gesamte Stadt als Fernwärmegebiet inkl. Anschlussverpflichtung auszuweisen und nicht auf

individuelle Gasheizungen zu setzen, eine Anschlussdichte von 98 % wurde bereits 2008 erreicht [12] (Abbildung 32). Eine der treibenden Kräfte dafür war die Nutzung von Abwärme aus der Stromerzeugung über Kraft-Wärme-Kopplung. Die Fernwärme hat damals hauptsächlich Kohle und Koks, z.T. auch Gas und Heizöl verdrängt.

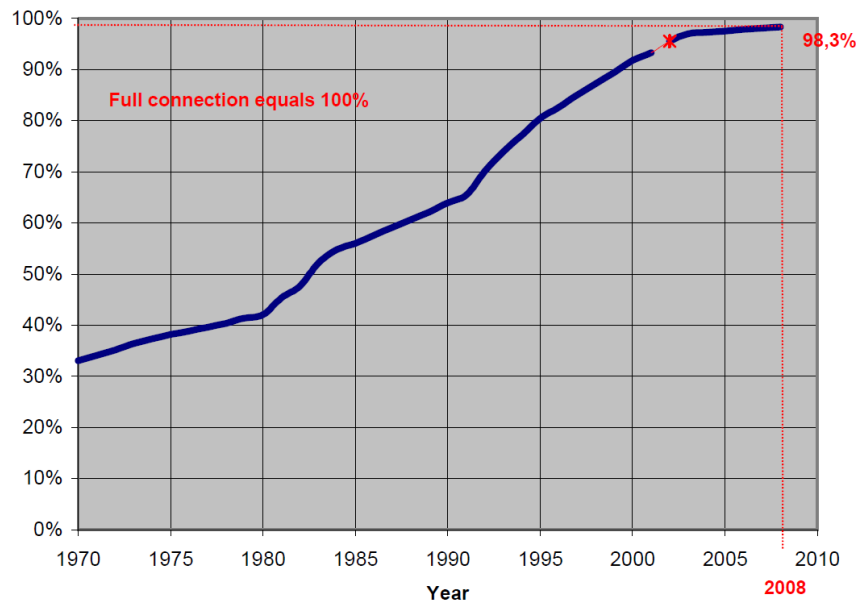


Abbildung 32: Anschluss an das Fernwärmesystem von Kopenhagen – Prozentsatz des Wärmebedarfs [12]

Eine Ausnahme der Anschlussverpflichtung bilden Gebäude mit einer Anschlussleistung über 250 kW. Diese dürfen eigene Abwärmequellen oder erneuerbare Wärmequellen nutzen – vorausgesetzt, sie können nachweisen, dass dies aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll und effizient ist [16]. Eine weitere Möglichkeit, die Anschlusspflicht zu vermeiden, besteht dann, wenn ein Fernwärmeunternehmen drei Jahre in Folge eine festgelegte „Preisobergrenze“ für den Endkundertarif überschreitet (siehe Abschnitt „Governance und Regulierung“).

9.2.5.2 Großraum Kopenhagen

Im Gegensatz zu Kopenhagen besteht **ein geringes Potenzial zum Ausbau der Fernwärme im Großraum Kopenhagen** [33]. Dieses betrifft überwiegend Einfamilienhausgebiete, von denen schätzungsweise ca. 1,05 Mio. MWh mit Fernwärme versorgt werden können (Gesamtpotenzial ca. 2,1 Mio. MWh). Dem müssen potenzielle Verluste beim Wärmeverkauf unter bestehenden Kunden, wie z.B. Supermärkte, Bürogebäude oder Einfamilienhäuser, die auf Wärmepumpen umstellen, gegengerechnet werden. Wesentliche Maßnahmen zur Unterstützung des Fernwärmeausbaus bzw. zum Erreichen der Ausbauziele beinhalten:

- **Senkung der Fernwärmepreise:** Zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme müssen die Fernwärmepreise stabilisiert und gesenkt werden. Fernwärme ist derzeit für Reihenhäuser und kleine Einfamilienhäuser preislich konkurrenzfähig; bei größeren Gebäuden kann es für den Kunden jedoch günstiger sein, eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zu installieren.
- **Anpassung der Preisstrukturen:** Die Vertriebsunternehmen im Großraum verfügen über unterschiedliche Preis-, Vertriebs- und Anreizstrukturen. Eine Herausforderung für deren Wettbewerbsfähigkeit besteht darin, dass die Kostenstruktur aus einem großen Anteil variabler Kosten und einem kleinen Anteil fixer Kosten besteht, was nicht die tatsächliche Verteilung widerspiegelt. So kann die Wirtschaftlichkeit bei sinkendem Wärmeverkauf beeinträchtigt werden, ebenso kann diese Tarifstruktur zu unangemessenen Anreizen für



den Kunden führen. Die Fernwärmepreise müssen die tatsächlichen variablen und fixen Kosten widerspiegeln. In diesem Zusammenhang wird vorgeschlagen, verstärkt auf saisonal differenzierte Fernwärmepreise zu setzen.

- Schnelle Ausarbeitung von Fernwärmeprojektvorschlägen für die relevanten Umstellungsgebiete von individueller auf Fernwärmeversorgung. Hierbei ist es wesentlich, dass es eine klare Kommunikation mit den Kunden gibt, wie, wann und ob sie mit Fernwärme rechnen können.
- Die Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen: Dieses inkludiert z.B. Abonnement- und Serviceverträge (Reduktion der Anschlusskosten, Fixierung der Betriebs- und Wartungskosten) oder digitale Kundenlösungen wie Apps, Benchmarks und Visualisierungen. Eine wichtige Rolle spielt eine proaktive Zusammenarbeit mit den Kunden bzgl. Wärmelieferung, Flexibilitätsangebote, Energiesparmöglichkeiten und lokale Booster-Lösungen (falls Vorlauftemperaturen im Netz unterhalb der benötigten Heiztemperatur liegen); sowie die bessere Vermarktung der Vorteile der Fernwärme.

9.2.6 Governance und Regulierung in Kopenhagen und Dänemark im Allgemeinen

Wichtige Grundlagen zur Governance und Regulierung der Fernwärme in Kopenhagen basieren auf landesweiten Regulierungen, die hier kurz erläutert werden. Dafür wird zunächst auf die wesentlichen Gründe für die großflächige Entwicklung der Fernwärme in Dänemark eingegangen und anschließend die Maßnahmen zur Regulierung der Fernwärme erläutert (Abbildung 33).

Wesentliche Gründe für die Entwicklung der Fernwärme in Dänemark: Dänemark zählt zu den Ländern mit den höchsten Anschlussquoten für Fernwärme in der EU (69 % aller dänischen Haushalte sind an die Fernwärme angeschlossen; 75 % der Fernwärme ist erneuerbar [48]). Die Entwicklung der Fernwärme ist in einem historischen Kontext zu sehen und durch folgende Meilensteine gekennzeichnet [49] [50]:

- In Dänemark gab es früh einen Fokus auf eine hohe **Brennstoffeffizienz** durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung und die Auskopplung der Abwärme für Fernwärmenetze. Dieser Trend hat mit der ersten Müllverbrennungsanlage im Jahre 1903 angefangen und wurde in den 50er-Jahren mit Öl und in den 80er-Jahren mit Gas fortgesetzt. Nach Maximalwerten von über 80 % im Jahr 2000 hat die KWK heute in Dänemark einen Anteil von 62 % an der Fernwärmeerzeugung und stellt ein wichtiges Element zur Stabilisierung der Stromnetze dar [50].
- In den 50er-Jahren ist ein wachsender Sozialstaat zu beobachten; eines der wesentlichen Ziele der Regierung war u.a., eine **leistbare Wärmeversorgung** herzustellen. Die Kommunen wurden verpflichtet, allen Bürger*innen eine stabile und erschwingliche Energieversorgung zu bieten. Die genossenschaftliche Eigentumskultur aus der Landwirtschaft konnte auf den Wärmesektor übertragen werden. In ländlichen Gebieten gründeten lokale Initiativen gemeinschaftlich betriebene Fernwärmeanlagen.
- In den 70er-Jahren zeigte die **globale Energiekrise** ihre Wirkung: Das Energiesystem Dänemarks war zu dieser Zeit nahezu vollständig abhängig von Importen. Eine Diversifikation und Importunabhängigkeit sollten erreicht werden, vor allem durch Initiativen und politische Instrumente zur großflächigen, langfristigen und kollektiven Planung der Wärmeinfrastruktur.
- In den 1980er-Jahren begannen die dänische Regierung und die Kommunen mit einer umfassenden **nationalen Wärmeplanung**. Bereits 1979 schuf das dänische Wärmeliefergesetz („Danish Heat Supply Act“) den rechtlichen Rahmen für die

großflächige, gemeinschaftliche Planung von Wärmeinfrastruktur, einschließlich KWK. Dazu wurden die Steuersätze für fossile Energieträger spürbar erhöht. Es wurden Versorgungsgebiete für Fernwärme und Erdgas festgelegt („Zonierung“). Kommunalen Räte waren dafür verantwortlich, dass neue Wärmeprojekte den politischen Vorgaben entsprachen. Nationale Referenzen und Basisszenarien dienten nicht professionellen Akteuren als Leitlinien für sozioökonomische Berechnungen.

- In den 80er und 90er Jahren gab es ein wachsendes **Umweltbewusstsein**: Im Jahre 1985 beschloss die dänische Regierung endgültig, keine Kernenergie in das Energiesystem des Landes aufzunehmen, 1986 wurde Kohle als Energieträger in der Wärmeplanung ausgeschlossen [48]. 1990 veröffentlichte sie den Energie-2000-Aktionsplan, die erste Strategie für einen kohlenstoffarmen Energiesektor, in der die Integration erneuerbarer Energiequellen vorrangig gefördert wurde (Abbildung 34).

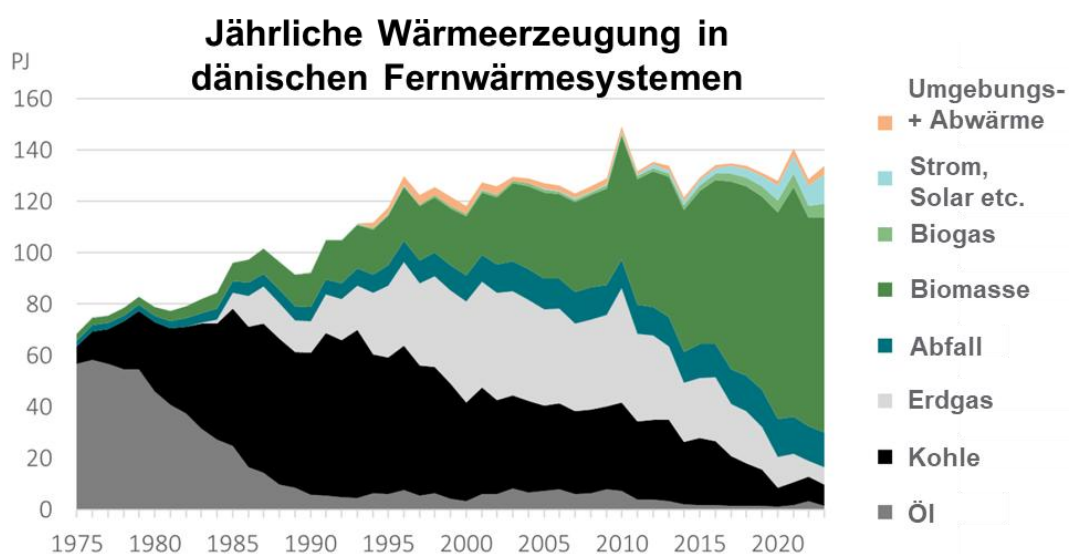


Abbildung 33: Entwicklung der Fernwärme in Dänemark; Links: Jährliche Wärmeerzeugung in dänischen Fernwärmesystemen [50]

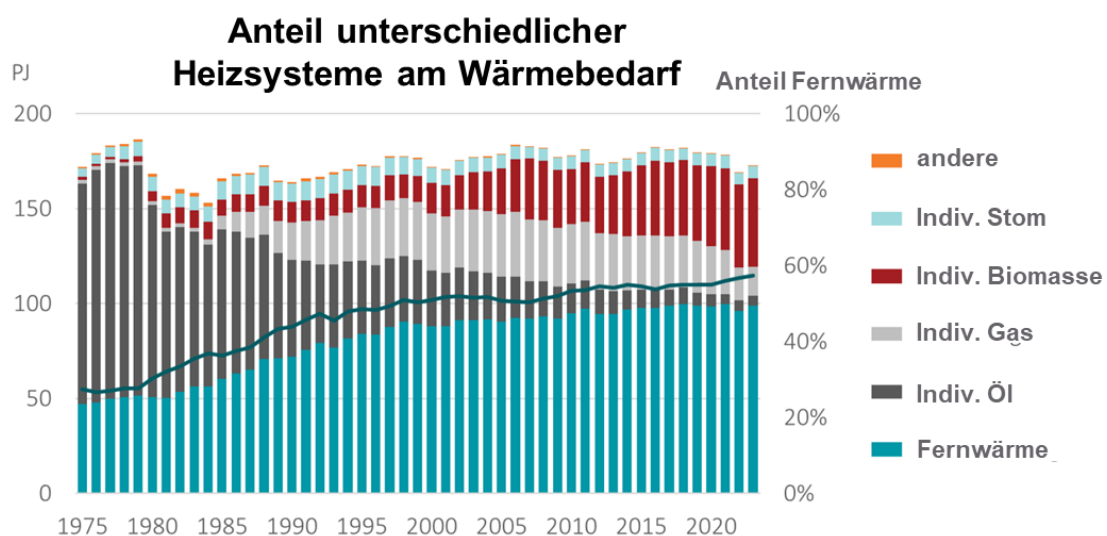


Abbildung 34: Entwicklung der Fernwärme in Dänemark: Anteil unterschiedlicher Heizsysteme am Wärmebedarf [50]



Ein wesentliches Element der Fernwärme in Dänemark ist die **Eigentümerstruktur**: politisch motiviert wurde bereits in den 80er Jahren die Verantwortung für die Entwicklung der Fernwärme bewusst auf lokale Ebene verlagert, wodurch die lokalen Nachbarschaften vor Ort die entscheidende Rolle bei der Umsetzung dieser neuen Aufgabe übernahmen. Heutzutage befinden sich von den 354 Fernwärmenetzen in Dänemark 58 im Besitz kommunaler Unternehmen und 286 im Besitz von Verbrauchern (Genossenschaften). Nur 10 Fernwärmeunternehmen sind im Besitz kommerzieller Akteure [29].

Eine wesentliche Maßnahme zum Fernwärmeausbau war die **Anschlussverpflichtung** an die Fernwärme, die über den „Danish Heat Supply Act“ geregelt wurde und die für die Sicherstellung der Kostendeckung der Infrastruktur eingeführt wurde und von der in Kopenhagen (mit wenigen Ausnahmen) großflächig Gebrauch gemacht wurde. Hierbei wurden die Endverbraucher*innen verpflichtet, die jährliche Anschlussgebühr für die Fernwärme zu zahlen; eine Nutzung der Fernwärme war aber nicht verpflichtend. Seit dem 1. Januar 2019 ist eine Anschlusspflicht in neuen Gebieten nicht mehr zulässig. Vor 2019 geschaffene Verpflichtungen bleiben allerdings in Kraft, und Endverbraucher*innen in diesen Gebieten haben bis zu 10 Jahre Zeit, sich an das lokale Fernwärmesystem anzuschließen [51].

Um das so entstandene **Fernwärme-Monopol zu regulieren**, sind folgende Maßnahmen wesentlich:

- Der Heat Supply Act und die Verordnung zur Genehmigung gemeinschaftlicher Wärmeversorgungsinfrastrukturen („Executive Order for Approval of Collective Heat-Supply Infrastructures“) regeln die Planung und Investition in neue Fernwärmeprojekte. Kommunale Räte in den jeweiligen Gemeinden müssen jedes neue Investitionsprojekt prüfen, bevor sie es freigeben. Dabei sind sie verpflichtet, deren direkte und indirekte ökonomische, ökologische und soziale Auswirkungen zu bewerten (nach Vorgaben der Danish Energy Agency) – darunter den Beitrag zur Energiewende, die Versorgungssicherheit, mögliche Alternativnutzungen von Energiequellen, Kraft-Wärme-Kopplung, die Schaffung von Arbeitsplätzen und die Nutzung bestehender Infrastrukturen.
- Der Endpreis für Fernwärme richtet sich nach dem Gemeinkosten- bzw. Non-Profit-Prinzip: Er deckt ausschließlich die tatsächlichen Kosten der Wärmeerzeugung, -verteilung und -verwaltung ab (Lebenszyklus-Kosten, inkl. Abschreibung für Neuanlagen). Quersubventionierung von der regulierten Wärmeversorgung zur liberalisierten Stromversorgung wird vermieden. Weder Kommunen noch Bürger dürfen Gewinne erzielen oder über kommunale Dienstleistungen indirekt besteuert werden. Überschüsse oder Defizite des Vorjahres werden in die Ermittlung der Wärmepreise des folgenden Jahres einbezogen. So bleibt die Fernwärme dank günstiger Finanzierung, Anschlusspflicht und des Kostendeckungsprinzips preislich stabil. Der Wärmepreis ist im ganzen Versorgungsgebiet nahezu gleich, unabhängig von der Bebauungsdichte. Diese Preisgestaltung beinhaltet eine Quersubventionierung für Einfamilienhäuser, da in weniger dicht besiedelten Gebieten höhere Verteilkosten und Wärmeverluste entstehen.
- Auf der Grundlage des Klimaabkommens von 2022 wurde 2024 beschlossen, eine Preisobergrenze für Verbraucherpreise für Fernwärme einzuführen; diese Regelung trat am 1. Januar 2025 in Kraft. Die Preisobergrenze entspricht den Kosten für die Anschaffung, Installation und den Betrieb einer individuellen Luft-Wasser-Wärmepumpe und wird nach Vorgabe der Dänischen Energieagentur für ein Standardhaus (siehe oben) berechnet [52]. Wird die Preisobergrenze überschritten, muss das Fernwärmeunternehmen dies auf

seiner Website veröffentlichen. Wenn ein Unternehmen drei Jahre in Folge die Preisobergrenze überschreitet, werden alle Bindungen für die Kunden aufgehoben (also die Anschlussverpflichtung), sodass diese eine andere, potenziell günstigere Lösung wählen können. Die Kunden müssen jedoch weiterhin eine Austrittsentschädigung zahlen. Gleichzeitig wurden die Abschreibungsregeln geändert, sodass es nun möglich ist, das Fernwärmenetz über 45 Jahre, statt über 30 Jahre abzuschreiben. Damit gibt es künftig mehr Flexibilität bei der Einbeziehung von Investitionen in den Fernwärmepreis [9], [53].

Fernwärmetarife in Kopenhagen und Dänemark

Seit 2018 überwacht die Danish Utility Regulator (DUR) die Sektoren für Fernwärme, Strom und Erdgas. Ihre Aufgaben sind die Sicherstellung effizienter, stabiler, bezahlbarer und klimafreundlicher Versorgungsleistungen, die Förderung von Transparenz, Innovation, Preiskontrolle sowie die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens im Einklang mit den EU-Vorgaben. Diese Regulierungsbehörde überwacht alle Fernwärmeversorger [49].

Die Endkumentarife für die Fernwärme werden zweimal im Jahr veröffentlicht [54]. In der aktuellen Analyse sind große Preisunterschiede zwischen den dänischen Fernwärme-Unternehmen zu erkennen. Der Preis für die Beheizung eines „Standardhauses“ (130 m² und 18,1 MWh) variiert über ganz Dänemark zwischen 5.430 und 44.123 DKK (ca. 720 und 6.000 Euro) pro Jahr. Abbildung 35 zeigt den gewichteten Durchschnittspreis für die verschiedenen geografischen Gebiete Dänemarks. Die Region, in der sich Kopenhagen befindet, liegt hier im Mittelfeld mit ca. 17.500 DKK (ca. 2.340 Euro).

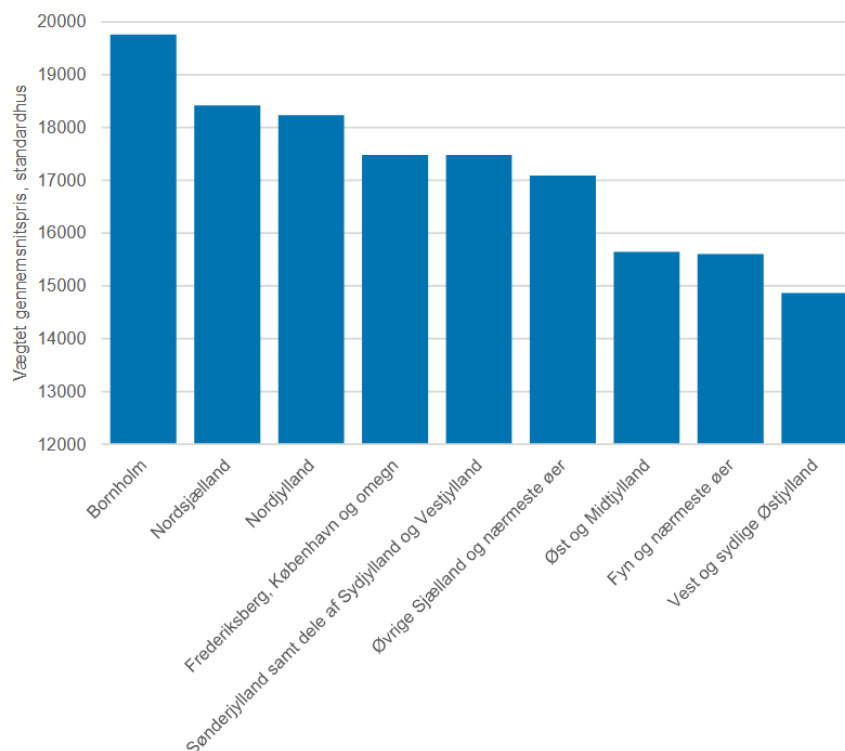


Abbildung 35: Vergleich der Fernwärmepreise für Endkunden innerhalb Dänemarks (Gewichteter Durchschnittspreis in DKK für ein Standardhaus. Die Berechnungen basieren auf den von den Fernwärmeunternehmen gemeldeten Daten zum 31. Jänner 2025. Die Gebiete werden anhand der Postleitzahlen der Fernwärmeunternehmen berechnet) [55]

Vergleich zu Österreich/Wien: Eine Untersuchung im Jahr 2013 zeigt, dass die dänischen Fernwärmepreise die höchsten in Europa waren und ca. 53 % höher als der Schnitt in Österreich [56]. Zum Vergleich: Die Fernwärmetarife in Wien im Jahr 2025 zeigen eine Spanne von 945 bis 1.602 Euro pro Jahr für eine „standardisierte Wohneinheit“ mit 75 m² Wohnnutzfläche (Bestandstarif, alle Fernwärmeanbieter in Wien, [57]). Bei einer einfachen Hochrechnung der standardisierten Wohneinheit in Österreich auf das Standardhaus in Dänemark über die Wohnfläche (ohne Korrektur der Heizgradtage oder Anschlussleistung) ergäbe sich für den Fernwärmetarif in Wien eine Spanne von 1.638 bis 2.779 Euro pro Jahr, was -30 % bis +19 % Unterschied zu dem Tarif in der Region Kopenhagen entspricht.

9.2.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Kopenhagen bzw. Großraum Kopenhagen

- **Initiative der Wärmeversorger der Region** zur Schaffung einer gemeinsamen Vision, einer analytischen Grundlage und Einbeziehung und koordinierten Entscheidungsfindung mit den wichtigsten Stakeholdern
- **Umstellung** von Biomasse auf Großwärmepumpen, Integration Geothermie, Abwärme aus PtX und thermische Speicher.
- **Netzoptimierung:** kontinuierliches Absenken der Netztemperaturen.
- **Flexibilität:** Nutzung überschüssiger Windkraft über Wärmepumpen/Kessel + Nachfragesteuerung (DSM) durch Vorheizen der Häuser.
- Umsetzung eines **PIT-Speichers** zum Lastmanagement in einem lokalen Wärmenetz

9.2.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Kopenhagen

- **Government & Policy support**
 - **Politische Unterstützung** für erneuerbare Energien wie Biomasse, industrielle Abwärme und Geothermie.
 - **Langfristige Finanzierungsmodelle** mit kommunalen Bürgschaften und langen Abschreibedauern (hohe Fremdfinanzierung, stabile Amortisation).
 - Verpflichtende **Wärmeplanung** auf Gemeindeebene, frühzeitige Sicherung von Grundstücken für Wärmepumpen und Speicher, Fernwärme als **natürliches Monopol** mit Anschlusszwang
 - **Non-Profit-Prinzip:** Wärme wird zum Selbstkostenpreis geliefert (keine Gewinnspanne).
 - **sozio-ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse** für größere Investitionen nach einheitlichen Vorgaben
- **Kernelemente des Kopenhagener Fernwärmenetzes**
 - Nutzung **lokaler Umgebungs- und Abwärmequellen** durch Großwärmepumpen mit einer Kapazität von 15 MW_{th}, weitere 50 MW_{th} in Planung
 - **Integration in ein überregionales Fernwärmenetz** mit zentralem Dispatching sorgt für eine kosteneffiziente, flexible tägliche Optimierung
 - **Hohe Belastbarkeit und Versorgungssicherheit** durch verschiedene erneuerbare Abwärmequellen.

- **Implementation & Innovation**

- **Großwärmepumpen**, Abwärme aus PtX, Geothermie, Speicher inkl. PTES (Pit Thermal Energy Storage).
- **CCS** zur CO₂-neutralen Energieerzeugung
- **Absenkung der Temperatur** in bestimmten Netzgebieten

Literaturverzeichnis

- [1] Eurostat, „Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region,“ 12/03/2025 . [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/NAMA_10R_3GDP.
- [2] eurostat, „Population on 1 January by age group, sex and NUTS 3 region,“ 14/10/2025. [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/DEMO_R_PJANGRP3.
- [3] „KBH 2025 Klimaplanen,“ 2012. [Online]. Available: <https://byudvikling.kk.dk/klima/klimaplan>.
- [4] M. Bjerregaard und M. Sæhl, „København opgiver drømmen om at være CO2-neutral i 2025,“ 22 August 2022. [Online]. Available: <https://www.dr.dk/nyheder/indland/koebenhavn-opgiver-droemmen-om-co2-neutral-i-2025>.
- [5] K. Kommune, „Klimabudget 2025; Bilag 2,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.kk.dk/sites/default/files/2024-09/Budget2025%20Klimabudget.pdf>.
- [6] Københavns Kommune, „Klimastrategi 2035,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.kk.dk/politik/politikker-og-indsatser/klima-miljoe-og-natur/klimastrategi-og-klimahandleplan>.
- [7] „Ambitiøs Klimaplan 2035 kræver samarbejde,“ [Online]. Available: <https://byudvikling.kk.dk/klima>.
- [8] Copenhagen Citizen Service, „Climate Plan 2035,“ [Online]. Available: <https://international.kk.dk/about-copenhagen/liveable-green-city/2035-climate-plan>.
- [9] Hofor, „Årsrapporter 2024,“ April 2025. [Online]. Available: <https://hoformedia.dk/pdf/aarsrapport-hofor-forsyning-holding-ps-2024-v2-a.pdf>.
- [10] HOFOR, „Hvem er vi,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/om-hofor/organisationen/hvem-er-vi/>.
- [11] Københavns Kommune, „Energistrategi for København,“ Område for Klima / Teknik- og Miljøforvaltningen , 2024.
- [12] City of Copenhagen, „Application for the ‘Global District Energy Climate Award’ Copenhagen District Heating System,“ September 2009. [Online]. Available: https://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/Copenhagen_Denmark-District_Energy_Climate_Award.pdf.
- [13] dbdh, „HOFOR success – Conversion to 2.3 million completed and no more steam in Copenhagen’s DH pipes – completed 4 years early!!,“ 2021 . [Online]. Available: <https://dbdh.org/hofor-no-more-steam-in-cph-dh-pipes-completed-4-years-early/>.
- [14] Hofor, „Om Amagerværket,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/baeredygtige-byer/fremtidens-fjernvarme/amagervaerket/om-amagervaerket/>.
- [15] Hofor, „Eksisterende varmepumper,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/baeredygtige-byer/fremtidens-fjernvarme/store-varmepumper/eksisterende-varmepumper/>.
- [16] T. E. Pedersen, Interviewee, Sektionsleder 46230 Produktion - Fjernvarme; Hofor. [Interview]. August/September 2025.

- 
- [17] ARC, „From Waste to Energy – The technology Inside Amager Bakke,“ [Online]. Available: <https://a-r-c.dk/amager-bakke/from-waste-to-energy/>.
- [18] ARC, „Organisation,“ [Online]. Available: <https://a-r-c.dk/om-arc/organisation/>.
- [19] Varmelast, „Load distribution of heat from waste-to-energy plants - Three waste-to-energy companies participate in Varmelast,“ [Online]. Available: <https://www.varmelast.dk/lastfordeling/lastfordeling-af-affaldsvarme>.
- [20] zerowasteeurope, „A Danish fiasco: the Copenhagen incineration plant,“ [Online]. Available: <https://zerowasteeurope.eu/2019/11/copenhagen-incineration-plant/>.
- [21] parkescleanfuture, [Online]. Available: <https://parkescleanfuture.org/efw-info/copenhagen/>.
- [22] ARC, „Amager Bakke – vartegn med biodiversitet,“ [Online]. Available: <https://a-r-c.dk/amager-bakke/>.
- [23] „3 billion of Copenhagen square meters to be cooled by seawater,“ 2024 September 25. [Online]. Available: <https://stateofgreen.com/en/news/3-billion-of-copenhagen-square-meters-to-be-cooled-by-seawater/>.
- [24] „Havvand køler millioner af kvadratmeter i København,“ 12 September 2024 . [Online]. Available: <https://via.ritzau.dk/pressemeddelelse/14033504/havvand-koler-millioner-af-kvadratmeter-i-kobenhavn?publisherId=13561759&lang=da>.
- [25] L. Gullev, „DISTRICT HEATING IN GREATER COPENHAGEN – 2050,“ dbdh, 2023. [Online]. Available: <https://dbdh.org/district-heating-in-greater-copenhagen-2050/>
- [26] Metropolitan Copenhagen Heating Transmission Company, CTR, „ENVIRONMENT-FRIENDLY DISTRICT HEATING TO THE GREATER COPENHAGEN AREA,“ [Online]. Available: <https://www.ctr.dk/english/resume/>.
- [27] VEKS , „Annual Review 2023,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.veks.dk/en/publications>.
- [28] S. Ørsted, „District heating for 1 million people,“ [Online]. Available: <https://www.ramboll.com/projects/energy/district-heating-for-1-million-people>.
- [29] T. S. Amirkhizi und M. G. A. Guddat, „Organisational Structures in the Danish District Heating Sector, CoLab KWP-Deliverable D,“ 3 June 2024. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Bilder/Projektportrait/CoLAB/2024_PlanEnergi_Ownership_2024.pdf.
- [30] VEKS, „Annual Review 2023,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.veks.dk/en/publications>.
- [31] CENTRAKKOMMUNERNES TRANSMISSIONSSELSKAB I/S (CTR): , „District Heating – Close Up,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.ctr.dk/wp-content/uploads/2019/11/District-heating-close-up.pdf> .
- [32] N. Marx, S. Reuter und R.-R. Schmidt, „How to enable interregional heat exchange? - review and analysis of best practice examples,“ New Energy for Industry 2022; 2nd Conference of the Innovation Network, October 13-14, 2022 in Linz, Austria, Conference Proceedings, Nr. https://www.nefi.at/files/media/Bilder/News/NEFI%20Konferenz%202022/NEFI2022%20Conference%20Proceedings/NEFI_Conference_2022_Proceedings.pdf.

- [33] Vestforbrænding, CTR, HOFOR und VEKS, „Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050,“ 2022. [Online]. Available: <https://varmeplanhovedstaden.dk/wp-content/uploads/2022/03/220302-Slutrapport-FFH50-Final.pdf>.
- [34] Varmelast; , „What is load distribution,“ [Online]. Available: <https://www.varmelast.dk/lastfordeling/hvad-er-lastfordeling>.
- [35] Hofor, „Store varmepumper,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/baeredygtige-byer/fremtidens-fjernvarme/store-varmepumper/>.
- [36] Hofor, „Lavtemperaturområder – privat,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/privat/fjernvarme/leveringsbestemmelser-tekniske-bestemmelser/lavtemperaturomraader/>.
- [37] Hofor, „Prisen på fjernvarme 2025 for privatkunder,“ Jänner januar 2025. [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/privat/priser-paa-forsyninger-privatkunder/prisen-paa-fjernvarme-2025-for-privatkunder/>.
- [38] Byfornyelsespuljer, „<https://byfornyelsespuljer.kk.dk/varmekaeldepuljen>,“ [Online]. Available: Varmekælderpuljen.
- [39] energylabnordhavn, „A smart City Energy Lab,“ [Online]. Available: <http://www.energilabnordhavn.com/>.
- [40] ARC, „How carbon capture works “ [Online]. Available: <https://a-r-c.dk/klima-og-miljo/carbon-capture/>.
- [41] S. H. B. Vinjarapu, I. A. Løge, R. Neerup, A. H. Larsen, V. E. Rasmussen, J. K. Jørsboe, S. N. B. Villadsen, S. Jensen, J. L. Karlsson, J. Kappel, H. Lassen, P. Blinksbjerg und N, „Learnings from up-scaling CO₂ capture: Challenges and experiences with pilot work,“ Chemical Engineering Science, p. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2024.120576>, 2024.
- [42] E.ON, „CopenCapture - Advancing Climate Leadership in Waste-to-Energy,“ [Online]. Available: <https://www.eon.com/en/business-customers/success-stories/copencapture.html>.
- [43] Hofor, „CO₂-fangst på Amagerværket,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/baeredygtige-byer/fremtidens-fjernvarme/amagervaerket/co2-fangst-paa-amagervaerket/>.
- [44] B. V. Mathiesen, „LinkedIn,“ September 2025. [Online]. Available: https://www.linkedin.com/posts/brianvadmathiesen_efter-vi-skal-rose-k%C3%B8benhavns-kommunes-klimaplan-activity-737471176653512704-Rd_n?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAo2_8gBxQYlRXT279HKcAmdzib4ZLe4cWQ.
- [45] Energistyrelsen, „Danish tender for CO₂ capture and storage enters next phase,“ 27 August 2025. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/press/danish-tender-co2-capture-and-storage-enters-next-phase>.
- [46] Hofor, „Fjernvarme fra jordens indre,“ [Online]. Available: <https://www.hofor.dk/baeredygtige-byer/fremtidens-fjernvarme/fjernvarme-fra-jordens-indre/>.

- 
- [47] innargi, „Sådan gør vi klar til geotermi i Hovedstaden,“ [Online]. Available: <https://innargi.com/hovedstaden/>.
- [48] M. L. Arlaud, „District energy - The backbone of a flexible, resilient and efficient energy system,“ November 2024. [Online]. Available: https://dbdh.org/wp-content/uploads/2024/11/SoG_WhitePaper_DistrictEnergy2024_210x297_V09.pdf.
- [49] K. Johansen und S. Werner, „Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nr. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112117>, 2022.
- [50] Danish Energy Agency, „Regulation and planning of district heating in Denmark,“ 2025.
- [51] S. Oxenaar, „Making Europe’s homes ‘Hygge’: Danish lessons on district heating; Overview of Danish district heating policy and regulation,“ 2025 January . [Online]. Available: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/01/RAP-Oxenaar-Making-Europes-homes-Hygge-January-2025.pdf>.
- [52] Energistyrelsen, „Metode og forudsætninger for Energistyrelsens beregning,“ 27 11 2024. [Online]. Available: <https://ens.dk/media/6043/download>.
- [53] Energistyrelsen, „Forbrugerprisloft på fjernvarme,“ [Online]. Available: <https://ens.dk/forsyning-og-forbrug/forbrugerprisloft-paa-fjernvarme>.
- [54] „Fjernvarmepriser,“ forsyningstilsynet, 2025. [Online]. Available: <https://forsyningstilsynet.dk/analyser-og-tal/forbrugerpriser/fjernvarmepriser>.
- [55] FORSYNINGSTILSYNET, „Prisstatistik for fjernvarmevirkomheder pr. 31. januar 2025,“ [Online]. Available: <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638864357359973685/Prisstatistik%20januar%202025%20-%20Rapport.pdf>.
- [56] S. WERNER, „European District Heating Price Series; ENERGIFORSK.,“ 2016. [Online]. Available: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21926/european-district-heating-price-series-energiforskrapport-2016-316.pdf>.
- [57] R. Bruckner, „Die Preisunterschiede bei Fernwärme sind enorm, Wien ist teuer,“ [derstandard.at](https://www.derstandard.at/story/3000000285212/die-preisunterschiede-bei-fernwaerme-sind-enorm-wien-ist-am-teuersten), 27 August 2025. [Online]. Available: <https://www.derstandard.at/story/3000000285212/die-preisunterschiede-bei-fernwaerme-sind-enorm-wien-ist-am-teuersten>

Helsinki



9.3 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Helsinki

9.3.1 Stadtprofil Helsinki

Die Hauptstadt Finnlands, Helsinki, liegt im Süden des Landes an der Küste des Finnischen Meerbusens und bildet das administrative, politische, bildungspolitische, finanzielle und kulturelle Zentrum Finnlands. Mit 684.018 Einwohner*innen (1,3 Millionen in der Hauptstadtregion und 1,7 Millionen in der Region Uusimaa) ist Helsinki die bevölkerungsreichste Stadt Finnlands [1], [2]. Der Großraum Helsinki erwirtschaftet mit etwa 50.000 € pro Kopf im Jahr 2024 rund ein Drittel des finnischen BIP. [3]. Die Stadt Helsinki ist bekannt für ihre hohe Lebensqualität, ihr starkes Sozialsystem und ihr Engagement für Nachhaltigkeit. Sie verfolgt zahlreiche Entwicklungsstrategien, darunter die Beseitigung der Obdachlosigkeit bis 2025, die Ausrichtung auf ein nachhaltiges Wachstum, die Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 85 % gegenüber dem Stand von 1990 bis zum Jahr 2030 und die Erreichung der Netto-Null-Emissionen, d.h. CO₂-Neutralität bis spätestens 2040 [4].

Die räumliche Struktur der Stadt ist relativ dicht, mit einer guten Anbindung der Stadtteile durch U-Bahnen, Züge und Stadtbahnen. Die Stadtentwicklung konzentriert sich auf die Erweiterung innerhalb der bestehenden Stadtgebiete und auf Nachhaltigkeit in den Bereichen Verkehr, Design, Bauwesen und Instandhaltung.

Helsinki hat ein baltisches bzw. gemäßigt kontinentales Klima, das kalte Winter und milde Sommer bedeutet. Die durchschnittliche Wintertemperatur liegt bei etwa -2 °C, während die durchschnittliche Sommertemperatur von Juni bis August zwischen 15 und 20 °C liegt. Diese kalten Klimabedingungen haben einen starken Einfluss auf den hohen Heizbedarf Helsinkis mit etwa 3.400 Heizgradtagen [5]. Damit ist das Heizsystem eine der Schlüsselkomponenten der städtischen Infrastruktur Helsinkis.

Im Jahr 2023 betrug der jährliche Energieverbrauch in Helsinki 19.628 kWh pro Kopf, wobei die direkten Emissionen 2,9 tCO₂-Äquivalent pro Kopf ausmachten [6]. Durch ihre Initiativen zur Emissionsreduzierung hat die Stadt ihre gesamten CO₂-Emissionen um etwa 55 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 gesenkt. Im Jahr 2023 beliefen sich die gesamten CO₂-Emissionen auf 1.953 kt-CO₂e⁹, wobei fast 58 % der Gesamtemissionen auf Wärmeerzeugung zurückzuführen waren [7]. Im Jahr 2024 betrug der Wärmeverbrauch in Helsinki 6.385 GWh, was einem leichten Rückgang gegenüber den 6.468 GWh im Jahr 2023 entspricht [7]. Dieser Rückgang um 83 GWh deutet auf einen leichten Rückgang des Heizbedarfs hin, der auf verschiedene Faktoren wie milderes Wetter oder Energieeffizienzmaßnahmen in Gebäuden zurückzuführen sein könnte. Die auffälligste Veränderung ist jedoch bei den Emissionen der Stadt im Zusammenhang mit der Fernwärme zu verzeichnen. Im Jahr 2024 sanken die spezifischen Emissionen auf 132 g CO₂/kWh, verglichen mit 162 g CO₂/kWh im Jahr 2023. Dies entspricht einer Verringerung der Kohlenstoffintensität des Fernwärmesystems um fast 19 % [7].

Der Wärmeverbrauch in Helsinki macht mehr als die Hälfte (51 %) des gesamten Energieverbrauchs aus [8]. Die Beheizung von Gebäuden und die Stromversorgung für Wohn-, Gewerbe- und Industierzwecke haben den größten Anteil am Energieverbrauch in Helsinki. Die Raumheizung entspricht etwa 70 % und die Warmwasserbereitung 15 % des Energieverbrauchs in einem durchschnittlichen Gebäude. Abbildung 36 veranschaulicht die Verbreitung der Fernwärme, die etwa 92 % des gesamten Heizbedarfs ausmacht und über **90 %** der Haushalte in Helsinki versorgt [9].

⁹ CO₂e: CO₂-Äquivalent

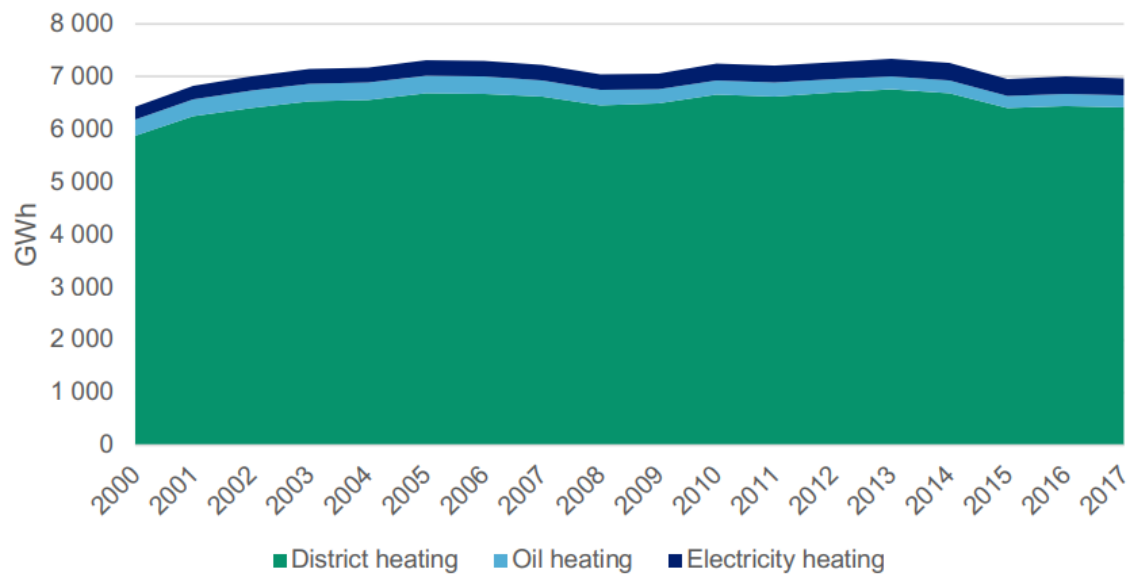


Abbildung 36: Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Helsinki [9]

Der Wärmebedarf in Helsinki ist aufgrund des Wachstums der Stadt ebenfalls gestiegen; gleichzeitig führen Energieeffizienzmaßnahmen jedoch zu einem Rückgang der Nachfrage. Die Bevölkerungsentwicklung und die Urbanisierung sind die Haupttreiber für den erwarteten zukünftigen Anstieg des Wärmebedarfs, während Energieeffizienz und Klimawandel auf einen Rückgang des Wärmebedarfs hindeuten. Gleichzeitig könnte die Nachfrage nach Kühlung steigen.

Tabelle 9 bietet einen Überblick über die wichtigsten Indikatoren des aktuellen Energieprofils der Stadt Helsinki.

Tabelle 9: Übersicht zu den Hauptindikatoren der Stadt Helsinki

Bevölkerungszahl (2024) [10]	684.018
Fläche [km²] [11]	719
Heizgradtage [Kd/a]	4.359
Wärmebedarf [GWh/a]	7.000
Fernwärmedarf, versorgungsseitig [GWh/a]	5.981 (2024)
Fernwärmedurchdringung in Raumwärme und Warmwasser [9]	92 %
Anschlussrate Fernwärme (Wohnbevölkerung) [12]	>90 % (2019)
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020) [13]	50.000 (2023)
Netztemperatur Vorlauf	115 °C

9.3.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Helsinki

Im Einklang mit den nationalen Klimazielen Finnlands und dem Klimarahmen der EU hat sich Helsinki zum Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 85 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Darüber hinaus strebt die Stadt an, bis 2040 CO₂-Neutralität zu erreichen und danach CO₂-negativ zu werden. Im Basisjahr 1990 beliefen sich die Treibhausgasemissionen auf 3.514 kt- CO₂e [7]. Um das Ziel der CO₂-Neutralität zu erreichen, müssen die direkten Emissionen um 85 % reduziert werden und sollten etwa 607 kt CO₂e betragen. Dabei müssen die Sektoren Heizung, Verkehr und Strom (siehe Abbildung 37) zu der Reduzierung beitragen [4].

Der Ansatz Helsinkis zur Erreichung dieser Klimaziele ist in seiner umfassenden Strategie dargelegt. Diese wurde 2018 in dem von der Stadt Helsinki entwickelten Aktionsplan „Carbon-Neutral Helsinki 2035“ niedergeschrieben und 2024 aktualisiert [14]. Der Plan umfasst auch Initiativen seines Energieunternehmens Helen Ltd¹⁰. im Rahmen seines Entwicklungsprogramms zu Klimaneutralität [15].

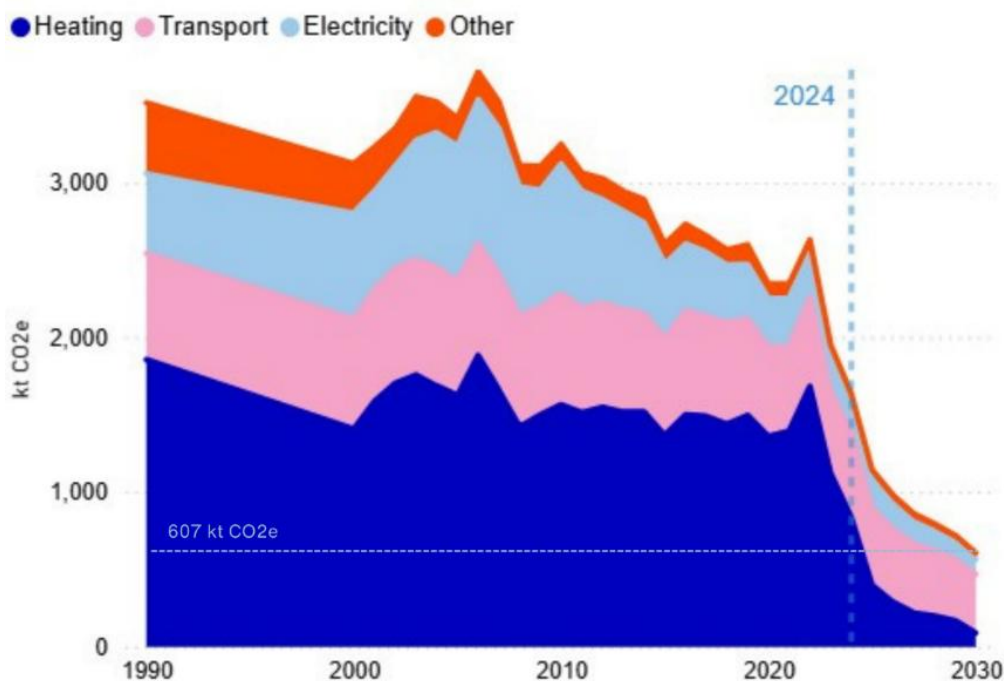


Abbildung 37: Emissionsentwicklung nach Sektoren seit dem Basisjahr 1990 mit Projektion für 2030 [7]

9.3.2.1 Klimaneutralität auf Stadtebene

Der Aktionsplan wurde 2018 in Zusammenarbeit verschiedener Interessengruppen unter Federführung der Stadtverwaltung von Helsinki und Helen Ltd. entwickelt. Die Emissionen werden nach Sektoren unterteilt und anhand verschiedener Wirkungsskalen (Stadtstruktur, Wohnblocks und Gebäude sowie Einzelpersonen) analysiert, woraus die wichtigsten Interventionsbereiche und Ziele für jeden Bereich abgeleitet werden [15].

¹⁰ Helen Ltd. (ehemals Helsingin Energia) betreibt als städtisches Energieunternehmen das Fernwärmesystem von Helsinki. Helen nahm 1957 den Betrieb auf und war der erste Fernwärmeanbieter Finnlands.

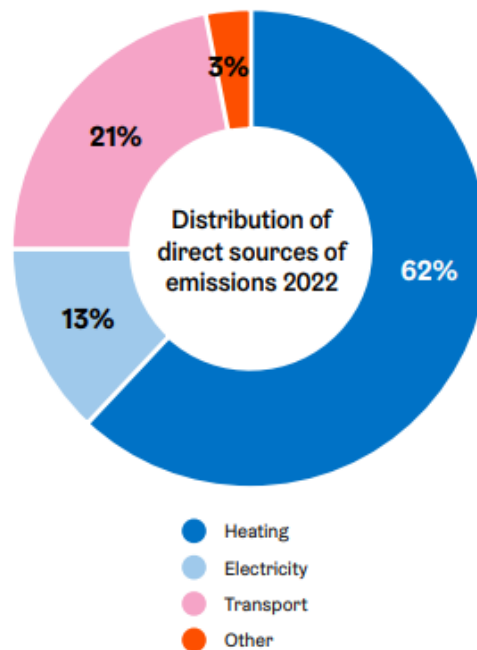


Abbildung 38 zeigt die wichtigsten Quellen für Treibhausgasemissionen im Jahr 2022, wobei fast ein Drittel der erfassten Maßnahmen den Bereich Heizung betrifft. Allerdings sind die Emissionen aus dem Heizungsbereich in Helsinki in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. Grund dafür ist die Einstellung der Kohleverwendung in der Fernwärmeerzeugung. Im Verkehrsbereich vollzieht sich der Wandel langsamer. Dieser Bereich wird im Jahr 2025 die größte Emissionsquelle sein (siehe Abbildung 37) [16]. Jedem der dominierenden Sektoren wurden individuelle Emissionsreduktionsziele mit Schlüsselindikatoren zugewiesen, die jährlich überwacht und ggf. mit zusätzlichen Maßnahmen versehen werden müssen [15]. Tabelle 10 fasst die wichtigsten sektorspezifischen Indikatoren zusammen und bietet einen Überblick über die jeweiligen Fortschritte [14].

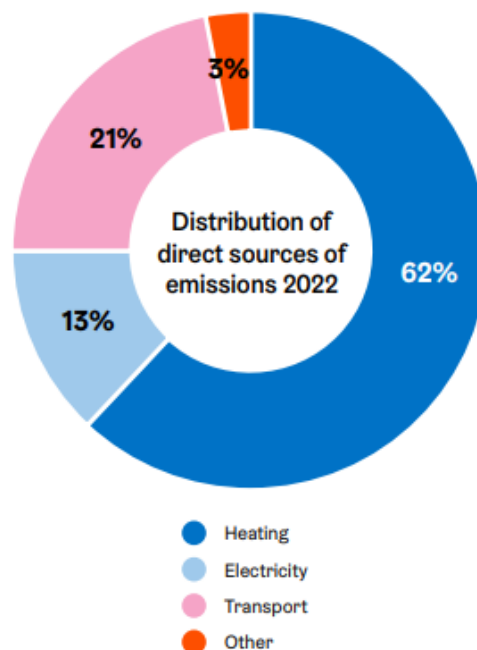


Abbildung 38: Verteilung der direkten Emissionen nach Quelle in Helsinki [15]

Tabelle 10: Helsinkis KPI zur Messung der Emissionsreduktion [7]

KPI	1990 (Basisjahr)	Status	Ziel 2030
Spezifischer Emissionsfaktor für Fernwärme (gCO₂e/kWh)	306	132 (2024)	16
Gesamtwärmeverbrauch (GWh)	5.761	6.468 (2023)	Kein spezifisches Ziel; rückläufiger Trend
Gesamtemissionen des Verkehrs (ktCO₂e)	684	528 (2023)	378
Emissionen aus Stromverbrauch (ktCO₂e)	516	197 (2024)	98

Der Aktionsplan für ein klimaneutrales Helsinki wird durch das Programm für Klimaneutralität und Entwicklung des städtischen Energieunternehmens Helen Ltd. ergänzt. Das Entwicklungsprogramm von Helen ist von großer Bedeutung für die Reduzierung des Emissionsfaktors, insbesondere bei der Fernwärmeversorgung. Ein wichtiger Faktor ist die Modernisierung und Digitalisierung der Fernwärmeinfrastruktur. Mit dem Programm zur CO₂-Neutralität strebt Helen Ltd. an, seine Emissionen bis 2030 um 95 % gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken. Dazu ist es wesentlich, den künftigen Verbrauch fossiler Brennstoffe auf ein Minimum zu beschränken und so ein nachhaltiges Energiesystem zu schaffen. Dieses soll durch die Kombination von sauberem Strom mit einem zuverlässigen Netz und Speichermöglichkeiten sowie Flexibilität in den Fernwärme- und Stromnetzen erreicht werden [17]. Die Strategie von Helen Ltd. inkludiert den Ausstieg aus der Kohle und der verbrennungsbasierten Erzeugung generell, die Elektrifizierung und die Nutzung erneuerbarer Energien, Energiespeicherung und Flexibilität, dezentrale Heizungslösungen sowie Infrastruktur- und Netzverbesserungen.

Diese Maßnahmen, insbesondere der Ausstieg aus der Kohle, haben es Helen bereits ermöglicht, seine Emissionen seit 2022 um rund 40 % zu reduzieren. Die Stilllegung des letzten Kohlekraftwerks im April 2025 markierte das Ende des Ausstiegs aus der Kohle und der kohlebefeuchten Fernwärme in Finnland. Dadurch werden die jährlichen CO₂-Emissionen von Helen gegenüber 2024 voraussichtlich um 50 % sinken (für Helsinki um 30 %), wodurch die Gesamtemissionen Finnlands um fast 2 % sinken werden [18]. Abbildung 39 zeigt einen Fahrplan für 2030, nach dem die spezifischen Emissionen der Fernwärmeversorgung in Helsinki um etwa 93 % (im Vergleich zum Basisjahr 1990) sinken und 16 g CO₂e/kWh betragen sollen.

Development of district heating emissions 2022–2030

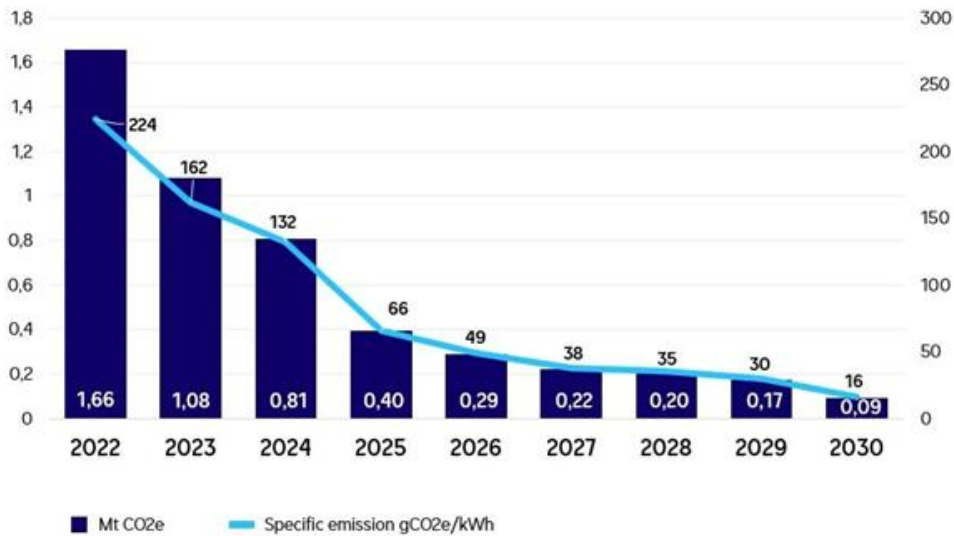


Abbildung 39: Entwicklung der Emissionen aus Fernwärme in Helsinki bis 2030 [17]

In Übereinstimmung mit den Emissionsminderungszielen und den Strategien fasst Tabelle 11 die wichtigsten Leistungsindikatoren für Fernwärme in Helens Roadmap zur CO₂-Neutralität zusammen. Konkrete Prognosen zu Helens Fernwärmeumsätzen werden nicht öffentlich bekannt gegeben, aber der aktuelle Trend und mehrere sich entwickelnde Faktoren (siehe 1.3.2) deuten auf einen anhaltenden Rückgang der Wärmenachfrage und der Umsätze hin. Die Gesamtzahl der Fernwärmeanschlüsse dürfte stabil bleiben, obwohl die Umstellung auf individuelle Wärmepumpen und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen ebenfalls zu einer geringeren Abhängigkeit vom traditionellen Fernwärmesystem führen könnten.

Tabelle 11: Helen Fernwärme-Roadmap für 2030

KPI	Aktueller Wert (2024)	Ziel / Projektion (2030)
Gesamter Fernwärmeabsatz (Lieferung zu den Endverbrauchern)	Ca. 5,98 TWh	-
Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme	38 % [19]	~ 95 % [17]
Gesamte CO₂-Emissionen der Fernwärme [17]	810 kt CO ₂ e	90 kt CO ₂ e
Spezifische CO₂-Emissionswerte [20]	137 g CO ₂ e/kWh	16 g CO ₂ e/kWh
Kundenanschlussleistung [21]	3,5 GW (2020)	Soll weitgehend stabil bleiben

9.3.2.2 Haupttreiber der Dekarbonisierung Helsinkis

Entsprechend der 2024er-Aktualisierung des Aktionsplans „Klimaneutrales Helsinki“ und dem Entwicklungsprogramm von Helen erfordern die wichtigsten Treiber für die Dekarbonisierung der Stadt folgende Fortschritte:

- Energiewende: Kohleausstieg (erreicht 2025) und Umstellung auf erneuerbare Energien wie Strom, Abwärme und nachhaltige Bioenergie, insbesondere in der **Fernwärme**.
- Infrastruktur- und Netzverbesserungen: Dazu gehört der Bau von Energiespeichern wie saisonalen Wärmespeichern und Stromspeichern, um Angebot und Nachfrage zu balancieren. Weitere Modernisierungen der Stromnetze sind notwendig, um die steigende Produktion erneuerbarer Energien sowie elektrische Heizlösungen zu ermöglichen.
- Energieeffizienz: Dazu gehören strengere Energiestandards für Neubauten sowie die Nachrüstung bestehender Gebäude mit einer besseren Energiebilanz.
- Nachhaltige Mobilität: Ziel ist eine Elektrifizierung des Verkehrssektors von 30 % bis 2035 sowie die Förderung des öffentlichen Nahverkehrs und der aktiven Mobilität.
- Weitere Pläne und Maßnahmen umfassen:
 - KI-gesteuerte Nachfragesteuerung und Digitalisierung.
 - Einbindung der Bevölkerung und Förderung der Kreislaufwirtschaft.
 - Umsetzung von Richtlinien und regulatorischen Maßnahmen.

9.3.3 Fernwärmenetz Helsinki – aktueller Stand

Helsinkis Fernwärmesystem ist ein groß angelegtes, zentralisiertes Netzwerk mit über **1.400 km Rohrleitungen**, das rund 93 % der Gebäude der Stadt abdeckt. Das Netzwerk ist in zwei Bereiche unterteilt, die mit unterschiedlichen Drücken betrieben werden. Abbildung 40 zeigt das Hauptnetz, das das dicht besiedelte Stadtzentrum abdeckt, und das Ostnetz, das den Osten Helsinkis abdeckt (mit Drücken von ca. 6 bzw. 8 bar). Helsinkis Fernwärmesystem ist für Außentemperaturen von bis zu **-26 °C** ausgelegt. Es arbeitet mit einem Doppelrohrsystem, das über ein Vor- und ein Rücklaufrohrnetz heißes Wasser (80–115 °C) liefert und kühleres Wasser (40–60 °C) zur Wiedererwärmung zurückführt. Das System liefert sowohl Fernwärme als auch Fernkälte [9], [22]. Die Flexibilität der Infrastruktur ermöglicht eine schnelle Anpassung an den schwankenden Wärmebedarf und die damit verbundenen externen Faktoren wie Strompreise, Emissionskosten oder Wetterbedingungen.

Das Fernwärmesystem in Helsinki versorgte im Jahr 2020 über 15.500 Verbraucher, wobei der Bedarf der Privatkunden 61 % der jährlichen Wärmeproduktion ausmacht, während 35 % für Gewerbegebäude und etwa 4 % für die Industrie benötigt werden [21], [36]. Der aktuelle Bedarf an Fernwärme in Helsinki beläuft sich auf etwa 6.000 GWh. Der Jahresabschluss von Helen für 2024 zeigt einen Abwärtstrend, wobei der Wärmeabsatz gegenüber dem Vorjahr um 3 % auf 5.981 GWh zurückgegangen ist [37]. Die Stadt Helsinki hat eine Studie über die Zukunft der Fernwärme in Helsinki durchgeführt, um das Potenzial von Energieeffizienzmaßnahmen zu bewerten. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass trotz des Bevölkerungswachstums der Heizbedarf bis 2035 auf **4.873 - 5.317 GWh sinken wird** [15]. Dies entspricht einem Einsparpotenzial von 11,4 – 18,9 %. Der erwartete Rückgang wird auf Faktoren wie verbesserte Gebäudedämmung, den Einsatz energieeffizienter Technologien und die Auswirkungen des Klimawandels zurückgeführt.

Als Teil des Großraums Helsinki, zu dem auch Espoo, Vantaa und Kauniainen gehören, nutzt Helsinki Verbindungsleitungen mit den unabhängigen Fernwärmenetzen der jeweiligen Städte. Die Wärmeaustauschvereinbarung zwischen den städtischen Fernwärmeanbietern (Helen Ltd., Fortum und Vantaan Energia) ermöglicht die gemeinsame Nutzung von Energie auf der Grundlage von Systembedarf, Versorgungskapazität und Kosteneffizienz. Abbildung 41 zeigt schematisch den Wärmetransport zwischen den Städten. Die Übertragungskapazität zwischen Helsinki und Espoo beträgt rund 120 MW (2018) und 130 MW zwischen Vantaa und Helsinki [22], [23].

Anzumerken ist, dass in dem Fernwärmenetz Vantaa eine Müllverbrennungsanlage betrieben wird. Da die Fernwärmenetze von Helsinki und Vantaa miteinander verbunden sind, kann Abwärme aus der Müllverbrennung in Vantaa nach Helsinki transportiert werden [24].

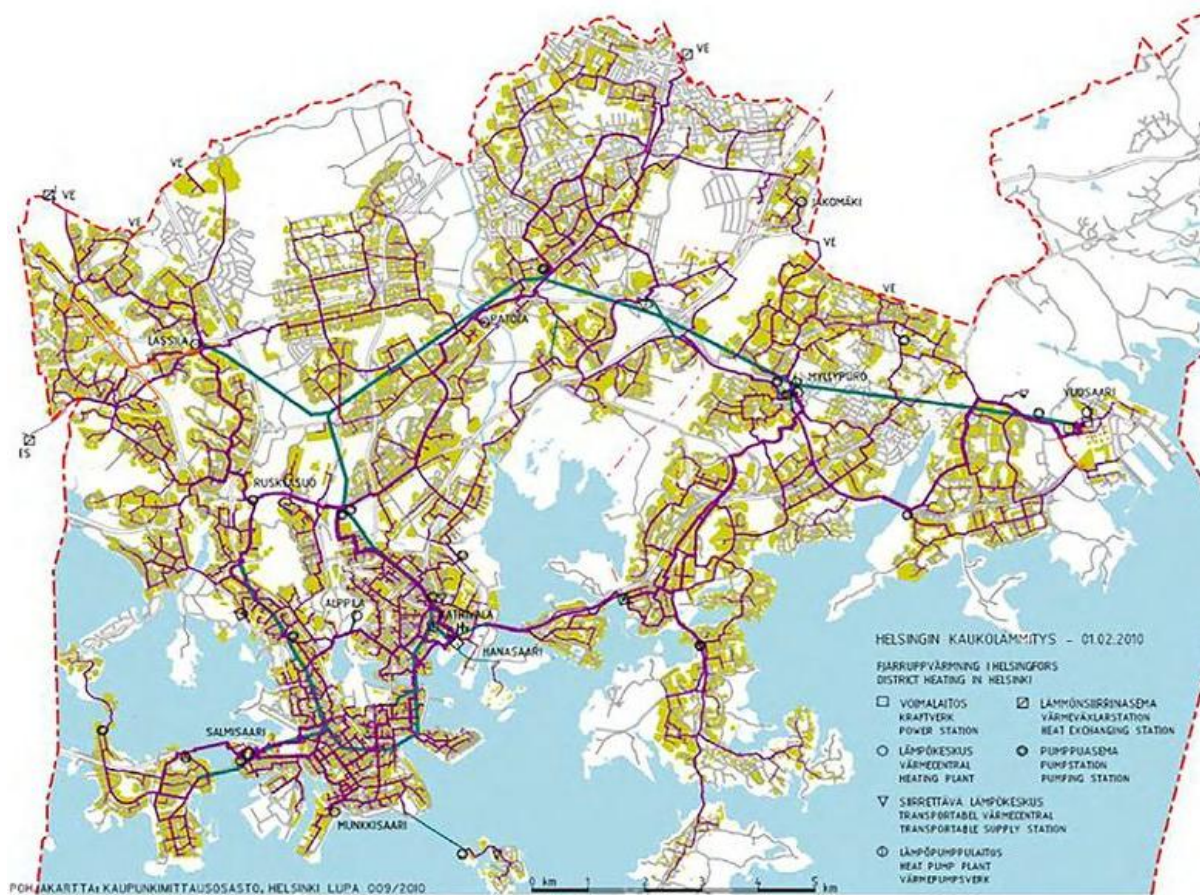


Abbildung 40: Karte des Fernwärmenetzes von Helsinki [9]



Abbildung 41: Fernwärmeverbindungen im Großraum Helsinki [22]

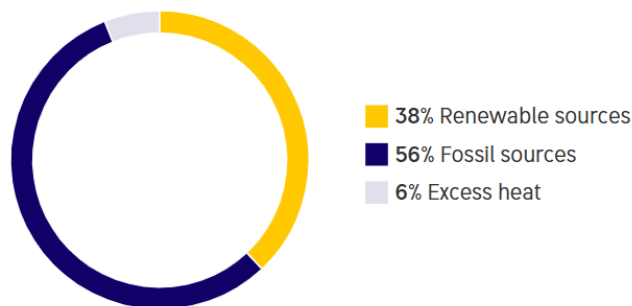
9.3.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Helsinki

Bis vor Kurzem basierte die Bereitstellung der Fernwärme auf vier zentralisierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) der Helen Ltd., in denen Kohle und Erdgas den größten Teil der Fernwärmeerzeugung ausmachten. Um die Ziele der CO₂-Neutralität bis 2030 zu erreichen, wurden das Kohlekraftwerk Hanasaari B bereits im Jahr 2023 und das Kohlekraftwerk Salmisaari B im April 2025 stillgelegt. Die beiden Anlagen hatten eine Wärmeleistung von insgesamt 730 MW und hinterließen eine erhebliche Lücke in der Produktionskapazität, die nach und nach durch Biomasse, Abwärme und Elektrokessel ersetzt wird [22]. Biomasse und Großwärmepumpen

liefern nun zusammen über 40 % der gesamten Fernwärmeenergie. Abbildung 42 zeigt den Fernwärmeversorgungsmix in Helsinki im Jahr 2024. Der Anteil fossiler Energieträger beträgt derzeit noch über 50 %.

Origin of district heat

2024



Breakdown of heat production

6,354 GWh

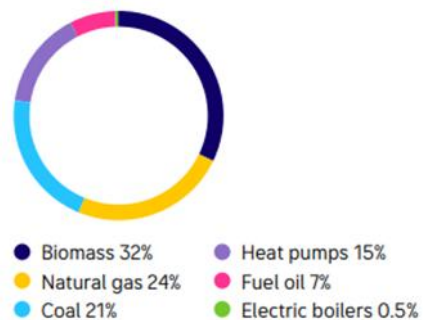


Abbildung 42: Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärmeversorgung für 2024 (links) und Aufschlüsselung der gesamten Wärmeproduktion im Jahr 2024 (rechts) [19], [26]

Im Jahr 2024 bestand die Fernwärmeerzeugungskapazität aus KWK-Anlagen, die hauptsächlich mit Kohle betrieben wurden, Erdgas-Kombikraftwerken, Großwärmepumpen und reinen Heizkesseln, die mit Biomasse, Gas und Öl befeuert wurden. Wie bereits erwähnt, erfolgte die Abschaltung des letzten Kohlekraftwerks im Jahr 2025, während die Erdgas-KWK-Anlagen entsprechend dem Heizbedarf betrieben werden. Um die Abhängigkeit von Erdgas zu verringern und den Übergang von Kohle zu erleichtern, werden zentrale Biomasse-KWK-Anlagen als erneuerbare Alternative eingesetzt. Die Biomasseanlage C am Standort Vuosaari ist während der Heizperiode in Betrieb. Sie deckt etwa 25 % des Fernwärmebedarfs von Helsinki und reduziert die CO₂-Emissionen um ca. 700 t pro Jahr [27].

Die Großwärmepumpe am Standort Katri Vala ist das ganze Jahr über in Betrieb. Sie ist eine der **größten der Welt** und produziert über 1.000 GWh Wärme pro Jahr. Die Anlage nutzt gereinigtes **Abwasser** zur Wärmerückgewinnung und Abwärme aus dem Rücklauf der **Fernkälteversorgung** [28]. Dadurch konnten die lokalen CO₂-Emissionen um etwa 65 kt pro Jahr gesenkt werden [29]. Dazu kommen folgende weitere Großwärmepumpenanlagen:

- Die Anlage in Vuosaari nutzt **20 % Umgebungswärme aus dem Meerwasser** und 80 % Abwärme des **Kühlwassers** aus einem Kraftwerk [30].
- Die Anlage in Salmisaari nutzt **Außenluft** als Energiequelle und kann Fernwärme bei Außenluft-Temperaturen von bis zu -8 °C erzeugen [30].
- Die Anlage Esplanade gewinnt eine erhebliche Menge an überschüssiger Wärme aus Gebäuden zurück und deckt auch einen Großteil des **Fernkältebedarfs** von Helsinki [31].

Elektrische Kessel werden betrieben, wenn Strom günstig und verfügbar ist, während Ölkessel für Spitzenlastzeiten reserviert sind, um das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu gewährleisten und im Falle von Ausfällen als Reserve zu dienen.

Mit dem Ausstieg aus der Kohle nutzt Helsen Biomasse als Übergangsbrennstoff, plant jedoch, dessen Verbrennung bis 2040 auslaufen zu lassen.



Das Fernwärmesystem von Helsinki befindet sich derzeit in einem tiefgreifenden Wandel, wobei die Investitionen auf CO₂-neutrale Energieerzeugungsanlagen und die Flexibilität des Energiesystems ausgerichtet sind. Die Großwärmepumpentechnologie in Helsinki ist hier von besonderer Bedeutung, da sie in Bezug auf Umfang, Innovation und Effizienz weltweit führend ist. Die Vielfalt der Wärmequellen wie Abwasser, Meerwasser, Rechenzentren und unterirdische Kavernen gewährleistet eine stabile Versorgung in verschiedenen Jahreszeiten.

Eine wesentliche Entwicklung hierbei ist ein sich derzeit im Bau befindlicher Kavernenspeicher. Dieser soll im Endausbau aus 3 Kavernen (mit Abmessungen von jeweils 300 m x 40 m x 20 m) bestehen, die sich etwa 100 m unterhalb der Stadt Vantaa befinden. Über die Verbindungsleitungen (siehe oben) wird dieser Speicher mit dem Fernwärmenetz von Helsinki verbunden sein. Das Volumen des Speichers beträgt 1,1 Millionen m³, was einer Speicherkapazität von 90 GWh entspricht. Das Laden des Speichers erfolgt über einen 60-MW-Elektroheizkessel und Abwärme aus der Industrie; es werden Temperaturen von max. 140 °C erreicht. Es sind Gesamtkosten von 200 Mio. Euro erwartet, die Inbetriebnahme ist für 2028 geplant [25].

Die Zahl der Großwärmepumpen, Elektrokessel und Bioenergieanlagen wird in den kommenden Jahren stark zunehmen. Die verbleibende fossile Produktionskapazität gewährleistet die Versorgungssicherheit sowie die Preisstabilität der Fernwärme. Helen Ltd. schätzt, dass der künftige Verbrauch fossiler Brennstoffe minimal bleiben wird, was dem Ziel entspricht, die Emissionen bis 2030 auf 5 % des Niveaus von 1990 zu senken. Tabelle 12 gibt einen Überblick über die derzeit in Betrieb befindlichen primären Wärmeerzeugungsanlagen in der Fernwärme sowie über die Anlagen, die sich im Bau befinden. Kleinere gas- und ölbefeuerte Wärmeerzeuger sind nicht aufgeführt, können jedoch der Literatur entnommen werden [9], [22]. Wichtig ist hierbei anzumerken, dass sich die gesamte Wärmeerzeugungskapazität für 2027 bereits im Bau befindet [17].

Tabelle 12: Bestehende und geplante Wärmeerzeugungsanlagen im Fernwärmenetz von Helsinki

Standort / Anlage	Brennstoff / Technologie	Leistung (MW)	Status
Vuosaari			
Kraftwerk A – GuD	Erdgas (Heizöl bei Engpässen)	170	In Betrieb
Kraftwerk B – GuD	Erdgas	430	In Betrieb
Biomassekraftwerk C	Biomasse (Holzhackschnitzel)	260	In Betrieb
Heißwassererzeuger (HOB)	Erdgas	120	In Betrieb
Großwärmepumpe [30]	Meerwasser	13 MW FW; 9,5 MW FK	In Betrieb
Katri Vala			
Großwärmepumpen x 7	Abwasser	155 MW FW; 102 MW FK [27]	In Betrieb
Hanasaari Site [17], [32]			
Elektrodenkessel	–	140	In Betrieb
Elektrodenkessel	–	200 (4×50)	Geplanter Start 2026–27
Wärmespeicher	–	100	Geplanter Start 2026–27
Salmisaari [17], [33]			
2 Heißwassererzeuger	Pellets	90 + 162	In Betrieb
Großwärmepumpe	Luft-Wasser	14 MW FW; 8 MW FK	In Betrieb
Elektrodenkessel (2×)	–	100	–
Patola [17]			
Großwärmepumpe	Luft-Wasser	30–33	Geplanter Start 2026–27
Elektrodenkessel (2×)	–	100	Geplanter Start 2026–27
Eiranranta [34]			
Großwärmepumpe	Abwasser	90 MW FW; 60 MW FK	Geplante Fertigstellung Ende 2025
Elektrodenkessel	–	30	Im Bau
Esplanade Großwärmepumpe [31]	Abwärme	2×11 MW FW; 2×7,5 MW FK	In Betrieb
Kruunuvuorenranta Wärmespeicher [9]	Saisonaler Speicher	1,5 (Ausspeiseleistung)	Im Bau; Inbetriebnahme bis 2030
Mustikkamaa Wärmespeicher [35]	–	120 (Ausspeiseleistung)	In Betrieb

9.3.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Helsinki

Die Stadt Helsinki hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 klimaneutral, bis 2040 CO₂-frei und verbrennungsfrei und danach CO₂-negativ zu werden. Die zukünftige Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Helsinki wird von diesen Zielen und dem Dekarbonisierungsplan von Helen Ltd. geprägt. Abbildung 43 veranschaulicht die Zukunftsvision eines vollständig dezentralen, modularen und intelligenten Wärmenetzes mit Schwerpunkt auf unabhängigen Energieblöcken mit Großwärmepumpen, Wärmespeichern und elektrifizierter Wärmeerzeugung. Um diese Ziele zu erreichen, liegt der Fokus auf der Integration von erneuerbaren Energien und Abwärme, der Modernisierung des Netzes, der Flexibilität des Systems und der Abkehr von der Verbrennung.



Abbildung 43: Helens Vision für die Zukunft der Fernwärmeversorgung [38]

Das Fernwärmenetz Helsinkis zählt zu den umfangreichsten in Europa und versorgt über 90 % der Gebäude der Stadt. Die aktuelle Strategie konzentriert sich weniger auf den Netzausbau als auf die **Modernisierung und Effizienzsteigerung** der bestehenden Infrastruktur, die schrittweise saniert wird.

Gemäß den finnischen Energie-Richtlinien von 2021 (K1/2021) soll die maximale Temperatur des Fernwärmeverlaufs **von 115 °C auf 90 °C** gesenkt werden [39], wobei die Sanierung der Rohrleitungen der erste Schritt zur Reduktion der Vorlauftemperatur und gleichzeitig zur Reduktion der Wärmeverluste ist [26].

Helens Pläne zur **Modernisierung** des Fernwärme- und Fernkältenetzes umfassen eine verbesserte Effizienz der Datenerfassung und eine **KI-gesteuerte** Produktion, Verteilung und Verbrauch. Helen Venture hat ein dreijähriges Projekt mit dem Unternehmen Gradient Holding B.V. zur Entwicklung eines **digitalen Zwillings des Netzes**, um eine intelligente Steuerung des Fernwärmesystems zu ermöglichen [26]. **Alle Fernwärmeleitungen, Anlagen, Anschlusspunkte und Wärmeeinträge** werden digitalisiert, um genauere Daten zu sammeln und den Netzbetrieb besser zu verstehen. Die Daten werden dann automatisch in einen digitalen Zwilling eingespeist. Dieser nutzt KI-Methoden, um den Netzbetrieb vorherzusagen, zu optimieren und zu steuern [40].

Diese **digitale Transformation** ist ein zentraler Bestandteil des Übergangs der Fernwärme zu einer **dezentralen, datengestützten Energieerzeugung**. Zwar erhöht sie die Systemkomplexität, eröffnet jedoch gleichzeitig erhebliche Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz.

Der **Kern der Dekarbonisierungsstrategie Helsinkis** liegt in der **Sektorenkopplung**, durch die Energiesysteme mit Verkehr, Kühlung und Gebäudeperformance verknüpft werden. Ein zentrales Ergebnis ist die **Elektrifizierung der Wärmeerzeugung** mittels Power-to-Heat (PtH)-Technologien. Helsinki betreibt bereits mehrere großskalige Großwärmepumpenanlagen und baut diese kontinuierlich aus. Weitere Infrastrukturmaßnahmen – insbesondere **Elektrokessel** und **thermische Speicher** – befinden sich im Bau (siehe Tabelle 11). Abbildung 44 zeigt die von Helen bis 2030 geplanten Wärmeerzeugungseinheiten, die bis 2027 eine **erneuerbare Kapazität von rund 1.400 MW** erreichen sollen [17].

Carbon neutral district heating production capacity

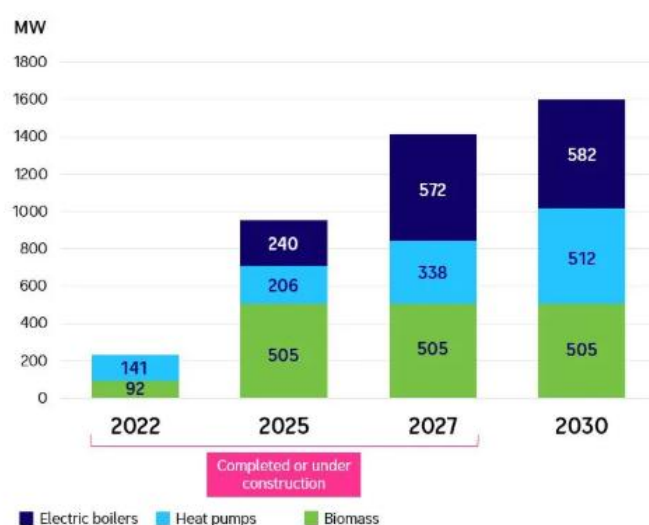


Abbildung 44: CO₂-neutrale Fernwärmeerzeugungskapazität, Helens Roadmap für 2030 [17]

Bis 2030 wird der größte Teil der Fernwärmeerzeugung in Helsinki auf **strombasierte Technologien** umgestellt sein, was zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs führen wird (Abbildung 45). Um diese Entwicklung zu unterstützen, plant **Helen Ltd.** in den kommenden zehn Jahren Investitionen von rund **450 Millionen Euro** in den Ausbau und die Modernisierung des Stromnetzes [41]. Ziel ist es, die Energiewende zu ermöglichen, den steigenden Strombedarf zu decken und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Flexibilität bildet eine zentrale Säule des neuen Geschäftsmodells von Helen. Durch ein intelligentes Zusammenspiel von **Elektroboilern, Großwärmepumpen und thermischen Speichern** kann das Unternehmen von Strompreisschwankungen profitieren [26]. Bei niedrigen Strompreisen wird Wärme erzeugt und bei geringem Wärmebedarf in Speicher eingespeist, um sie in Zeiten hoher Nachfrage abzurufen.

Zur weiteren Erhöhung der Systemflexibilität und zur Abfederung von **Marktpreisschwankungen** werden derzeit **Stromspeicheranlagen** errichtet – darunter ein 40-MW-Speicher in Nurmijärvi und ein 5-MW-Speicher im Solarpark Lohja [26].

Der Einsatz von kostengünstigem Strom zur Wärmeerzeugung trägt zudem zur **Senkung der Fernwärmepreise** bei, wovon die Endkund*innen direkt profitieren.

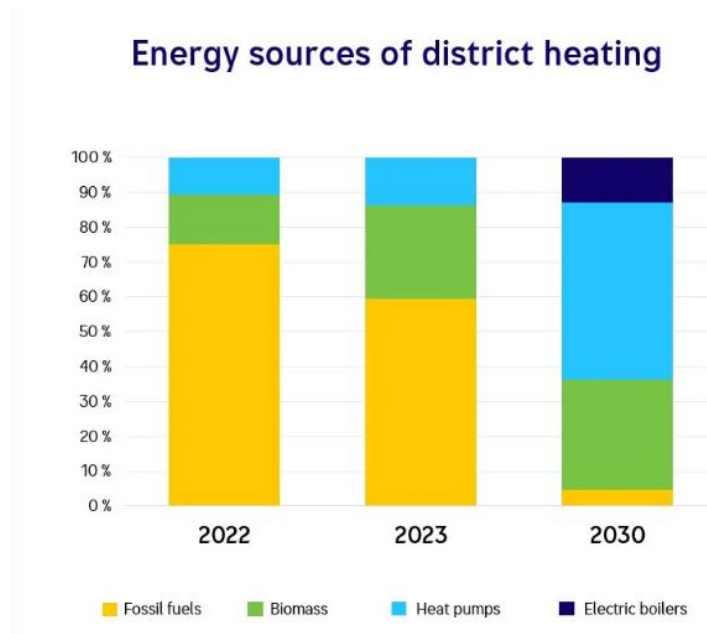


Abbildung 45: Energieversorgungsmix der Fernwärme, Helsinkis Roadmap für 2030 [17]

Um die Flexibilität am Strommarkt optimal zu nutzen, investiert Helsen in Helsinki in eine **Wasserstoffproduktionsanlage** [26]. Die Anlage wird Wasserstoff mit erneuerbarem Strom erzeugen (Power-to-X) und eine wirtschaftlich rentable Stromnutzung unter allen Bedingungen sicherstellen. Die dabei entstehende Abwärme wird in das **Fernwärmenetz von Helsen** eingespeist. Die **3-MW-Anlage** befindet sich derzeit im Bau am Vuosaari-Standort und soll 2026 fertiggestellt werden [32].

Da die Nutzung von Biomasse nur eine **Übergangslösung** zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit darstellt (bevor fossile Brennstoffe vollständig ersetzt werden), hat Helsen ein **Nuklearenergieprogramm** gestartet. Ziel ist die Nutzung von **Kleinmodulreaktoren (SMRs)** zur Wärmeerzeugung in Helsinki. Das Programm befindet sich aktuell in der Vorbereitungsphase, in der mögliche Geschäftsmodelle geprüft und potenzielle Standortoptionen untersucht werden [26].

9.3.6 Governance und Regulierung in Helsinki

Die **Fernwärme-Governance in Helsinki** funktioniert als mehrstufiges System, in dem zentrale Akteure innerhalb ihrer jeweiligen Einflussbereiche sowohl die städtische Energiewende als auch den finnischen Wärmemarkt gestalten [43]. **Helsen Ltd.** besitzt und betreibt das Fernwärme- und das Fernkältesystem in Helsinki und ist für die Planung, Wartung und den Ausbau der Infrastruktur verantwortlich. Die **Stadt Helsinki** hält die Eigentumsrechte an Helsen und steuert strategisch: Sie legt Richtlinien und Dekarbonisierungsziele fest, genehmigt Investitionspläne und vermittelt zwischen Bewohnern, Regierung und Versorgungsunternehmen [43].

Die Regierung, das finnische Parlament und die Energiebehörde schaffen auf **nationaler Ebene** die rechtlichen Grundlagen, auf denen die Kommunen ihre Strategien aufbauen. Die nationale Regierung legt die Energiepolitik und Energieeffizienzprogramme fest und setzt kommunale Klimavorgaben. Das finnische Parlament legt übergeordnete Gesetze und Bauvorschriften fest, während die Energiebehörde die Energieeffizienz und die Integration erneuerbarer Energien überwacht und eine **faire Behandlung der Fernwärmekunden** sicherstellt [44]. Die Europäische Union legt den allgemeinen politischen Rahmen fest (Fit for 55, Green Deal, RED II & III, EED, EU ETS) und bietet Finanzierungsmöglichkeiten, die die nationale und lokale Klima- und Energiepolitik beeinflussen [44].



Im Allgemeinen besteht keine **Verpflichtung**, sich an das Fernwärmenetz **anzuschließen**. In Finnland gibt es keine Vorschriften für den Wärmemarkt, sodass die Kunden ihre Heizungsart **frei wählen** können [45]. Auch Hybridlösungen sind möglich, bei denen die Wärme durch eine Kombination aus Fernwärme und eigenen Heizungsanlagen der Kunden erzeugt wird [9].

In Helsinki besitzt **Helen** ein vollständiges **Monopol** auf die Fernwärme- und Fernkälteerzeugung sowie den Netzbetrieb. Das Unternehmen steuert **Preise, Planung und Infrastrukturentwicklung** im Einklang mit den kommunalen Klimazielen der Stadt. Da Preisgestaltung und Anbieterstrukturen in Finnland **nicht reguliert** sind, können Energieversorger ihre Tarife im Rahmen der allgemeinen Verbraucherschutzgesetze frei festlegen. Die **Heizkosten** werden maßgeblich durch nationale **Energiepolitik**, Steuern auf **fossile** Brennstoffe, Subventionen für **erneuerbare** Energien und CO₂-Vorschriften beeinflusst [45]. Im Herbst 2021, als Helen die Preise für Fernwärme stark erhöhte (um 30 % gegenüber dem Vorjahr), schaltete sich der **Verbraucherombudsmann**, der für die Verhinderung unlauterer Abrechnungspraktiken zuständig ist, ein und begrenzte die Erhöhung des Verbrauchertarifs auf 15 % pro Jahr [46].

Geschäftsmodell und Finanzaktivitäten

Trotz sinkender Nachfrage bleibt die Fernwärme für Helen wirtschaftlich attraktiv, da der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen die Produktionskosten senkt. Dadurch kann Helen stabile und leistbare Fernwärmepreise anbieten, was den Verbrauchern zugutekommt [37]. Der Gesamtpreis für Fernwärme setzt sich aus **Fixkosten** und **Energiekosten** zusammen. Die Fixkosten, die jährlich auf Basis des individuellen Verbrauchs festgelegt werden, sichern eine **unterbrechungsfreie Wärmeversorgung**. Die **Energiekosten** variieren monatlich je nach Verbrauch sowie Marktbedingungen [47].

Für 2025 wird ein Preisrückgang von etwa 5,8 % gegenüber 2024 erwartet. Die Energiepreise liegen dabei zwischen 0,04 € und 0,12 € pro kWh (Abbildung 46). Im Vergleich zu 2024 (Abbildung 47) zeigt sich eine deutliche Kostensenkung, die vor allem auf Investitionen in die Energiewende und die Stilllegung der Kohlekraftwerke Hanasaari und Salmisaari zurückzuführen ist [48].

Helen bietet ein Festpreis-Fernwärmeprodukt für **Unternehmen** und Wohnungsbaugesellschaften an, bei dem die Fix- und Energiekosten 36 Monate lang unverändert bleiben [49].

Helen hat 2017 außerdem ein Projekt mit der städtischen Wohnungsbaugesellschaft Heka gestartet, um Demand Response in der Fernwärmeversorgung der Wohngebäude von Heka anzuwenden [50]. Das Produkt „Optimal Heating“ wird Wohnungsbaugesellschaften in Helsinki angeboten. Ziel ist es, die Optimierung der Immobilien, der Verbraucher und der Produktion von Helen zu ermöglichen sowie Verbrauchsspitzen auszugleichen und damit einen stabileren Betrieb der Wärmeproduktionsanlagen zu ermöglichen [51].

Energy price from Jan 1, 2025 (include VAT 25.5%)

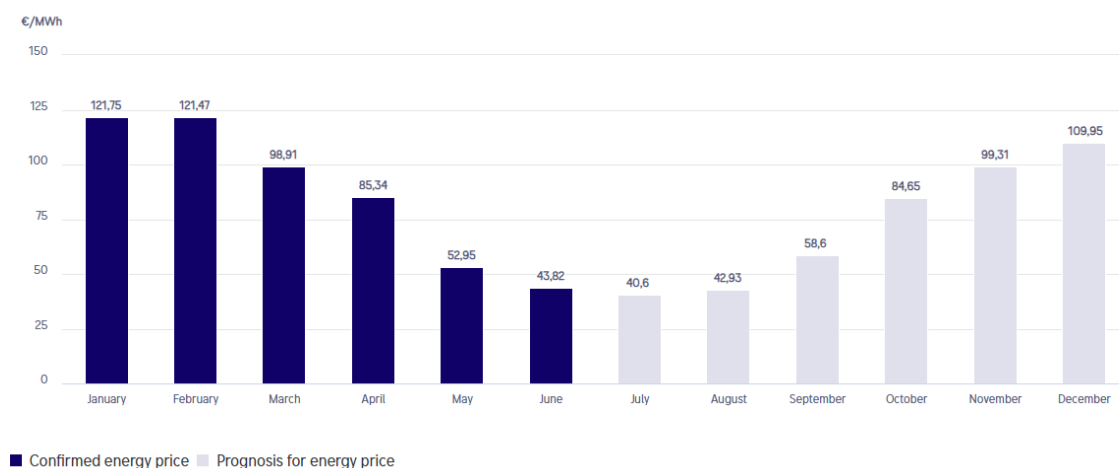


Abbildung 46: Helens Energiekosten für 2025, feste und prognostizierte Preise [48]

Energy price from Jan 1, 2024. Prices include VAT 24 %.

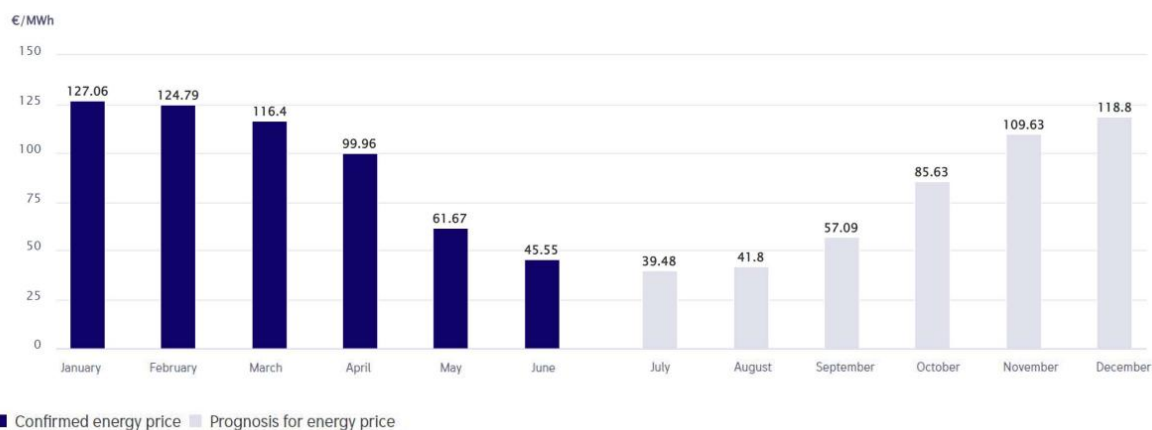


Abbildung 47: Helen's Energiekosten für 2024, feste und prognostizierte Preise [48]

Helen verfügt über ein grundsätzlich offenes Fernwärmenetz, das es **Dritten** wie Rechenzentren, Immobilienbesitzern und Industriebetreibern ermöglicht, durch den Verkauf ihrer überschüssigen Abwärme (**bidirektionaler** Wärmeaustausch) einen Beitrag zu Fernwärmenetzen zu leisten [52]. Es gibt aber keine Vorschriften für den Zugang Dritter zur Wärmeproduktion im Fernwärmenetz [9]. Wenn ein Dritter Wärme an das Fernwärmenetz liefern möchte, muss er direkt mit Helen verhandeln, und die Vereinbarung unterliegt den allgemeinen Wettbewerbsgesetzen und der Aufsicht durch die finnische Wettbewerbs- und Verbraucherschutzbehörde (FCCA) [53].

Helen initiierte 2009 eine Zusammenarbeit im Bereich der Rechenzentren mit Equinix, dem weltweit ersten Rechenzentrum, das Abwärme zurückgewann und diese für die Fernwärmeversorgung nutzte [54]. Im Jahr 2022 schloss Helen eine Vereinbarung mit dem finnischen Telekommunikationsunternehmen Elisa, um die Abwärme aus einem Rechenzentrum für die Fernwärmeversorgung zu nutzen. Die so gewonnene Abwärme ermöglicht die Beheizung von rund tausend Einzimmerwohnungen in der Region Helsinki und verdeutlicht die Bedeutung dezentraler Energiesysteme für eine verbesserte Energieeffizienz [55]. Die Abwärme von Rechenzentren wird in Helsinki zu einer immer wichtigeren Wärmequelle. Für das Jahr 2025 wird ein Anstieg der Wärmeproduktion aus Rechenzentren auf voraussichtlich 70 GWh prognostiziert.



Helen Ltd. ist der Hauptinvestor in der Dekarbonisierung der Fernwärme und finanziert sich überwiegend über den Verkauf von Strom, Fernwärme und Fernkälte. Größere Infrastrukturinvestitionen in klimaneutrale Energie stammen aus dem jährlichen Investitionsbudget, das 2024 **565 Mio. €** betrug [37]. Über **Helen Ventures** investiert das Unternehmen zusätzlich **50 Mio. €** in innovative Start-ups und Projekte im Bereich Energieeffizienz und Nachhaltigkeit [56].

Im Jahre 2024 veröffentlichte Helen ein **Green and Sustainability-Linked Finance Framework**, das Nachhaltigkeitsziele in die Finanzierungsstrategie integriert. Dieses ermöglicht die **Emission von grünen Anleihen und nachhaltigkeitsgebundenen Krediten** zur Finanzierung klimaneutraler Energieprojekte. Das Rahmenwerk umfasst zwei Hauptkategorien:

- **Green Finance** – zur Finanzierung von Projekten in den Bereichen erneuerbare Energien, Wärme, Kälte, Energiespeicherung und Strom.
- **Sustainability-Linked Finance** – zur Kopplung der Unternehmensfinanzierung an zentrale Nachhaltigkeitsziele, insbesondere die **Reduktion von Treibhausgasemissionen** in Betrieb und Lieferkette [41].

Das Unternehmen beteiligt sich auch an EU-finanzierten Projekten, darunter mehrere im Rahmen des Programms Horizont Europa. So engagiert sich Helen in Initiativen zu fortschrittlichen Technologien wie künstlicher Intelligenz und digitalen Zwillingen, um die Effizienz des Fernwärmesystems weiter zu steigern [57].

Die Europäische Investitionsbank (EIB) unterstützt Helen mit einem Darlehen in Höhe von 150 Mio. €, das rund 72 % der Gesamtinvestition von 209 Mio. € abdeckt, um fossile Brennstoffe in der Fernwärme durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Diese Finanzierung steht im Einklang mit der EU-Initiative RePowerEU, die den Ausbau erneuerbarer Energien und die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen fördert [58].

Zudem erhielt Helen 2022 von der Nordischen Investitionsbank (NIB) einen nachhaltigkeitsgebundenen Kredit in Höhe von 150 Mio. €, um die von der Science Based Targets Initiative (SBTi) validierten Klimaziele zu erreichen. NIB und Helen haben sich auf KPI-Ziele zur Kohlenstoffintensität und zu Treibhausgasemissionen geeinigt, die bis Ende 2026 und 2030 überprüft werden sollen [59].

9.3.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Helsinki

Das Ziel der Stadt Helsinki, CO₂-Neutralität zu erreichen, basiert weitgehend auf der Umgestaltung des Energiesystems. Daher ist das städtische Energieunternehmen Helen Ltd. der führende Akteur bei der CO₂-neutralen Transformation, insbesondere bei der Umsetzung einer umfassenden Strategie zur Dekarbonisierung der Fernwärme, die Diversifizierung, Elektrifizierung, Digitalisierung und Flexibilität umfasst. Die beiden Hauptsäulen der Strategie verbinden eine sofortige Emissionsreduzierung mit einer langfristigen Systemumstellung. Ziel ist es, nicht nur fossile Brennstoffe zu ersetzen, sondern auch die gesamte Fernwärmeinfrastruktur durch Sektorenkopplung, dezentrale Produktion, Digitalisierung und innovative Geschäftsmodelle zu modernisieren.

Die Emissionsreduzierung umfasst den vollständigen Ausstieg aus Kohle und fossilen Brennstoffen, die schrittweise durch strombasierte und erneuerbare Lösungen ersetzt werden. Biomasse ist der führende Übergangskraftstoff, dessen **Verbrennung bis 2040** auslaufen soll. Die aktuelle Strategie Helsinkis konzentriert sich weniger auf den **Netzausbau** der Fernwärme als auf die **Modernisierung und Effizienzsteigerung** der bestehenden Infrastruktur, die schrittweise saniert wird.



Aus der ambitionierten Strategie Helsinkis Fernwärme bis 2030 klimaneutral, bis 2040 CO₂-frei und verbrennungsfrei und danach CO₂-negativ zu werden lassen sich folgende Highlights zur jetzigen Operation, geplante und umgesetzte Innovationen zusammenfassen:

- **Strategischer** Übergang zur **dezentralen Energieerzeugung** zur Effizienzsteigerung.
- **Sektorenkopplung** als Grundpfeiler der Dekarbonisierung: Verbindung von Energie, Verkehr, Kühlung und Gebäuden.
- **Elektrifizierung** der Wärmeerzeugung durch PtH, Elektrokessel und Wärmespeicher und **Großwärmepumpen**, die Abwasser, Meerwasser und Umgebungsluft nutzen.
- **Flexibilität** als strategische Säule des Geschäftsmodells: Nutzung von Preisvolatilität am Strommarkt sowie Strom- und Wärmespeichieranlagen, die dazu beitragen, die Produktion vom Verbrauch zu entkoppeln.
- **Digitalisierung** des Netzes: Einführung eines **digitalen Zwillings** zur KI-basierten Netzsteuerung und für intelligentes Wärmenetzmanagement sowie **Volldigitalisierung** der Fernwärme-Infrastruktur (Leitungen, Anlagen, Anschlusspunkte, Wärmeeinträge).
- Umsetzung von **Demand Response** zur Optimierung des Wärmeverbrauchs in Gebäuden und zur Lastverlagerung auf Basis von Echtzeit-Energiepreisen.
- Integration von überschüssiger Wärme aus **Rechenzentren** und der Industrie.
- Helsinkis erste **Wasserstoffanlage** (3 MW), die 2026 fertiggestellt und Wasserstoff mit **erneuerbarem Strom** produzieren wird; Abwärme fließt ins Fernwärmenetz.
- Reduktion der **Systemtemperatur von 115 °C auf 90 °C** zur Senkung von Verlusten und Vorbereitung auf Niedertemperaturnetze.
- **Biomasse** dient derzeit nur als **Übergangslösung** zur Sicherung der Wärmeversorgung.
- **Green & Sustainability-Linked Finance Framework** verbindet Finanzierung mit Nachhaltigkeitszielen.
- Helen entwickelt ein **Nuklearwärmeprogramm** mit Kleinmodulreaktoren (SMRs) und prüft derzeit Geschäftsmodelle und Standorte dazu.
- Geplante **erneuerbare Wärmekapazität von ca. 1.400 MW bis 2027**.

9.3.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Helsinki

Obwohl Helsinki und Wien sich hinsichtlich Klimas, Geografie und einiger Energiestrukturen unterscheiden, gibt es mehrere wichtige Indikatoren und strukturelle Ähnlichkeiten, die Helsinki zu einer wertvollen Fallstudie für **Wien** machen. Die Städte verfügen über vergleichbare Fernwärmesysteme, Governance-Modelle sowie Dekarbonisierungsziele.

Die Dekarbonisierung Helsinkis wird durch ehrgeizige, von mehreren Interessengruppen getragene Klimapläne vorangetrieben, die aktualisierte Ziele enthalten, in der Politik formalisiert sind und jährlich überwacht werden. Die Erreichung der Dekarbonisierungsziele in **Wien** könnte durch einen separaten, speziell auf Fernwärme ausgerichteten Fahrplan, der an messbare Maßnahmen und technologische Verbesserungen geknüpft ist, unterstützt werden.

Helsinki hat ein leistungsstarkes PtH-System mit Großwärmepumpen und Elektrokesseln eingeführt. Es nutzt dynamische Marktpreise zur Kosten- und Betriebsoptimierung und setzt dabei zunehmend auf KI-basierte Dispatch-Systeme. In **Wien** sind zwar nur wenige Großwärmepumpen in Betrieb, doch könnten diese Projekte mit intelligenten Steuerungssystemen und der strategischen Nutzung von Strom außerhalb der Spitzenzeiten weiter ausgebaut werden, um das Netz auszugleichen und Kosten zu senken.



Ein weiterer guter strategischer Schritt für **Wien** wäre die Bewertung der Machbarkeit von unterirdischen oder kavernenbasierten Wärmespeichersystemen im städtischen Maßstab, um die Wärmeproduktion auszugleichen, insbesondere bei der Integration von überschüssiger Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien.

Das Green & Sustainability-Linked Finance Framework von Helen Ltd. soll grüne Kredite und nachhaltigkeitsbezogene Instrumente sichern, die an Leistungsziele geknüpft sind. **Wien** könnte ein ähnliches Rahmenwerk einführen, um Finanzmittel für den Ausbau von Großwärmepumpen, thermischen Energiespeichern und Geothermieprojekten zu gewinnen und damit seine Emissions- und Leistungsziele zu erreichen.

Folgende Erkenntnisse lassen sich nach Hauptbereichen zusammenfassen.

- **Technologische Maßnahmen**

- Power-to-Heat (PtH) & Großwärmepumpen: Großwärmepumpen und Elektrokessel in Helsinki ermöglichen flexible, strombasierte Wärmeproduktion, senken Kosten und gleichen Netzspitzen aus.
- KI-gestützte Netzsteuerung: Digitale Steuerungssysteme optimieren Produktion und Verbrauch.
- Flexibilität durch Strommarkt-Kopplung: Wärmeproduktion wird an Stromangebot und -preise angepasst. Dabei unterstützt die Flexibilität des Fernwärmenetzes die Stromnetzstabilität durch Lastverschiebung und Peak-Reduktion.
- Thermische Speicher: Unterirdische oder kavernenbasierte Speicher können überschüssige Wärme und erneuerbaren Strom integrieren.
- Übergangstechnologien: Biomasse wird als Übergangslösung genutzt.

- **Strategische und Governance-Maßnahmen**

- Mehrstufige Klimapläne: Ziele werden politisch verankert, jährlich überprüft und Stakeholder eingebunden. Wien könnte eine eigene messbare Fernwärme-Roadmap entwickeln.
- Strategische Steuerung: Die Stadt Helsinki legt Klimaziele und Investitionsvorgaben fest; Betreiber steuert operativ und technologisch.
- Stakeholder-Einbindung: Ambitionierte Multi-Stakeholder-Klimapläne sorgen für Akzeptanz und eine koordinierte Umsetzung.

- **Finanzierung & Investitionen**

- Finanzierungsinstrumente: Grüne Anleihen und nachhaltigkeitsgebundene Kredite sichern Investitionen. Wien könnte ähnliche Mechanismen für Großwärmepumpen, Speicher und Geothermie nutzen.
- EU- und nationale Förderprogramme: Nutzung von EIB- und NIB-Darlehen sowie Horizon-Europe-Projekten zur Finanzierung von Infrastruktur und Innovationen.

- **Markt- & Kundenmanagement**

- Dynamische Preisgestaltung: Kopplung der Wärmepreise an Strommarktbedingungen schafft Kostenvorteile. Wärmeherzeugung wird nach Stromangebot und Marktpreisen optimiert, wodurch Kosten gesenkt und Netzschwankungen ausgeglichen werden.
- Monopolstruktur mit Flexibilität: Helen steuert Preise, Netzbetrieb und Investitionen flexibel innerhalb gesetzlicher Rahmenbedingungen.

- 
- Kundenpreise & Fairness: Fixkosten sichern Versorgung, variable Energiekosten werden dynamisch angepasst; Verbraucherschutzmechanismen verhindern unfaire Preisanstiege.
 - Hybridlösungen: Kombination von Fernwärme und lokalen Heizsystemen erhöht Flexibilität und Versorgungssicherheit.

Literaturverzeichnis

- [1] Statistics Finland, "Population and society." Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: https://stat.fi/tup/suoluk/suoluk_vaesto_en.html#Population%20data%20by%20region
- [2] "Helsinki capital region - Wikipedia." Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Helsinki_capital_region
- [3] Statistics Finland, "National economy." Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: https://stat.fi/tup/suoluk/suoluk_kansantalous_en.html#Gross%20value%20added%20by%20region
- [4] "Climate and nature | City of Helsinki." Accessed: Oct. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.hel.fi/en/decision-making/strategy-and-economy/strategy/city-strategys-strategic-priorities-and-operational-cornerstones/climate-and-nature>
- [5] Finnish Meteorological Institute, "Heating degree days." Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: https://en.ilmatieteenlaitos.fi/heating-degree-days?7r87D3pXt5h3S3AkDpM0uF_q=y%253D2024
- [6] City of Helsinki, "Indicators of ecological sustainability," Sustainable Helsinki. Accessed: Jul. 23, 2025. [Online]. Available: <https://kestavyys.hel.fi/en/indicators-of-ecological-sustainability/>
- [7] City of Helsinki, "Monitoring of the emissions reduction plan," Climate work in Helsinki. Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: <https://ilmasto.hel.fi/en/mitigation/carbon-neutral-helsinki-action-plan/monitoring-of-the-emissions-reduction-plan/>
- [8] Helsingin seudun ympäristöpalvelut HSY, "Energy consumption in the Helsinki metropolitan area," Helsinki Region Infoshare. Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: https://hri.fi/data/en_GB/dataset/paakaupunkiseudun-energiankulutus/resource/c56b3e9f-c742-4d9b-aa51-34c90565e53a
- [9] City of Helsinki, "Helsinki Energy Challenge," 2020, Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: www.hel.fi
- [10] "Key figures on population by Area, Information and Year. PxWeb." Accessed: Nov. 21, 2025. [Online]. Available: https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/en/StatFin/StatFin__vaerak/statfin_vaerak_pxt_11ra.px/
- [11] Helsingin kaupunki, "Helsinki facts and figures 2023 2," 2023, Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.hel.fi/static/kanslia/Kaupunkitieto/23_06_15_Helsinki_facts_and_figures_2023.pdf
- [12] Energiategollisuus ry, "District Heating in Finland 2019 Kaukolämpö," 2020, Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: https://energia.fi/wp-content/uploads/2023/08/District_Heating_in_Finland_2019.pdf
- [13] Eurostat, "Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region." Accessed: Nov. 21, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295
- [14] City of Helsinki, "Carbon-neutral Helsinki Action plan update 2024," Publications of the Central Administration, 2024, Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: <https://ilmasto.hel.fi/en/>

- 
- [15] City of Helsinki, “The Carbon-neutral Helsinki 2035 Action Plan,” Publications of the Central Administration of the City of Helsinki, 2018, Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: https://carbonneutralcities.org/wp-content/uploads/2019/06/Carbon_neutral_Helsinki_Action_Plan_1503019_EN.pdf
- [16] “Climate change mitigation | City of Helsinki.” Accessed: Oct. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.hel.fi/en/decision-making/node/769>
- [17] Helen Ltd., “Carbon neutrality programme,” Helen. Accessed: Jul. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/sustainability/carbon-neutrality-programme>
- [18] Helen Ltd., “Helen shuts down its last coal-fired power plant in Salmisaari, ending the era of coal,” Helen. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2025/helen-shuts-down-its-last-coal-fired-power-plant-in-salmisaari-ending-the-era-of-coal>
- [19] Helen Ltd., “Origin of energy,” Helen. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/energy/origin-of-energy>
- [20] Helen Ltd., “Specific emissions of energy,” Helen. Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/energy/specific-emissions-of-energy-production>
- [21] Helen Ltd., “Business year 2020,” Helen. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/helen/reports-and-publications/annual-report-2020/business-year>
- [22] Yijie SU, “Simulation of decarbonization objectives for the district heating system in the Helsinki metropolitan area,” School of Industrial Engineering and Management, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2021. Accessed: Jul. 24, 2025. [Online]. Available: <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1587322/FULLTEXT01.pdf>
- [23] Y. Su, P. Hiltunen, S. Syri, and D. Khatiwada, “Decarbonization strategies of Helsinki metropolitan area district heat companies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, p. 112274, May 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112274.
- [24] Y. Su, P. Hiltunen, S. Syri, and D. Khatiwada, “Decarbonization strategies of Helsinki metropolitan area district heat companies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, p. 112274, May 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112274.
- [25] “Varanto - The Cavern Thermal Energy Storage - Vantaan Energia.” Accessed: Nov. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.vantaanenergia.fi/en/about-us/projects/varanto-the-cavern-thermal-energy-storage/>
- [26] Helen Ltd., “ANNUAL REVIEW 2024 - That’s Energy,” Helsinki, Finland, Feb. 2025. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: https://www.helen.fi/globalassets/tietoa-meist%C3%A4/raportit-ja-julkaisut/helen_annual_review_2024.pdf
- [27] Helen Ltd., “Heat production started in Vuosaari bioenergy heating plant – adaptable hybrid plant offers top-class energy efficiency,” Helen. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2022/heat-production-started-in-vuosaari-bioenergy-heating-plant>
- [28] Helen Ltd., “Waste heat plays a significant role in a sustainable energy system – the Katri Vala heat pump plant can provide heating for an entire medium-sized city,” Helen. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2023/waste-heat-plays-a-significant-role-in-a-sustainable-energy-system>
- [29] Helen Ltd., “New heat pump to be built again in Helsinki,” Helen. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2018/newheatpump>



- 
- [30] Helen Ltd., “New, unique heat pump utilising sea water heat to be built in Vuosaari ,” Helen. Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2019/heat-pump-sea-water-heat-vuosaari>
- [31] Helen Ltd., “New underground heating and cooling plant utilises waste heat ,” Helen. Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2018/underground-heating-and-cooling-plant-utilises-waste-heat>
- [32] Helen Ltd., “Helen to build Europe’s largest electric boiler plant in Hanasaar,” Helen. Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2024/helen-to-build-europes-largest-electric-boiler-plant-in-hanasaari>
- [33] Helen Ltd., “Renewal of the Salmisaari production site – construction of new heating plants to begin this autumn,” Helen. Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2023/renewal-of-the-salmisaari-production-site>
- [34] Helen Ltd., “Eiranranta heat pump plant.” Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/energy/eiranranta-heat-pump-plant>
- [35] Helen Ltd., “Gigantic cavern heat storage facility to be implemented in Mustikkamaa in Helsinki,” Helen. Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2018/gigantic-cavern-heat-storage-facility-to-be-implemented-in-mustikkamaa>
- [36] “Climate indicators in the Helsinki Metropolitan Area,” Helsinki Region Environmental Services Authority HSY. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.hsy.fi/ymparistotieto/avoindata/avoin-data---sivut/paakaupunkiseudun-ilmastoindikaattorit/>
- [37] H. Group, “Financial Statements Release 2024,” Mar. 2024. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: https://www.helen.fi/globalassets/tietoa-meist%C3%A4/raportit-ja-julkaisut/helen_financial_statements_release_2024.pdf
- [38] Helen Ltd., “Strategy,” Helen. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/helen/strategy>
- [39] “District heating of buildings, regulations and instructions. Publication K1/2021 - Finnish Energy.” Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: <https://energia.fi/julkaisut/rakennusten-kaukolammitys-maaraykset-ja-ohjeet-julkaisu-k1-2021/>
- [40] “Helen builds an energy platform of the future and develops a digital twin of the district heating network with Gradyent | Helen.” Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2022/helen-builds-an-energy-platform-of-the-future-and-develops-a-digital-twin-of-the-district-heating-network-with-gradyent>
- [41] Helen Group, “Green and Sustainability-Linked Finance Framework 2024.” Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/about-us/helen/sustainable-financing>
- [42] “Helen to invest in Helsinki’s first green hydrogen production plant | Helen.” Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2024/helen-to-invest-in-helsinkis-first-green-hydrogen-production-plant>
- [43] K. Auvinen, T. J. Lindroos, Å. Hedman, H. Savolainen, A. Lumijärvi, and P. Tainio, “Transition pathway for the city toward low-emission district heating system with heat auctions promoting third-party network access,” *Oxford Open Energy*, vol. 3, Feb. 2024, doi: 10.1093/OOENERGY/OIAE018.

- 
- [44] Ministry of Economic Affairs and Employment, “Finland’s Integrated National Energy and Climate Plan : Update,” Publications of the Ministry of Economic Affairs and Employment 2024:30, 2024, Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/165742/TEM_2024_30.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [45] “Heating markets,” Finnish Energy. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://energia.fi/en/energy-sector-in-finland/energy-market/heating-markets/>
- [46] “Consumer Ombudsman examines higher district heating prices by Helen and demands changes to procedures,” Finnish Competition and Consumer Authority. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.kkv.fi/en/current/press-releases/consumer-ombudsman-examines-higher-district-heating-prices-by-helen-and-demands-changes-to-procedures/>
- [47] Helen Ltd., “The green transition lowers the price of district heating for Helsinki residents,” Helen. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2024/the-green-transition-lowers-the-price-of-district-heating-for-helsinki-residents>
- [48] Helen Ltd., “District heat prices,” Helen. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/heating/district-heat-prices>
- [49] Helen Ltd., “Reliable heating with Fixed-Priced District Heat,” Helen. Accessed: Jul. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/companies/heating-for-companies/district-heating-for-companies/fixed-priced-district-heat>
- [50] Helen Ltd., “Helen to cooperate with Heka – aiming for a flexible heating system in residential buildings,” Helen. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2024/helen-to-cooperate-with-heka>
- [51] Helen Ltd., “Optimal Heating,” Helen. Accessed: Jul. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/companies/heating-for-companies/district-heat-in-a-housing-company/optimal-heating>
- [52] Helen Ltd., “Open district heat,” Helen. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/companies/heating-for-companies/lammitysratkaisut-eri-tarpeisiin/open-district-heat>
- [53] Pöyry Management Consulting Oy, “Third-party access to district heating networks: A report to Finnish Energy,” Vantaa, Finland, May 2018. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: https://energia.fi/wp-content/uploads/2018/09/Third-Party_Access_to_District_Heating_Networks_FINAL_REPORT_20180509.pdf
- [54] “Helen and Equinix extend successful cooperation to distribute more waste heat from data centers to properties in Helsinki | Helen.” Accessed: Oct. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2022/Helen-and-Equinix-extend-successful-cooperation-to-distribute-more-waste-heat-from-data-centers-to-properties-in-Helsinki>
- [55] Helen Ltd., “Helen and Elisa to heat homes in Helsinki with waste heat from a data centre,” Helen. Accessed: Aug. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2022/helen-and-elisa-to-heat-homes-in-helsinki-with-waste-heat-from-a-data-centre>
- [56] Helen Ltd., “Helen prepares to invest up to 50 million euros in growth companies disrupting the energy industry - Helen Ventures aims to accelerate the industry-wide transformation,” Helen. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.helen.fi/en/news/2019/ventures>

- 
- [57] “Helsinki’s Pilot Activity: Systemic Heat Shift (SHS),” NetZeroCities. Accessed: Jul. 27, 2025. [Online]. Available: <https://netzerocities.eu/helsinkis-pilot-activity-systemic-heat-shift/>
- [58] “Finland: EIB makes loan to replace Helsinki’s fossil-based heating plants with renewable energy.” Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.eib.org/en/press/all/2024-164-eib-makes-loan-to-replace-helsinki-s-fossil-based-heating-plants-with-renewable-energy>
- [59] Nordic Investment Bank, “NIB and Helen sign sustainability-linked loan,” NIB. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.nib.int/news/nib-and-helen-sign-sustainability-linked-loan>

Berlin



9.4 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Berlin

9.4.1 Stadtprofil Berlin

Als Bundeshauptstadt Deutschlands ist Berlin mit etwa 3,6 Millionen Einwohner*innen die größte deutschsprachige Stadt. Als Bundeshauptstadt Deutschlands ist sie nicht nur das dominierende wirtschaftliche und gesellschaftliche Zentrum ihrer Region, sondern ihr kommt auch im bundesweiten Raum eine besondere Stellung zu. Mit einem BIP pro Kopf von rund 46.800 € pro Jahr liegt Berlin, anders als beispielsweise München, im Mittelfeld der deutschen kreisfreien Städte. Tabelle 13 bietet einen Überblick über relevante Informationen zu Berlin für diese Studie.

Tabelle 13: Überblick Berlin [2], [3], [4]

Bevölkerungszahl (2024) [5]	3.662.381
Fläche [km²]	891
Heizgradtage [Kd/a]	3.028
Wärmebedarf [GWh/a]	33.862
Durchschnittliche Wärmebedarfsdichte [MWh/ha*a]	380
Fernwärmedurchdringung in der gesamten Wärmeversorgung	32 %
Anschlussrate Fernwärme (Wohnungen)	43 %
Durchdringung Etagenheizung Wohngebäude	12,8 %
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020) [6]	46.800 (2023)
Netztemperatur Vorlauf	110 – 135 °C

Als kreisfreie Stadt und Bundesland zugleich verfügt Berlin im Vergleich zu anderen Gemeinden über erweiterte Kompetenzen und Verantwortungen, die sich positiv auf die energieplanerischen Möglichkeiten auswirken – etwa im Bau- und Umweltrecht, bei Genehmigungsverfahren oder bei der Ausweisung von Eignungsflächen für erneuerbare Energien. Dies beeinflusst die energieplanerischen Kompetenzen von Berlin auf mehreren Ebenen positiv. Gleichzeitig ist die Verwaltungsstruktur von Berlins Senat und Bezirken geprägt. Diese doppelte Verwaltungslogik kann – trotz der grundsätzlich begrüßenswerten Autonomie der Bezirke – in der Praxis zu Herausforderungen führen, insbesondere wenn es um die Beschleunigung von Verfahren geht [1]. Vor allem aber verfügt Berlin über einen erweiterten politischen Handlungsspielraum, da das Land Berlin klima- und energiepolitische Ziele auf Landesebene selbst festsetzt und beispielsweise Raumverträglichkeitsprüfungen selbst durchführt. Eine sich daraus ergebende Möglichkeit stellt die Nutzung von Infrastrukturflächen für Projekte zur erneuerbaren Energieversorgung dar. In diesen Fällen könnten dann vereinfachte Genehmigungsverfahren zum Einsatz kommen [1]. Eine Besonderheit stellt die Preisregulierung im Rahmen des Wirtschaftsrechts dar, für die Berlin als Bundesland selbst zuständig ist (Landeskartellbehörde Berlin). Damit verfügt die Stadt über weitreichende Kompetenzen in der Energieplanung, welche dem Status Wiens gleichkommen und in gewissen Aspekten sogar darüber hinausgehen.

Aufgrund ihrer lokalen Relevanz und der Ausprägung des bestehenden Fernwärmenetzes eignet sich die Stadt Berlin gut für einen Vergleich mit Wien im Rahmen dieser Studie. Der Wärmebedarf von aktuell 33.862 GWh pro Jahr wird aktuell zu rund 32 % über das Fernwärmesystem abgedeckt [7]. Die Stadt blickt damit auf lange Erfahrung in der Nutzung von Fernwärme zurück. Im Gegensatz zu München oder Wien befand sich das Fernwärmenetz in den letzten Jahrzehnten nicht im Besitz der Stadt, wodurch die Stadt wesentliche Entscheidungskompetenzen hinsichtlich des Ausbaus und der Versorgungsstruktur der Fernwärme nicht in der eigenen Hand hatte. Das Fernwärmenetz wurde im Mai 2024 vom Vattenfall-Konzern für 1,39 Milliarden Euro abgekauft. Seither befinden sich das Fernwärmenetz und seine Versorgungsinfrastruktur zu 100 % im Besitz der Stadt Berlin und werden von der BEW Berliner Energie und Wärme GmbH betrieben [8]. Damit steigen auch die Einflussmöglichkeiten der Stadt auf die Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes massiv.

Ein Aspekt, in dem sich die Voraussetzungen für die Dekarbonisierung zwischen Wien und Berlin klar unterscheiden, ist die Durchdringung von (Gas-)Etagenheizungen. Während Gasetagenheizungen in Wien die gängigste Alternative zu Fernwärmeanschlüssen sind, spielen sie in Berlin lediglich eine untergeordnete Rolle. So wurden gemäß Zensus von 2011 13 % der Wohngebäude in Berlin über Gasetagenheizungen und 2,9 % über Einzel-/Mehrraumöfen und Nachspeicherheizungen versorgt [4]. Diese Größenordnungen wurden durch eine Studie aus 2023 bestätigt [9].

Auch die klimatischen Bedingungen sind mit 3.028 Heizgradtagen vergleichbar mit Wien, wenngleich ein milderes Klima vorherrscht [10]. Da Berlin Bundesland und Stadt zugleich ist, verfügt die Stadt über detaillierte Informationen zum lokalen Energieverbrauch und veröffentlicht in regelmäßigen Abständen Energie- und Treibhausgasbilanzen. Ein Blick auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Abbildung 48 zeigt, dass der Endenergieverbrauch trotz eines starken Bevölkerungszuwachses im Jahr 1990 stark gesunken ist. Diese Reduktion basiert hauptsächlich auf dem Rückgang des Verbrauchs an Mineralöl und dem Wegfall des Braun- und Steinkohleverbrauchs innerhalb der Stadtgrenzen.

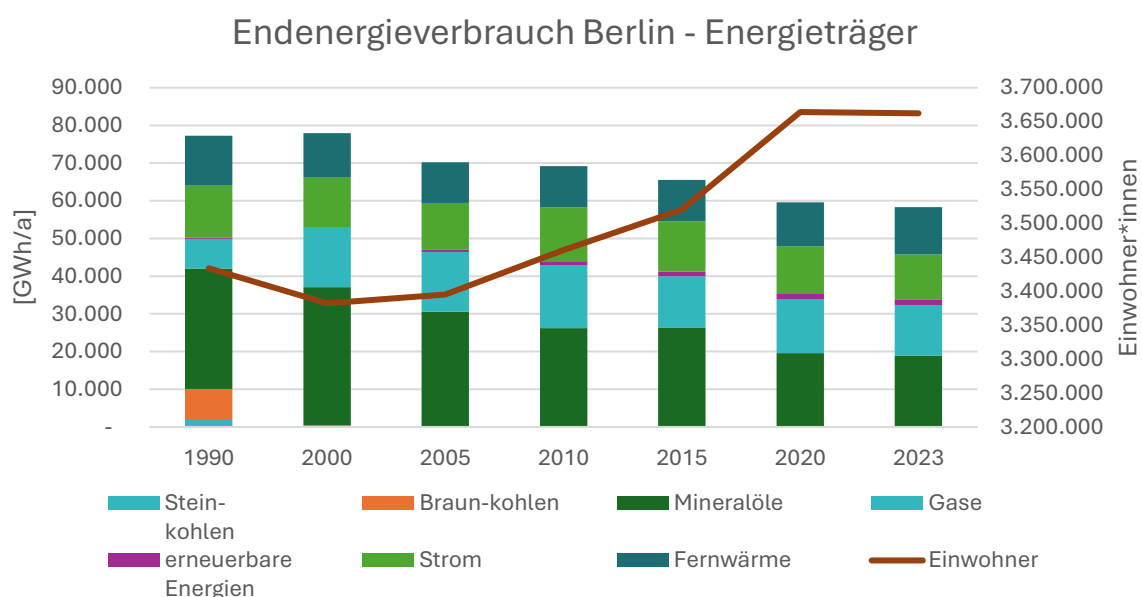


Abbildung 48: Entwicklung Endenergieverbrauch nach Energieträger Berlin [11]

Abbildung 49 zeigt, dass Reduktionen im Endenergieverbrauch hauptsächlich auf den Bergbau und sonstiges verarbeitendes Gewerbe sowie den Haushaltssektor zurückzuführen sind. Im

Vergleich zu 1990 ergab sich 2023 eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um rund 24 % bei steigender Bevölkerungszahl. Im Bergbau und sonstigen verarbeitenden Gewerben fällt diese Reduktion mit rund 73 % wesentlich höher aus, während das Bruttoinlandsprodukt zwischen 1991 und 2023 im produzierenden Gewerbe um rund 27 % abnahm (preisbereinigt mit Basis 2020) [12]. Die dargestellten Werte beziehen sich auf wetterbereinigte Verbräuche. Unter Berücksichtigung des Bevölkerungswachstums über den Betrachtungszeitraum ergeben sich demnach Effizienzsteigerungen im Energiesystem Berlins, vor allem in den Sektoren Haushalt und Industrie. Auch im Verkehrssektor lassen sich aus dem geringfügig verringerten Endenergieverbrauch im Vergleich zur Bevölkerungszunahme starke Anpassungen seit 1990 ableiten. So verringerte sich der Anteil des motorisierten Individualverkehrs von 30 % im Jahr 2013 auf 22 % im Jahr 2023 (26 % im Jahr 2018) [13]. Zudem ist von Effizienzsteigerungen der zugelassenen Personenkraftwagen in Berlin auszugehen, wie die bundesweite Statistik in Deutschland zeigt [14].

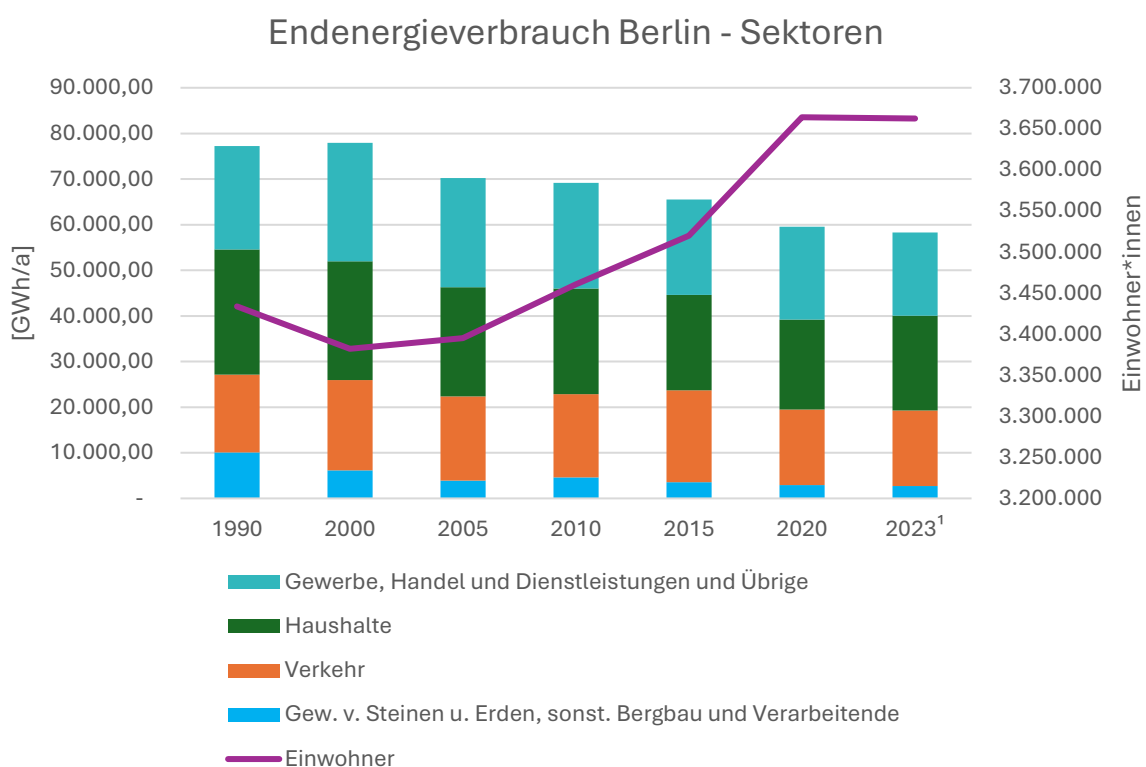


Abbildung 49: Entwicklung Endenergieverbrauch nach Sektoren Berlin [11]

Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich bezogen auf die CO₂-Emissionen. Abbildung 50 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen nach eingesetztem Endenergieträger (Verursacherprinzip). So zeigen sich im Vergleich zu 1990 für das Jahr 2023 erhebliche Reduktionen im Strombereich. Während der absolute Stromverbrauch nur geringfügig rückläufig war, sind die CO₂-Emissionen in diesem Bereich um rund 68 % gesunken. Dies ist hauptsächlich auf die Verringerung des CO₂-Emissionsfaktors für Strom in Deutschland zurückzuführen [15]. Während die Emissionen im Strombereich erfolgreich reduziert wurden, stagnierte dieser Prozess im Fernwärmesektor. Auch hier zeigt sich ein kaum verringerter Endenergieverbrauch an Fernwärme, wohingegen sich die absoluten CO₂-Emissionen lediglich um rund 10 % verringerten. Auch die CO₂-Bilanz zeigt die gesteigerte Bedeutung von Erdgas im Berliner Energiesystem zu Gunsten von Steinkohle und Braunkohle (Abbildung 50 und Abbildung 51). Deutliche Reduktionen der CO₂-Emissionen lassen sich ebenso am reduzierten Verbrauch von Mineralölen erkennen.

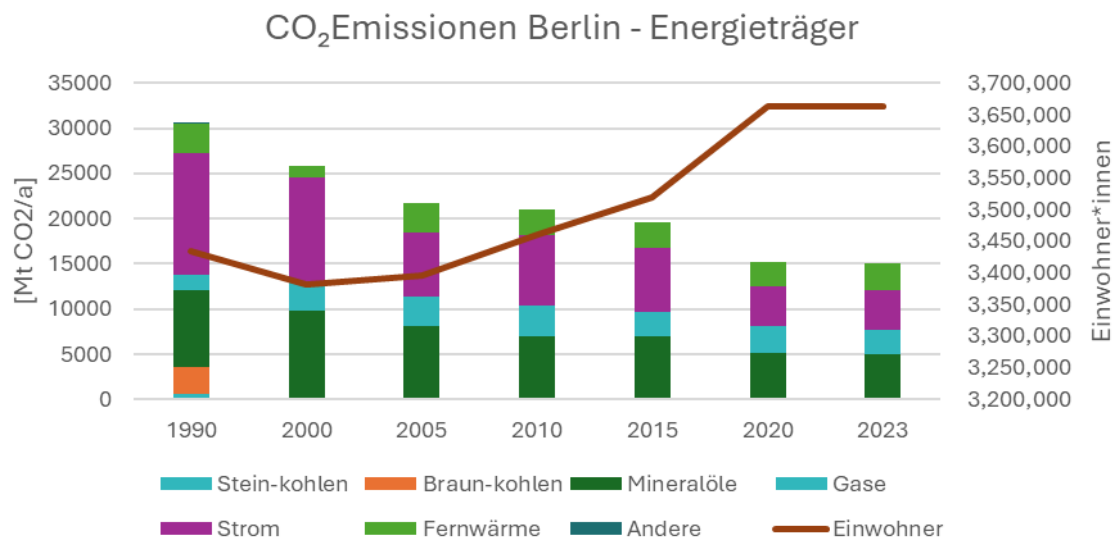


Abbildung 50: Entwicklung CO₂-Emissionen nach Energieträgern Berlin [11], eigene Darstellung

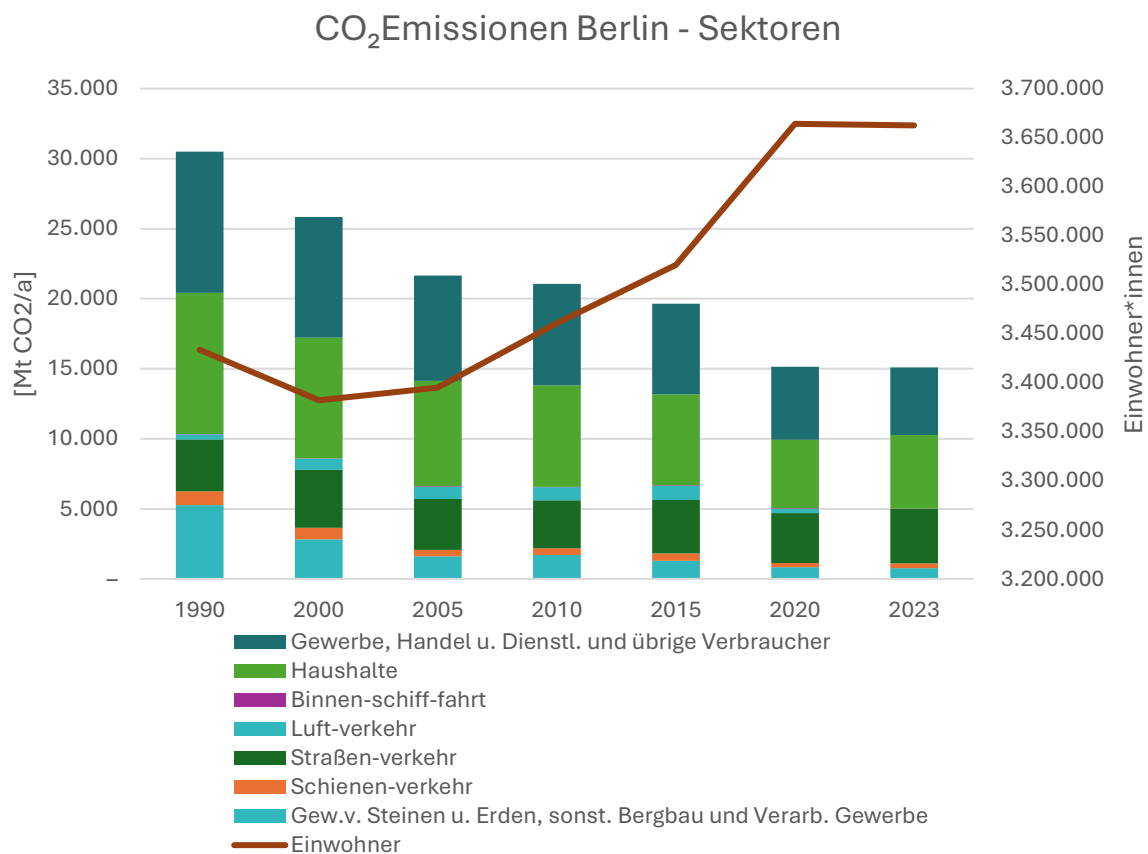


Abbildung 51: Entwicklung CO₂-Emissionen nach Sektoren Berlin [11], eigene Darstellung

Ausgehend von dieser Datenlage hat die Stadt Berlin erstmals 2016 das Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz (EWG Bln) verabschiedet, in dem verbindliche Klimaschutzziele festgelegt wurden [16]. Im Zuge dessen wurden differenzierte Ziele und Maßnahmenpläne zur Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 in verschiedenen Fachgutachten entwickelt und geprüft. Die nachfolgenden Abschnitte bieten eine detaillierte Beschreibung der Dekarbonisierungsstrategie

der Stadt Berlin mit Fokus auf Fernwärme sowie auf Wien übertragbare Erkenntnisse. Dabei wird zunächst die sektorübergreifende Dekarbonisierungsstrategie der Stadt beleuchtet, um einen Konnex zur Relevanz der Wärmeversorgung in diesem Bereich herzustellen. Anschließend wird die bestehende Strategie zur Dekarbonisierung der Fernwärme analysiert. Dies beinhaltet insbesondere die Nutzung planerischer Instrumente in der Dekarbonisierung und die technische Machbarkeit verschiedener Versorgungsalternativen. Die gewonnenen Erkenntnisse stützen sich hierbei auf frei verfügbare Informationen.

9.4.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Berlin

Das EWG Bln definiert relative, jährliche Emissionsreduktionsziele mit der Vergleichsbasis 1990. Die Bilanzierungsmethode für Emissionen folgt hierbei dem Verursacherprinzip, was beispielsweise im Gegensatz zur in München angewandten Bilanzierungsmethode (Territorial nach BSKO) steht. Emissionen, verbunden mit beispielsweise Stromimporten, werden also den lokal verursachenden Sektoren zugeordnet. Diese Reduktionsziele beinhalten Zwischenziele, um die Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 (das Ziel wurde im Zuge einer Novelle im Jahr 2021 von Klimaneutralität 2050 auf Klimaneutralität 2045 verschärft [17]) zu ermöglichen und Monitoring zu betreiben:

- Mindestens 40 % bis 2020
- Mindestens 70 % bis 2030
- Mindestens 90 % bis 2040
- Mindestens 95 % bis 2045

Eine Reihe von Machbarkeitsstudien setzt sich mit der Erreichbarkeit dieser Ziele und den damit einhergehenden Maßnahmen auseinander. Zu nennen sind hier eine Studie des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung im Auftrag der Stadt Berlin [18], eigene Reflexionen der Berliner Senatsverwaltung für Umwelt, Mobilität, Verbraucher- und Klimaschutz [19] oder auch Studien zum Potenzial der Nutzung tiefer Geothermie in Berlin [20]. An dieser Stelle sei noch der im März 2023 gescheiterte Volksentscheid zur Verschärfung des Ziels der Klimaneutralität auf 2030 erwähnt. Hierfür stimmten zwar 50,9 % der Befragten. Da die Beteiligung jedoch nur 18,2 % der Stimmberechtigten betrug, scheiterte das Begehren [21].

Neben diesen übergeordneten, im EWG Bln festgeschriebenen Reduktionszielen hat die Stadt Berlin im Berliner Klimaschutzprogramm (BEK2030) ein strategisch-programmatisches Umsetzungsinstrument abgeleitet, in dem sektorspezifische Ziele festgehalten sind. Diese Sektoren werden in der vorhandenen Literatur auch Handlungsfelder genannt und umfassen Gebäude, Energie, Wirtschaft, private Haushalte und Konsum sowie Verkehr. Die in [19] ausgearbeiteten Reduktionspfade pro Sektor sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Darstellung der Sektorziele (Verursacherbilanz) [19]

	Emissionen 1.000 t CO ₂			
Jahr	2025	2030	2040	2045
Gebäude	5.775	4.034	1.182	591
Verkehr	4.284	3.172	1.241	621
Wirtschaft	2.242	1.146	383	192
Sonstige	839	408	113	57
Summe	13.140	8.760	2.920	1.460

Neben den oben genannten Handlungsfeldern, die sich auf Endenergieverbräuche und eine Verursacherbilanz beziehen, definiert das BEK2030 Emissionsreduktionsziele für den Energiesektor. In diesem Fall beziehen sich die Ziele jedoch auf die Quellenbilanz nach dem Territorialprinzip. Die Reduktionsziele sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Emissionsreduktionsziele im Energiesektor (Quellenbilanz) [19]

	2025	2030	2040	2045
Handlungsfeld Energie [1.000 tCO₂/a]	4.326	2.994	1.061	531

In den folgenden Abschnitten werden Zielsetzungen und Maßnahmen zu den einzelnen Sektoren des BEK2030 diskutiert und mit bestehender Literatur und Monitoringberichten abgeglichen.

9.4.2.1 Gebäudesektor

Der Gebäudesektor hat – unter Berücksichtigung des Bevölkerungszuwachses und des damit verbundenen Zubaus von Gebäuden – einen guten Fortschritt in der Reduktion von CO₂-Emissionen verzeichnet. So sind die Emissionen nach Verursacherbilanz zwischen 2010 und 2019 um 22 % gesunken, wobei gemäß dem Zielpfad aus dem BEK2030 eine weitere Reduktion um 47 % zwischen 2019 und 2030 vorgesehen ist. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen allerdings weitreichendere Maßnahmen umgesetzt werden, da eine Fortschreibung des aktuellen Trends lediglich zu einer Reduktion von 18 % zwischen 2019 und 2030 führen würde [19].

Um die Erreichung des Ziels im Gebäudesektor sicherzustellen, hat die Stadt Berlin im Rahmen des BEK2030 eine Reihe an Maßnahmen implementiert. So hat die Stadt, auch um als Vorbild zu dienen, Sanierungsfahrpläne für öffentliche Gebäude erstellt. Dieser hat das Ziel einer 80%igen Reduzierung des Primärenergieverbrauchs und liegt für jeden Stadtbezirk individuell vor [22]. Öffentliche Gebäude nehmen dabei eine besondere Rolle ein: Als sichtbare und oft zentrale Einrichtungen im Stadtbild können sie durch den frühzeitigen Wechsel auf Fernwärme eine Vorbildfunktion übernehmen. Solche Vorzeigepositionen stärken nicht nur die Akzeptanz in der Bevölkerung, sondern senden auch ein klares Signal für die Umsetzungsbereitschaft der kommunalen Wärmeplanung. Eine strategische Einbindung öffentlicher Liegenschaften in die Dekarbonisierungsstrategie kann somit wesentlich zum Gelingen der Wärmewende beitragen [1].

Um die Sanierungsraten im privaten Gebäudebestand zu erhöhen, setzt die Stadt Berlin auf Förderprogramme auf Landes- aber auch auf Bundesebene. So bestehen bei der Investitionsbank Berlin Möglichkeiten für zinsgünstige Kredite für Einzelmaßnahmen wie Fenstertausch, Fassadendämmung (IBB Energetische Gebäudesanierung – Einzelmaßnahmen) [23]. Die IBB Modernisierungsförderung bietet weiterhin direkte Investitionszuschüsse in Höhe von 25 % eines zinslos gewährten Darlehens (maximal 11.000 € pro Wohneinheit) [24]. Mit der SolarPLUS-Förderung fördert die Investitionsbank Berlin Hauselektrik-Ertüchtigungen für Solaranlagen, Stromspeicher, Gutachten und Machbarkeitsstudien, aber auch Balkonkraftwerke mittels direkter Investitionszuschüsse [25]. Die bereits umgesetzten Maßnahmen im Gebäudesektor beinhalten ebenfalls das Solargesetz von 2023. Dieses beinhaltet, vergleichbar mit Wien, eine Solarpflicht für Dächer im Neubau und bei wesentlichen Umbauten ab 2023. Das Gesetz sieht grundsätzlich eine Verpflichtung zur Nutzung von 30 % der Dachfläche für Photovoltaik-Anlagen vor [26].

Neben den bereits beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen im Gebäudesektor beschreibt der Empfehlungsbericht zur Weiterentwicklung des BEK2030 eine Reihe an Maßnahmen und Möglichkeiten zur Erweiterung bestehender Maßnahmen und Initiativen [19]. Zu diesen gehören unter anderem die Förderprogramme des Landes Berlin, Sanierungspflichten im privaten Gebäudebestand, Beschränkungen zur Verbrennung fossiler Brennstoffe, die räumliche Wärmeplanung, serielles Sanieren sowie die Sicherstellung der sozialen Verträglichkeit von energetischen Sanierungsmaßnahmen. Detaillierte Beschreibungen dieser Maßnahmen sind dem Empfehlungsbericht [19] zu entnehmen.

9.4.2.2 Der Sektor Energie in Berlin

Abbildung 52 zeigt den Primärenergieverbrauch im Umwandlungsbereich (Strom- und Fernwärmesektor) Berlins im Jahr 2023. Es zeigt sich eine deutliche Dominanz von Erdgas im Primärenergieverbrauch, wie es derzeit auch in Wien zu beobachten ist. Steinkohle wird sowohl in Kraftwerken (39 %) als auch in KWK-Anlagen (61 %) verwendet. Die genutzte Primärenergie wird zu etwa 35 % für Strom und zu etwa 65 % für die Aufbringung von Fernwärme genutzt.

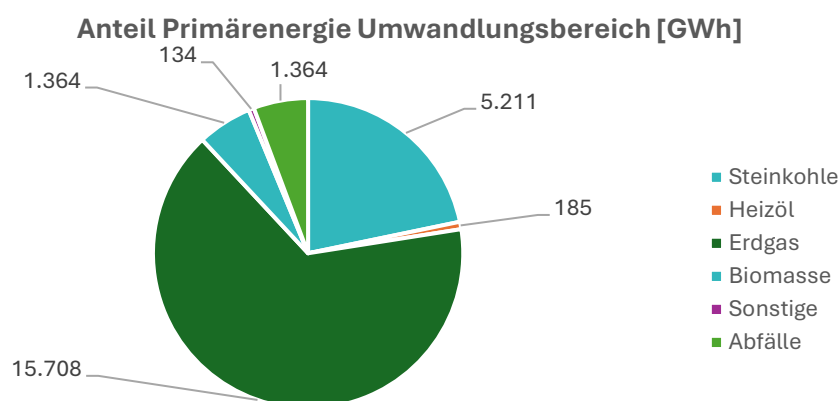


Abbildung 52: Primärenergieverbrauch nach Brennstoff im Umwandlungsbereich 2023 [11], eigene Darstellung

Abbildung 53 bietet einen Überblick über die Anteile der verschiedenen Erzeugungsanlagen in Berlin am Umwandlungsausstoß. Es wird deutlich, dass KWK-Anlagen eine dominierende Rolle einnehmen, aber auch Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung für die Energieversorgung Berlins von Bedeutung sind. In diesen Kraftwerken kommen hauptsächlich Steinkohle und Erdgas zum Einsatz.

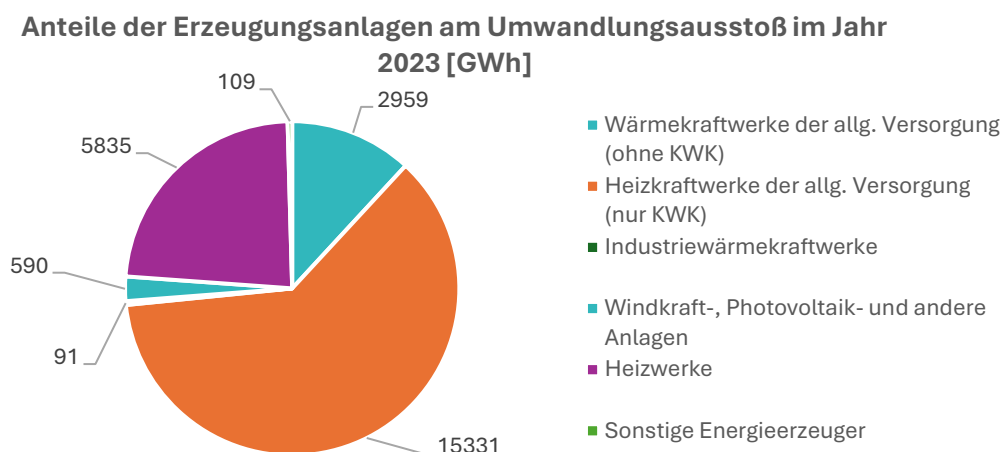


Abbildung 53: Anteile der Erzeugungsanlagen am Umwandlungsausstoß im Jahr 2023 [19], eigene Darstellung



Um die Reduktionsziele im Energiesektor, dargestellt nach [19] in Tabelle 15, zu erreichen, sind sowohl Effizienzmaßnahmen als auch ein Wechsel von Primärenergieträgern notwendig.

Ein zentrales Element ist hier der § 18 des EWG Bln, in dem sich die Stadt dazu verpflichtet, auf eine Beendigung der Energieerzeugung aus Braunkohle bis zum 31. Dezember 2017 und aus Steinkohle bis zum 31. Dezember 2030 hinzuwirken. Im Jahr 2017 wurde das Braunkohle-Kraftwerk Klingenberg stillgelegt. Eine Machbarkeitsstudie legt die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines kompletten Kohleausstiegs bis 2030 dar [27].

Mit dem Solar City Berlin Masterplan möchte die Stadt Berlin eine rasche Umsetzung der vorhandenen Dach- und Fassadenpotenziale erreichen [28]. Zu den wichtigsten Inhalten dieses Masterplans gehören direkte Förderungen, die Finanzierung von Qualifizierungsmaßnahmen, Öffentlichkeitsarbeit, eine enge Abstimmung mit dem lokalen Netzbetreiber oder die Etablierung von Partnerschaftsnetzwerken. Auch im Bereich der Windenergie wird die Stadt aktiv. So wurde im Sommer 2025 ein Beteiligungsprozess zur Änderung des Flächennutzungsplanes mit dem Ziel der Ausweisung von Windenergiegebieten gestartet [29]. Unterm Strich wird allerdings eine Erhöhung der Abhängigkeit von Stromimporten aus dem Umland prognostiziert – auch aufgrund der steigenden Fokussierung auf Strom im Wärmebereich [19].

Umsetzungspläne und Maßnahmen im Bereich der Fernwärmeversorgung werden später näher erörtert.

9.4.2.3 *Stand Erreichung der Sektorziele*

Mit dem Klimaschutz- und Energiewendegesetz (EWG Bln) hat die Stadt Berlin ihre Bestrebungen zum Klimaschutz und zur Dekarbonisierung ihres Energiesystems erstmalig gesetzlich verankert. Das Gesetz wurde letztmalig 2021 novelliert und beinhaltet eine Reihe an verpflichtenden Zielsetzungen und Maßnahmen [16].

9.4.3 Fernwärmenetz Berlin – aktueller Stand

Die Stadt Berlin verfügt – ähnlich wie Wien – über ein gut ausgebautes Fernwärmenetz. Berlin verfügt neben dem zentralen Verbundnetz auch über weitere individuell versorgte und betriebene größere Wärmenetze, die mit der Zeit teilweise an das zentrale Verbundnetz angeschlossen wurden. So wurde das Netz der Fernheizwerk Neukölln AG (19 % in Streubesitz, 81 % BEW Berliner Energie und Wärme) im Jahr 2004 mit dem zentralen Verbundnetz verbunden [30]. Im Süden Berlins existiert ein weiteres Inselnetz. Dieses wird von der Blockheizkraftwerks-Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (BTB GmbH, 100 %ige Tochter der E.ON Energy Solutions GmbH) und ist damit in privater Hand. Abbildung 54 zeigt die aktuellen Versorgungsgebiete der Fernwärmenetze in Berlin sowie deren Betreiber. Die folgenden Ausführungen zum aktuellen Zustand und zur Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes in Berlin beziehen sich auf das von der BEW GmbH betriebene Wärmenetz (das ehemals von Vattenfall betrieben wurde).

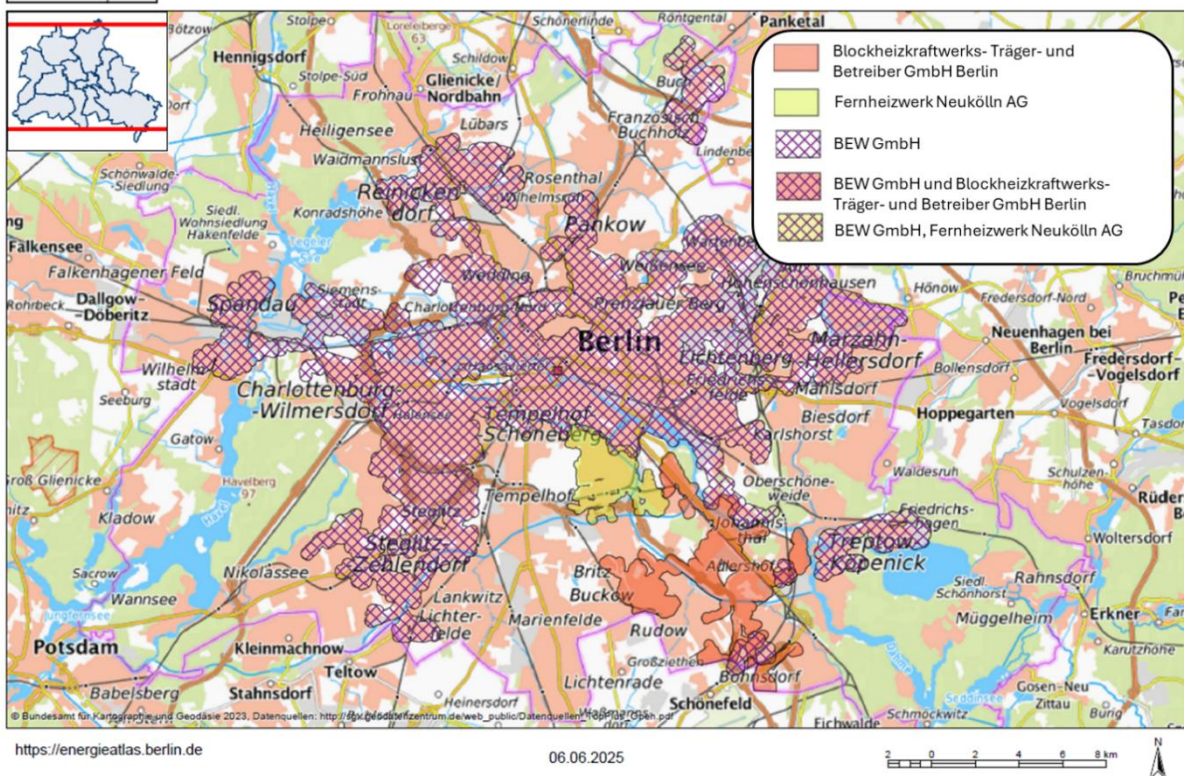


Abbildung 54: Versorgungsgebiete und Netzbetreiber Fernwärme Berlin [31]

Tabelle 16 liefert einen Überblick über die von der BEW betriebenen Wärmenetze. Die spezifischen CO₂-Emissionen und der Primärenergiefaktor sind auffallend gering, was der zu Grunde liegenden Berechnungsmethode nach FW 309-1 geschuldet ist. In dieser Methode werden bei der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen der Primärenergieaufwand und die Emissionen, die für die Erzeugung dieses verdrängten Stroms auf konventionellen Kraftwerken erforderlich wären, der KWK-Wärme gutgeschrieben.

Tabelle 16: Übersicht Wärmenetze BEW (inklusive Inselnetze) 2023 [3]

Anschlussleistung [MW_{th}]	5.710
Trassenlänge [km]	2.150
Abnahmestellen	26.300
Wärmeabsatz (2021) [GWh]	9.978
Netzverluste (2021)	6 %
Spez. CO₂-Emissionen [gCO₂/kWh] FW 309-1 (2021)	55,6
Primärenergiefaktor gemäß FW 309-1 (2022)	0,44

Der Versorgungsmix der Wärmenetze der BEW stützt sich zum aktuellen Stand hauptsächlich auf fossile Energieträger. Hierzu gehören neben Erdgas, das sowohl in KWK-Anlagen (56 %) als auch in Heizwerken (21 %) genutzt wird, auch Steinkohle-KWK-Blöcke (18 %). Müllverbrennung spielt im Vergleich zu Wien eine kleinere Rolle (4 %), da in Berlin eine wesentlich geringere pro-Kopf-Kapazität für die Müllverbrennung vorliegt. Die Müllverbrennungsanlage Ruhleben (298 MW_{th}) ist

derzeit die einzige thermische Müllverbrennungsanlage in Berlin. Abbildung 55 bietet einen Überblick über den aktuellen Versorgungsmix der Fernwärmenetze der BEW und veranschaulicht die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.

Energieträgermix Fernwärmeversorgung BEW

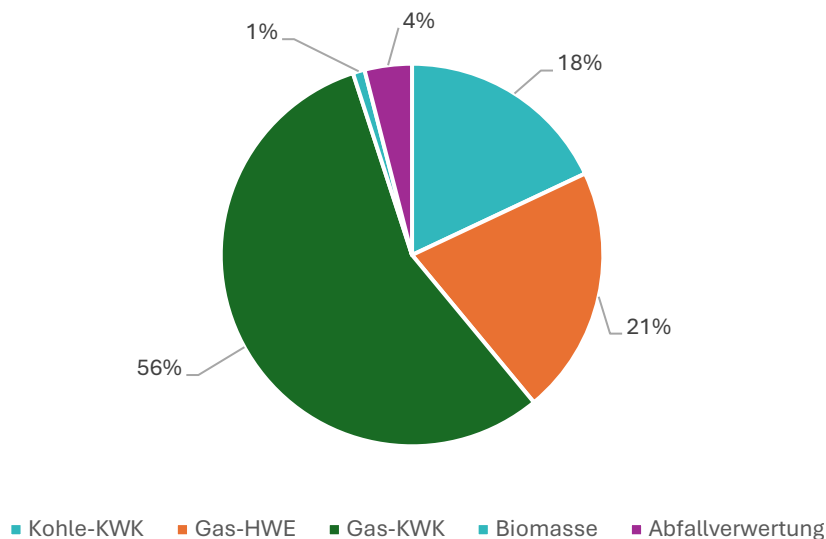


Abbildung 55: Fernwärmeversorgungsmix BEW 2023 [3], eigene Darstellung

Abbildung 56 zeigt die installierten Kapazitäten und die aktuellen Nutzungsgrade einzelner Anlagen im BEW-Verbundnetz (vom ehemaligen Fernwärmenetzbetreiber Vattenfall zusammengestellt). Wichtig hierbei sind vor allem Angaben hinsichtlich der erstmaligen Installation und der letzten Instandhaltungsmaßnahmen, da diese den wirtschaftlichen Zeitpunkt eines Phase-Outs stark beeinflussen.

Standort	Brennstoff	Techn.	Anlage	IBN***	Gepl. ABN*	Therm. Leis- tung [MW _{th}]	Elekt. Leis- tung [MW _e]	Emissionen [tCO ₂]*	2019	2020	2021
Verbundnetz						2021	2021				
Reuter West	Steinkohle	KWK	Block D	1987	2029	387	282	830.003	680.446	585.010	
	Steinkohle	KWK	Block E	1988	2029	387	282	742.602	925.727	975.506	
	Wärmespeicher			2023	n/a	200	-	-	-	-	
	Strom	P2H	3 x P2H	2019	n/a	3 x 40	-	-	-	-	
Reuter	Gas	HWE	3 x HWE	2020	n/a	3 x 40	-	-	6.067	32.820	
	Dampf	KWK	TAV	1998	2026	99	36	-	-	-	
Marzahn	Gas	HWE	3 x HWE	1984	n/a	3 x 128	-	88.858	38.544	67.415	
	Gas	HWE	3 x HWE	1989	n/a	3 x 100	-	-	-	-	
	Gas	KWK	GuD	2020	n/a	240	258	-	480.550	598.352	
Klingenberg	Gas	KWK	3 x ST	1981	2026	760	164	631.678	532.066	474.923	
Mitte	Gas	KWK	GuD	1997	n/a	440	444	903.700	804.475	769.577	
	Gas	HWE	2 x HWE	1997	n/a	2 x 120	-	31.732	20.264	62.822	
Lichterfelde	Gas	HWE	3 x HWE	2017	n/a	3 x 125	-	134.835	119.066	61.018	
	Gas	KWK	GuD	2019	n/a	230	300	228.500	291.063	517.467	
	Gas	KWK	Block 1	stillgelegt	2019	234	144	35.174	0	0	
Moabit	Steinkohle	KWK	Block A	1990	2028	136	89	342.451	378.263	371.360	
	Öl	HWE	3 x HRK	1987	2034	3 x 35	-	548	464	589	
	Gas	HWE	2 x HWE	2018	n/a	2 x 34	-	24.049	24.837	32.066	
Charlotten- burg	Gas	KWK	GT 4	1975	2028	150	72	58.965	5.007	83.876	
	Gas	KWK	GT 5	1975	2027	150	72	76.930	31.758	37.699	
Scharnhorst- str.	Gas	HWE	HWE	1993	n/a	50	-	-	-	-	
	Gas	HWE	3 x HWE	2013	n/a	3 x 37	-	23.454	28.789	47.137	
	Gas	KWK	BHKW	2018	n/a	0,65	0,6	268	730	1.140	
Wilmerdorf	Gas	HWE	3 x HWE	2017	n/a	3 x 40	-	54.202	40.614	48.082	
	Öl	KWK	Block 2	stillgelegt	2021	110	92	490	454	211	
	Öl	KWK	Block 3	stillgelegt	2021	110	92	2.140	1.176	12.965	
Märkisches Viertel	Gas	HWE	2 x HWE	1991	n/a	2 x 43,1	-	30.869	33.820	40.344	
	Biomasse	KWK	DT	2014	n/a	28	6,4	-	-	-	
Lange Enden	Gas	HWE	2 x HWE	1977	n/a	2 x 35,5	-	22.426	23.250	26.620	
	Gas	HWE	HWE	1981	n/a	35,5	-	-	-	-	
	Gas	KWK	2 x BHKW	2011	n/a	2 x 2,4	2	4.114	2.254	1.914	
Treptow	Gas	HWE	HWE	2019	n/a	38,5	-	5.893	6.691	11.165	
Waldstr.	Biomethan	KWK	BHKW	2011	n/a	0,65	0,6	-	-	-	
Summe						5.238	2.001	4.273.881	4.476.375	4.860.078	
Kumulation Inselnetze											
Inselnetze	Gas	HWE	23x HWE	diverse	2022/2045	150,8	-	32,6	32,5	43,8	
	Gas	Dampf- erzeuger	3x Dampfer- zeugung	diverse		68,2	23,6	50,0	47,0	49,7	
		Dampfturbine	1x Dampf- turbine		2045						
		Gasturbine	3x Gasturb.								
		Abhitze- kessel	3x Abhitze- kessel								
	Gas	BHKW	5x BHKW	diverse	2045	2,1	1,7	2,2	2,6	2,3	
	Biomethan	Bio-BHKW	4x Bio- BHKW	diverse	2045	2,6	2,4	0,1	0,1	0,0	
	Strom	Power-to-Heat	1x P2H	2016	2045	5	-	-	-	-	
	Strom	Wärme- pumpe	1x WP	2021	n/a	0,7	-	-	-	-	
		Wärme- speicher	2x Wärme- speicher	2013/2017	2045	10	-	-	-	-	
		Solarthermie	1x Solar- thermie	2018	n/a	0,6	-	-	-	-	
Summe						240	27,7	84,8	82,2	95,7	
Summe insge- samt						5.478	2.029	4.273.966	4.476.457	4.860.174	

Abbildung 56: Überblick Versorgungsanlagen BEW Verbundnetz [3]

Die Historie Berlins im 20. Jahrhundert bedingt auch für die Fernwärmeversorgung einige Besonderheiten und Herausforderungen. So wurde Fernwärme auf beiden Seiten der Mauer vor 1989 von verschiedenen Betrieben konzipiert, was zu der Verwendung unterschiedlicher Systeme führte und heute eine besondere Herausforderung im Ausbau und in der Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes darstellt. Der von Vattenfall erstellte Dekarbonisierungsfahrplan beschreibt folgende technische Unterschiede (Tabelle 17):

Tabelle 17: Technische Unterschiede östliches und westliches Versorgungsgebiet BEW [3]

	westliches Versorgungsgebiet	östliches Versorgungsgebiet
Anzahl der Leiter	3	2
Vorlauftemperatur	110 °C (konstant für Brauchwasser), 80–110 °C (abhängig von der Außentemperatur für die Heizung) gemäß dem Dekarbonisierungsfahrplan ist 2024 eine Anpassung der Temperaturen im Dreileitersystem an das Zweileitersystem vorgesehen, sodass in Zukunft beide Leitungen als Heizungs-Vorlauf betrieben werden können.	80-135 °C (Abhängig von Außentemperatur)
Druckerhaltung	Vor- und Rücklaufpumpe	Rücklaufpumpe

9.4.3.1 Inselnetze / Drittnetze

Da das Netz der BEW verglichen mit den (Insel-)Netzen der Fernheizwerk Neukölln AG und der BTB GmbH eine zentralere Rolle für die Dekarbonisierung von Fernwärme in Berlin einnimmt, werden Informationen zum heutigen Stand und zu Dekarbonisierungsplänen für das Fernheizwerk Neukölln und die BTB GmbH in den nachfolgenden Unterkapiteln gesammelt behandelt.

Neukölln

Das von der Fernheizwerk Neukölln AG betriebene Wärmenetz befindet sich zu rund 81 % im Eigentum der Stadt Berlin (BEW Berliner Energie und Wärme AG) und steht daher auch stark im Einflussbereich der Stadt. Tabelle 18 liefert einen Überblick über die wichtigsten Kennzahlen des Wärmenetzes der Fernheizwerk Neukölln AG. Die Zahlen sind aus dem ausführlichen Dekarbonisierungsplan, welcher auf Basis des EWG BLN § 22 erstellt wurde.

Tabelle 18: Übersicht Fernheizwerk Neukölln aktuell [32]

Abgabeleistung [MW_{th}]	294
Trassenlänge [km]	120
Angeschlossene Gebäude	1.563
Wärmeabsatz (2022) [GWh]	426
Netzverluste	8,4 %
Spez. CO₂-Emissionen [gCO₂/kWh] FW 309-1 (2022)	92,5
Primärenergiefaktor gemäß FW 309-1 (2022)	0,55

Abbildung 57 zeigt den lokalen Wärmeerzeugungsmix im Fernheizwerk Neukölln. Im Jahr 2022 wurden 296 GWh selbst erzeugt und 170 GWh vom zentralen Verbundnetz der BEW bezogen. Der Anlagenpark der Fernheizwerk Neukölln AG im Jahr 2022 bestand aus Kesselanlagen, Blockheizkraftwerken (BHKW) sowie einer Power-to-Heat-Anlage (PtH) mit einer gesamten thermischen Abgabeleistung von 170 MW_{th}.

Der vorgelegte Dekarbonisierungsplan umfasst eine Analyse von Potenzialen an erneuerbarer Energie und Abwärme im Bereich des Fernheizwerks Neukölln. Zusammen mit einer Projektion von thermischen Sanierungsaktivitäten in verschiedenen Szenarien und einer technischen Bewertung des nutzbaren lokalen Potenzials zu „Low-Carbon“-Wärmequellen wird ein Transformationspfad samt Implementierungsroadmap für das Fernheizwerk Neukölln aufgezeigt. So wird im Referenzszenario auf der Bedarfsseite eine Steigerung des Wärmeabsatzes um 24 % bis zum Jahr 2045 erwartet, wobei der Wärmebedarf von Bestandskunden bis 2045 gegenüber 2023 um 4 % reduziert wird. Die absolute Steigerung des Wärmeabsatzes soll durch Neukundenanschlüsse realisiert werden. Die durch die thermische Sanierung erzielten Effizienzgewinne sollen zudem zu einer Absenkung der Vorlauftemperatur im Wärmenetz gegenüber den aktuellen 110 °C führen. Genauere Zahlen werden hier jedoch nicht genannt.

Wärmeerzeugung Fernheizwerk Neukölln AG 2022

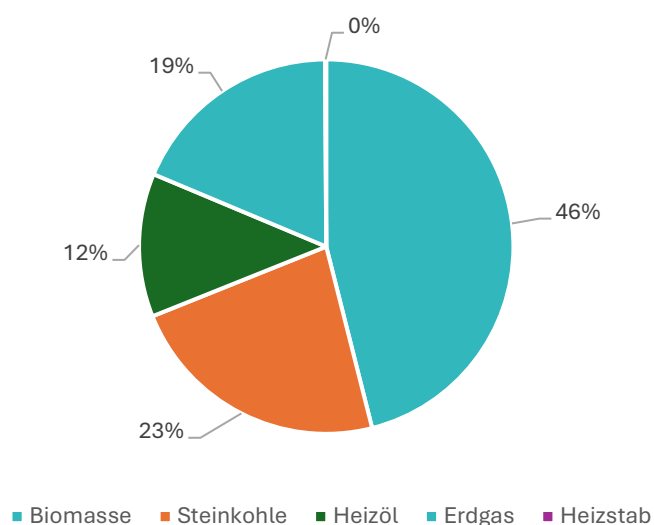


Abbildung 57: Wärmeerzeugung Fernheizwerk Neukölln AG 2022 [32]

Der zentrale Baustein in einer dekarbonisierten Versorgung stellt eine neue thermische Reststoffbehandlungsanlage (70 MW_{th}) dar. Diese soll 2030 in Betrieb genommen werden. Zudem ist ein Versorgungsmix bestehend aus Tiefengeothermie, Power-to-Heat und Wasserstoff-KWK geplant. Tabelle 19 bietet einen zeitlichen Überblick über die geplanten Errichtungen von neuen Wärmeversorgungsanlagen.

Tabelle 19: Anlagenkenndaten Ablauf der erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien Neuanlagen im Dekarbonisierungspfad Fernheizwerk Neukölln [32]

	Thermische Leistung [MW]	Anlagen-priorisierung	Wärmequelle	Inbetriebnahme
Power-to-Heat 1	20	Spitzenlast	Strom	2028
Power-to-Heat 2	10	Spitzenlast	Strom	2029
Power-to-Heat 3	10	Spitzenlast	Strom	2035
Power-to-Heat 4	10	Spitzenlast	Strom	2040
Power-to-Heat 5	10	Spitzenlast	Strom	2045
Großwärmepumpe 1	25	Mittellast	Umweltenergie	2028
Großwärmepumpe 2	25	Mittellast	Umweltenergie	2040
KWK H2-Ready	10	Mittellast	Wasserstoff	2040
Abwasser-Großwärmepumpe	5	Mittellast	Umweltenergie	2030
Tiefengeothermie 1	5	Grundlast	Umweltenergie	2033
Tiefengeothermie 2	5	Grundlast	Umweltenergie	2035
Tiefengeothermie 3	5	Grundlast	Umweltenergie	2039
Wärmebezug aus Reststoff-behandlungsanlage	70	Grundlast	Wärmebezug	2030

Abbildung 58 bietet einen detaillierten Einblick in den Dekarbonisierungsfahrplan für das Fernheizwerk Neukölln. Eine Anlage zur thermischen Verwertung von Altholz soll demnach ab 2030 den Großteil der Fernwärmeversorgung decken. Wärmepumpen und P2H sollen in den darauffolgenden Jahren für eine vollständige Dekarbonisierung sorgen.

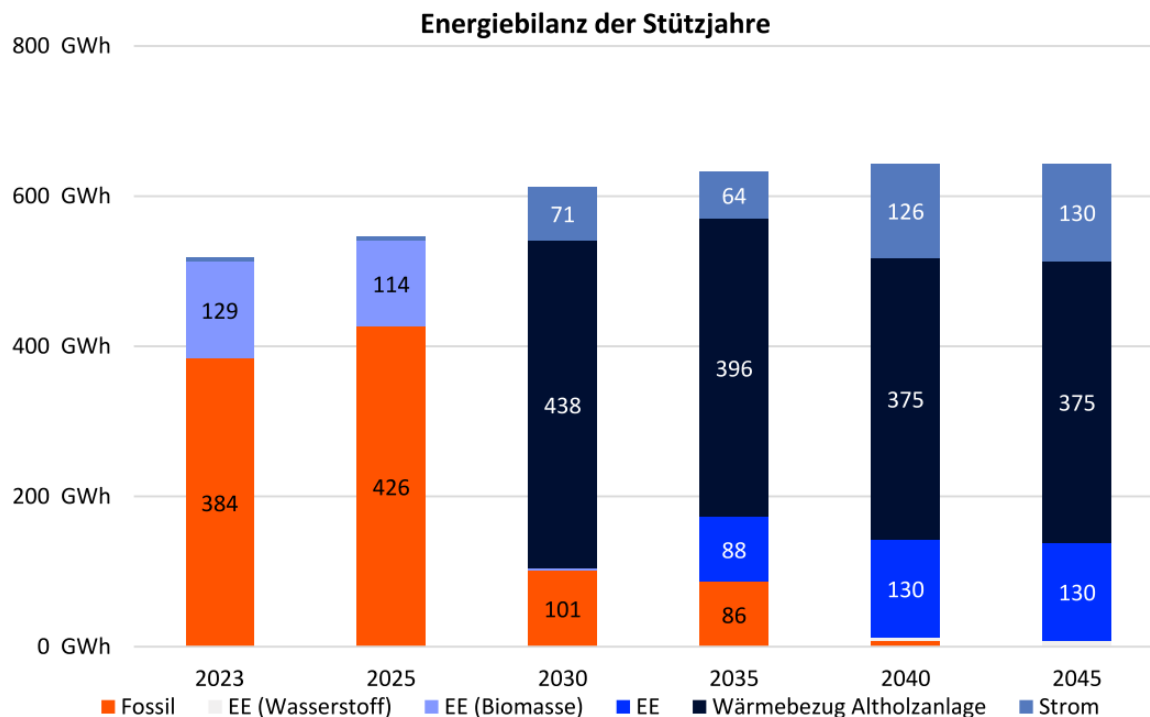


Abbildung 58: Energiebilanz entlang des Dekarbonisierungsplanes der Fernheizwerk Neukölln AG [32]

Mit dem Kauf der Berliner Energie und Wärme AG ist die Stadt Berlin (nach dem Verkauf 1995) wieder die größte Anteilseignerin am Fernheizwerk Neukölln und verfügt damit über große Entscheidungskompetenzen zur Zukunft des Wärmenetzes. Nachdem das Netz bereits 2004 an das zentrale Verbundnetz angeschlossen wurde, wird heute ein beachtlicher Teil des Wärmedarfs über die Fernwärmeübergabestation zum Verbundnetz gedeckt. Die Dekarbonisierungspläne des Fernheizwerkes stützen sich hauptsächlich auf eine geplante Reststoffbehandlungsanlage. Zudem werden Großwärmepumpen und Tiefengeothermie eine zentrale Rolle einnehmen.

BTB GmbH

Auch die BTB GmbH hat gemäß § 22 EWG BLN einen Dekarbonisierungsfahrplan veröffentlicht [33]. Dieser ist weniger detailliert, bietet aber dennoch wichtige Einblicke in die Struktur des Netzes sowie in die Möglichkeiten zur Dekarbonisierung. Tabelle 20 liefert einen Überblick über die wichtigsten Kennzahlen des Wärmenetzes der BTB GmbH.

Tabelle 20: Übersicht Wärmenetz BTB GmbH 2021 [33]

Anzahl der Abnahmestellen (Hausübergabestationen)	2.100
Anschlussleistungen [MW _{th}]	356
Trassenlänge [km]	155
Wärmeabsatz [GWh]	604
Netzverluste	13 %
Spez. CO ₂ -Emissionen [gCO ₂ /kWh] FW 309-1 (2022)	10,9
Primärenergiefaktor gemäß FW 309-1 (2022)	0,24
Netztemperaturen VL/RL[°C]	90-115 °C / 55-65 °C

Tabelle 21 bietet einen Überblick über die bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen der BTB GmbH mit Stand 2021. Im Jahr 2023 wurde zudem die thermische Leistung am Standort Schöneeweide durch die Inbetriebnahme zweier Flusswasser-Großwärmepumpen um rund 7 MW erweitert.

Tabelle 21: Überblick Wärmeerzeugungsanlagen BTB GmbH Stand 2021 [33]

Standorte	Technologie	Wärmequelle	Einspeiseleistung [MW _{th}]	Einspeiseleistung [MW _e]	Inbetriebnahme
HHKW Neukölln	Dampfturbine	Altholz	66	21	2003
	HWE	Erdgas	99	-	2003
HKW Adlershof	Gasturbine	Erdgas	9,8	5	1996
	BHKW	Erdgas	8,9	8,4	2010
	PtH E-Kessel	Strom	6,6	-	2015
	HWE	Erdgas, Heizöl	76	-	1996
HKW Schöneeweide	Dampfturbine	Steinkohle	36	9,6	1964
HKW Rudower Felder	HWE (Brennwert)	Erdgas	10	-	2021

Die Ausbaupläne der BTB beinhalten eine Erweiterung des Wärmenetzes um 5 km pro Jahr sowie eine Umstellung auf der Versorgungsseite, vor allem die Einbindung industrieller Abwärme, Großwärmepumpen und Wasserstoff in der letzten Phase der Dekarbonisierung. Abbildung 59

zeigt die gemäß Dekarbonisierungsfahrplan der BTB GmbH projizierte Entwicklung des Wärmeversorgungsmixes im Wärmenetz. Demnach plant das Unternehmen eine starke Ausweitung der Nutzung industrieller Abwärme sowie die Umstellung der vorhandenen KWK-Anlagen auf Wasserstoff ab 2023. Auffallend ist, dass - im Gegensatz zu Dekarbonisierungsfahrplänen anderer Städte und Standorte in dieser Studie - die BTB GmbH keinen Einsatz von Tiefengeothermie in der Dekarbonisierung Ihres Wärmenetzes vorsieht. Im Gegenzug wird mit einer Erweiterung der Nutzung unvermeidbarer Abwärmequellen aus Rechenzentren und Abwärme aus Abwasser gerechnet.

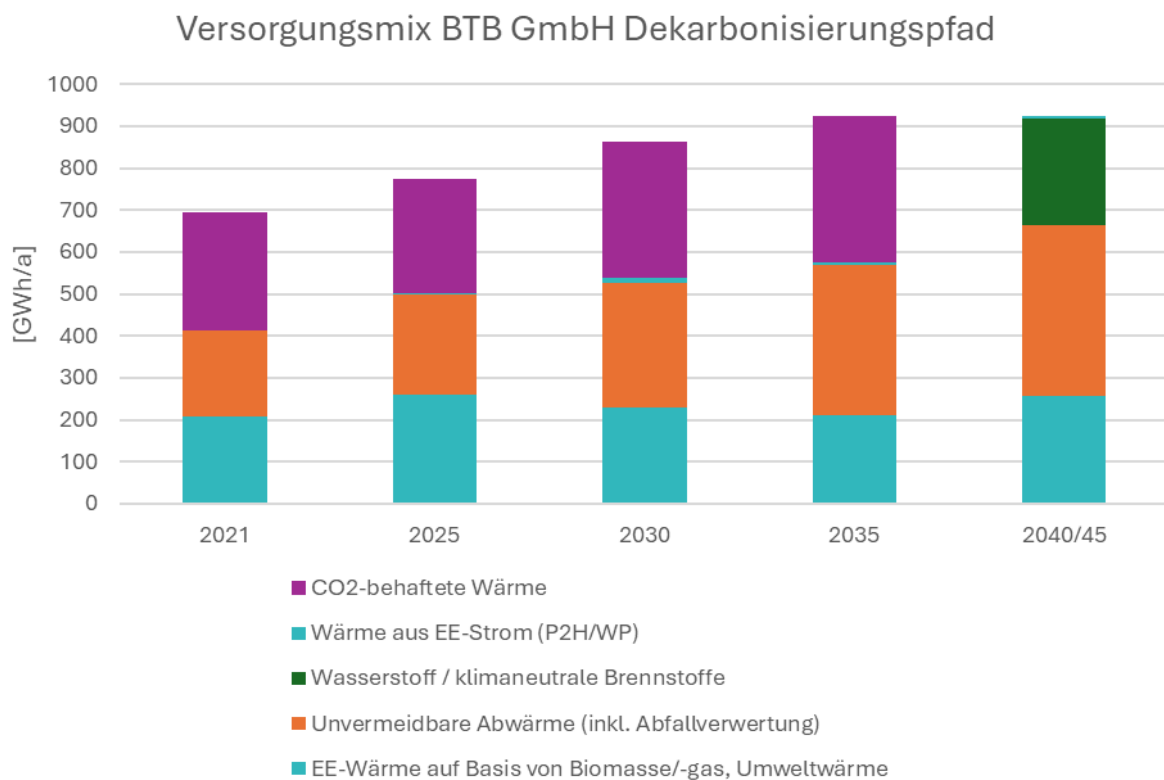


Abbildung 59: Wärmeversorgungsmix im Dekarbonisierungsfahrplan BTB GmbH [33]

Das Wärmenetz der BTB stellt im Kontext der Fernwärme in Berlin in mehreren Hinsichten eine Besonderheit dar. Es befindet sich in privater Hand, wodurch die Stadt Berlin, im Vergleich zum Fernheizwerk Neukölln und dem zentralen Verbundnetz, über wesentlich weniger Einflussmöglichkeiten verfügt. Der vorgelegte Dekarbonisierungsfahrplan weicht zudem in Umfang und Inhalt vom Fernheizwerk Neukölln und dem zentralen Verbundnetz ab. Ein zentraler Unterschied besteht im Verzicht auf die Nutzung der Tiefengeothermie. Mit Blick auf die ausgewiesenen Alternativen fokussiert sich das Unternehmen mehr auf die Nutzung lokaler Abwärmequellen und die spätere Umrüstung bestehender KWK-Anlagen auf Wasserstoffnutzung.

9.4.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Berlin

der folgende Abschnitt beschreibt die bestehenden Zielsetzungen, Maßnahmenpläne und kommunizierten Entwicklungspfade zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin. Die Ausführungen in diesem Abschnitt beziehen sich auf das Netz der BEW Berliner Wärme GmbH. Die Dekarbonisierungspläne der beiden übrigen Fernwärmenetzbetreiber werden in den Abschnitten oben beschrieben.

Der aktuell verfügbare Dekarbonisierungsplan für das Netz der BEW gemäß EWG Bln stammt aus dem Jahr 2023 und wurde damit vom damaligen Eigentümer Vattenfall erstellt¹¹. Dieser stützt sich auf mehrere Säulen, wobei die Umsetzbarkeit einiger Aspekte offenbleibt. Abbildung 60 zeigt die von Vattenfall geplante Entwicklung des Energieversorgungsmixes des Fernwärmenetzes. Gemäß Vattenfall soll sich Biomasse von den heutigen 1 % der Wärmeversorgung des Wärmenetzes zu einem zentralen Baustein der Wärmeversorgung entwickeln (16 % im Jahr 2040). 20 % der Wärmeversorgung soll durch Großwärmepumpen erfolgen und 6 % durch Power to Heat (PtH). Geothermie nimmt mit 7 % im Jahr 2045 eine - im Vergleich zu anderen Städten - untergeordnete Rolle ein. Bestehende Erdgas-KWK-Anlagen und Heizwerke sollen auch über 2035 weiter genutzt werden. Der Dekarbonisierungsplan von Vattenfall sieht hier jedoch eine Umrüstung auf Wasserstoff und Carbon capture and storage (CCS) vor. Demnach soll Wasserstoff im Jahr 2045 mindestens 26 % der Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes beitragen [3]. Da die ausreichende nachhaltige Verfügbarkeit von Biomasse und vor allem von Wasserstoff zu Heizzwecken unklar ist und im Dekarbonisierungsplan nicht ausreichend diskutiert wird, wurde dieser seitens verschiedener Akteure kritisiert [34].

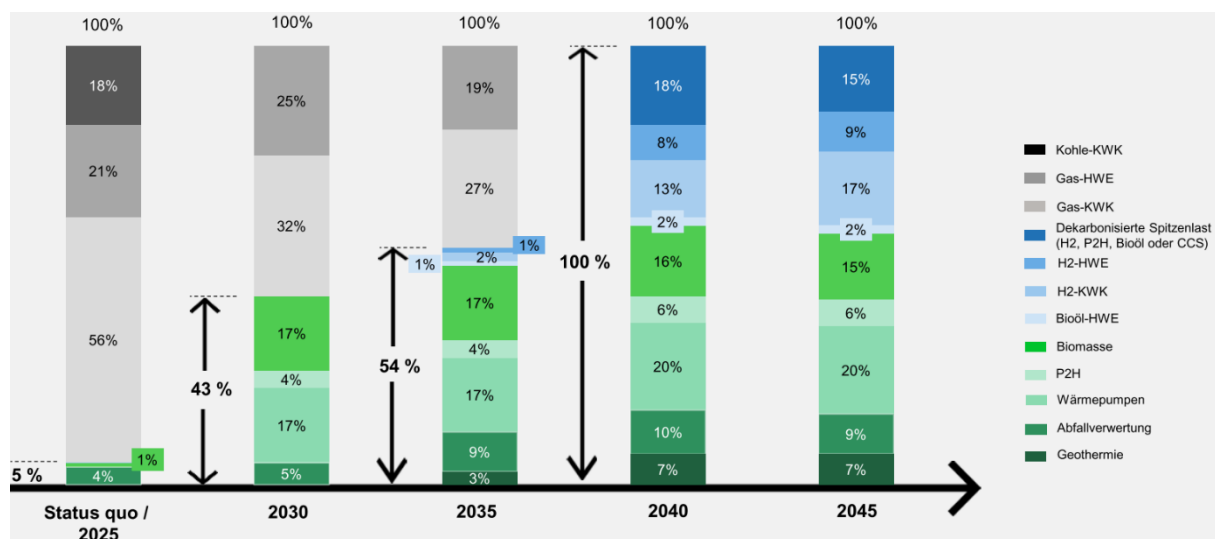


Abbildung 60: Entwicklung Energieträgermix, Dekarbonisierungsplan Vattenfall [3]

Abbildung 61 und Abbildung 62 verdeutlichen die von Vattenfall geplanten Investitionen. Die Umstellung bestehender KWK- und Heizwerksstandorte hätte damit die höchste Priorität bei der Dekarbonisierung der Fernwärme. Dies würde allerdings die ausreichende Verfügbarkeit von „grünem“ Wasserstoff zum Zwecke der Fernwärmeversorgung voraussetzen.

¹¹ Da ein aktualisierter Dekarbonisierungsplan der BEW derzeit erarbeitet wird werden in diesem Bericht weitere, ergänzende Quellen herangezogen.

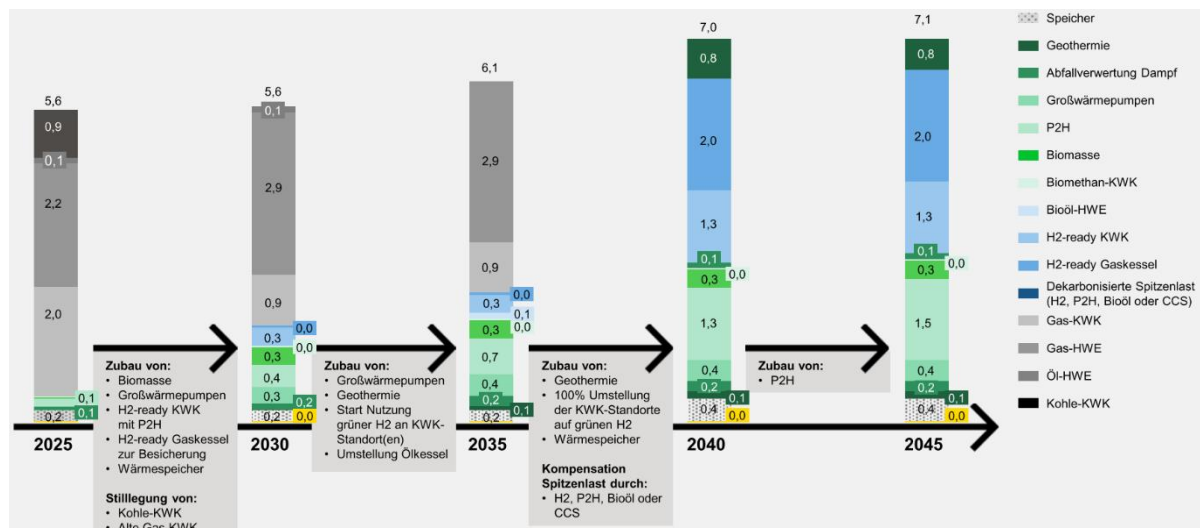


Abbildung 61: Erzeugungskapazität in den Stützjahren über alle Netze [3]

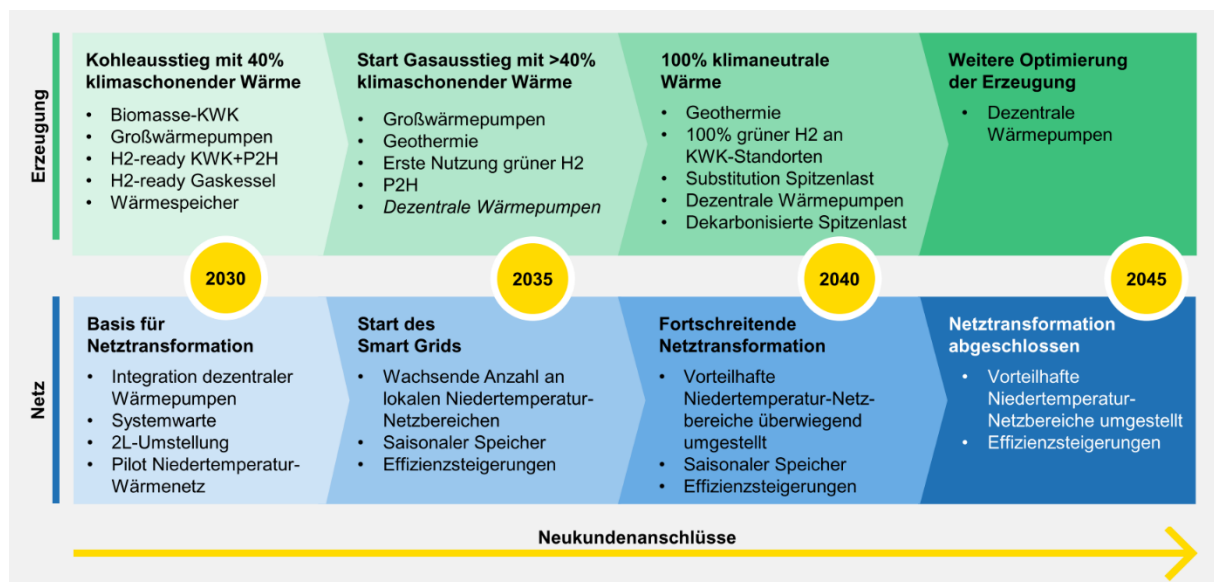


Abbildung 62: Maßnahmenplan zur Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes der BEW [3]

Neben dem Dekarbonisierungsplan von Vattenfall, welcher gerade vom neuen Eigentümer des Netzes aktualisiert wird, gibt es eine Reihe von relevanten Studien zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin und ihrer Rolle in der ganzheitlichen Dekarbonisierung der Stadt. Aus dieser Literatur lassen sich erweiterte Handlungsempfehlungen ableiten, weshalb sie im Folgenden diskutiert werden.

Im Gegensatz zu München gibt es in Berlin aktuell keine Nutzung tiefer Geothermie zur Fernwärmeversorgung. Entsprechend steht die Stadt in diesem Bereich am Anfang der Entwicklung, und aufgrund der damit verbundenen Unsicherheiten nimmt Geothermie in den bisherigen Dekarbonisierungsplänen der Fernwärme eine untergeordnete Rolle ein. Um die Voraussetzungen zur Nutzung tiefer Geothermie zu verbessern, hat die Stadt Berlin das Projekt Roadmap für tiefe Geothermie in Berlin ins Leben gerufen. Die Roadmap umfasst Erkundungsmaßnahmen wie 3D-Seismik und Probebohrungen [35]. Für den Erfolg der Nutzung tiefer Geothermie in der Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin ist neben den technischen Voraussetzungen jedoch besonders der rechtliche Rahmen von großer Bedeutung. Um die Entwicklung dieses Potenzials zu beschleunigen, hat die Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt (SenMVKU) für ein großflächiges Erlaubnisfeld „Erdwärme Berlin“ zur

Aufsuchung tiefer Geothermie (550 km²) angesucht und dieses erhalten. Dies löst die vormals bestehenden, aber fragmentierten Erlaubnisfelder im Bereich Berlin ab und ermöglicht eine koordinierte, landesweite Steuerung geothermischer Projekte zur Dekarbonisierung der Fern- und Nahwärmeversorgung bis 2045 [36].

9.4.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Berlin

Auch für den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Erweiterung der Hausanschlüsse hat Vattenfall seinerzeit einen Plan vorgelegt. Dieser berücksichtigt eine Steigerung der Sanierungsrate von heute 0,8 % p.a. auf 2,0 % p.a. bis 2050 sowie eine stetige Verdichtung der Hausanschlüsse in bestehenden Versorgungsgebieten. Eine Erweiterung der Versorgungsgebiete war von Vattenfall nur in geringem Ausmaß geplant. Gemäß dieser Entwicklung würde der Wärmeabsatz bis 2045 um 21 % steigen (Abbildung 63).

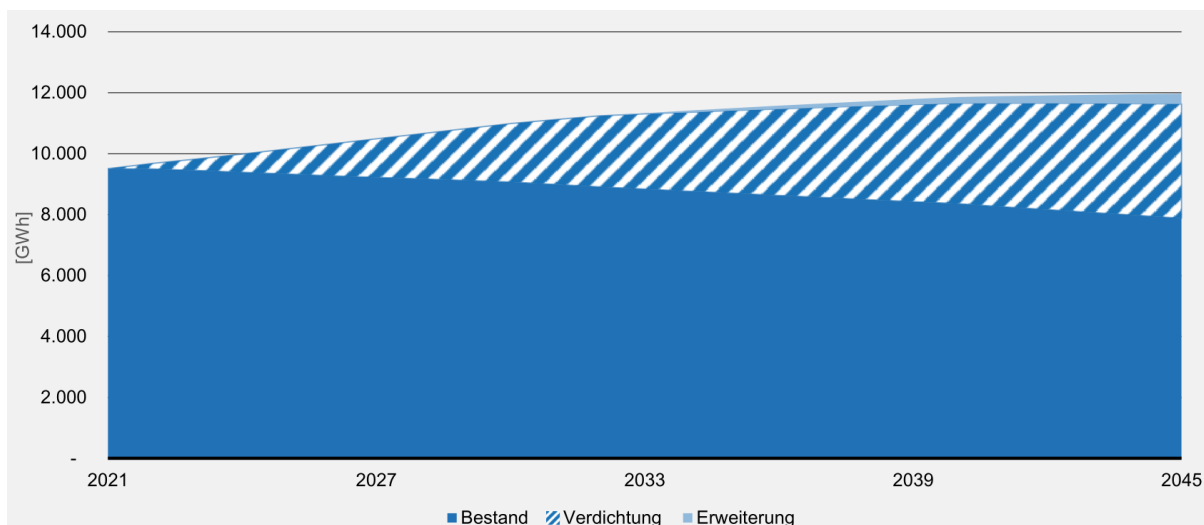


Abbildung 63: Fernwärmeausbau gemäß Vattenfall Dekarbonisierungsplan [3]

Um diese veraltete Datengrundlage zu aktualisieren und zu konkretisieren, arbeitet die Stadt Berlin aktuell am Berliner Wärmeplan (siehe auch den folgenden Abschnitt „Governance und Regulierung“). Dieser soll 2026 vorgelegt werden und konkrete Gebiete und Baublöcke zur Eignung für den Ausbau der zentralen Wärmenetze in Berlin ausweisen. Im Gegensatz zu München wird dieses Endergebnis der Wärmeplanung lediglich Gebiete mit guter Eignung zur Versorgung mit Fernwärme ausweisen, jedoch keine verorteten Informationen zur Ausweitung des Netzes und möglicher Gebäudeanschlüsse beinhalten. Berlin bezieht in der Erstellung des Berliner Wärmeplans die betreffenden Fernwärmenetzbetreiber BEW AG, Fernheizwerk Neukölln und die BTB GmbH mit ein. Zum aktuellen Stand (Sommer 2025) liegen jedoch lediglich die Ergebnisse der sogenannten Eignungsprüfung und der verkürzten Wärmeplanung nach Wärmeplanungsgesetz vor. In diesen werden Gebiete mit einer sehr geringen Eignung zur zentralen Wärmeversorgung über Fernwärme ausgewiesen. Kriterien zur Eignung für die Versorgung mittels Fernwärme umfassen unter anderem die Siedlungsstruktur, die Wärmebedarfsdichte (400 MWh/ha*a gilt als Schwellenwert), das Vorhandensein von Großabnehmern (>1 GWh/a) sowie die Verfügbarkeit lokaler Wärmequellen [37].

Im Ergebnis liegen aktuell 30 % des Gebäudebestands (6 % des aktuellen Wärmebedarfs) in Gebieten, in denen eine Wärmeversorgung nahezu ausgeschlossen ist. Es ist zu erwarten, dass die Fernwärmeversorgung der Stadt Berlin um weitere kleinteilige Netze außerhalb des bestehenden Verbundnetzes erweitert wird. Hervorzuheben ist weiters die mittels umfangreicher Dokumentation geschaffene Transparenz der Berliner Wärmeplanung und der herangezogenen



Kriterien zur Eignungsbewertung für Fernwärmeanschlüsse. Dieses vorläufige Ergebnis der Berliner Wärmeplanung soll Gebäudeeigentümer*innen möglichst frühzeitig Planungssicherheit hinsichtlich verfügbarer Optionen zur Wärmeversorgung bieten.

9.4.6 Governance und Regulierung in Berlin

Das **Klimaschutz- und Energiewendegesetz Berlin** (EWG Bln) regelt einige der zentralen Governance-Aspekte für den Ausbau und die Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin. Im Folgenden werden die wichtigsten Aspekte erläutert und eingeordnet.

- Der Paragraph § 22 des EWG Bln ist das zentrale Element zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen in Berlin. Er legt fest, dass Betreiber von Wärmenetzen einen **Dekarbonisierungsfahrplan** mit dem Ziel einer CO₂-freien Fernwärmeversorgung spätestens zwischen 2040 und 2045 zu erstellen haben. Auf dieser gesetzlichen Grundlage haben sowohl Vattenfall (heute BEW) als auch die BTB GmbH als auch das Fernheizwerk Neukölln einen Dekarbonisierungsfahrplan und Ausbauplan ihrer jeweiligen Wärmenetze vorgelegt und veröffentlicht (siehe oben). An dieser Stelle soll erwähnt sein, dass der Dekarbonisierungsfahrplan für das zentrale Verbundnetz der BEW seit dem Abkauf von Vattenfall noch nicht aktualisiert wurde. Eine Überarbeitung wird derzeit vom neuen Eigentümer durchgeführt.
- Ein weiteres zentrales Governance-Instrument zum Ausbau und zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin findet sich in § 26 des EWG Bln. Dieser ermächtigt den Stadtssenat, einen **Anschluss an Fernwärme- und Fernkältenetze** sowie deren Benutzung in bestimmten Gebieten vorzuschreiben (Anschlusszwang). Durch die bislang noch nicht vollständig abgeschlossene Wärmeplanung wurden bis auf vereinzelte Gebiete [38] keine flächendeckenden Anschlusszwänge ausgesprochen. Um dieses Instrument - sollte es zur Anwendung kommen - sozial verträglich zu gestalten, sind nach § 26 einige Ausnahmeregelungen sowie Zusatzbestimmungen zu beachten. Diese betreffen die Möglichkeit zur Nutzung alternativer Systeme, sofern diese nachweislich einen wesentlich geringeren CO₂-Ausstoß aufweisen. Auch sollen sich die Verordnungen auf Neubebauungen beschränken und können - zur Sicherstellung sozialer Verträglichkeit - auf bestimmte Gruppen von Personen, Betrieben, Gewerbetreibenden oder Grundstücken beschränkt werden. Ebenso fordert der Paragraph die Einhaltung nicht näher bestimmter Vorgaben zur Höhe, Bildung, Transparenz und Kontrolle der Entgelte bei Ausübung des Anschlusszwangs ein.
- Neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Ausbau der Fernwärme enthält das EWG Bln wichtige Bestimmungen zur Einspeisung **erneuerbarer Wärme von Drittanbietern**. Der § 23 sieht einen „diskriminierungsfreien“, „vorrangigen“ und „unverzöglichen“ Anschluss von Anlagen mit klimaschonender Wärmeerzeugung bei wirtschaftlicher Zumutbarkeit und Bedarf vor. Einmalige Anschlusskosten sollen hier vom jeweiligen Anlagenbetreiber getragen werden, und die Höhe einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung wird bei Bedarf von der Regulierungsbehörde festgelegt. Um die Einspeisung klimaneutraler Wärme von Drittanbietern zu attraktivieren, hat die BEW eine Website sowie ein Kontaktformular für potenzielle Dritteinspeiser eingerichtet [39]. Mit diesem Gesetz wurde in Deutschland erstmals abseits des Kartellrechts der Einspeisezugang Dritter in Fernwärmenetze rechtlich gesichert [40].
- Zur Implementierung dieser Bestimmungen wird gemäß § 27 EWG Bln eine **Regulierungsbehörde** für Fernwärme ins Leben gerufen. Diese wird mit folgenden wesentlichen Aufgaben betraut:

- Prüfung der zu erstellenden Dekarbonisierungspläne und Überwachung der Umsetzungen,
- Genehmigung der Verweigerung des Netzanschlusses in begründeten Fällen (beispielsweise wirtschaftliche Untragbarkeit),
- Festsetzung einer angemessenen Vergütung für die Einspeisung klimaschonender Wärme Dritter,
- Überprüfung der angemessenen Vergütungen für die Einspeisung klimaschonender Wärme Dritter,
- Überwachung der Einhaltung der Transparenzpflichten,
- Prüfung der Verbraucherpreise für Fernwärmekunden hinsichtlich missbräuchlicher Preisgestaltung und Veröffentlichung der Ergebnisse (mindestens alle fünf Jahre).

Endkund*innenpreise: Der aktuelle Fernwärmepreis der BEW Berliner Wärme GmbH setzt sich aus vier Komponenten zusammen. Der Jahresgrundpreis hängt von der Abnahmeleistung und der Mindestauskühlung ab (73,89 €/kW für die ersten 251 kW). Zum Arbeitspreis (98,21 €/MWh) kommt ein Emissionspreis von 12,15 €/MWh hinzu. Für den einmaligen Anschluss werden im Jahr 2025 60,83 €/kW Baukostenzuschuss erhoben [41]. Die Anpassung dieser Preise erfolgt mittels individuell festgelegter Anpassungsfaktoren für Grundpreis und Arbeitspreis. Die Anpassungsfaktoren werden anhand bestimmter Indizes am Energiemarkt (Erdgas, Steinkohle, Emissionszertifikate) ermittelt.

Die **kommunale Wärmeplanung** ist in Berlin noch nicht abgeschlossen. Ein Wärmeplan, wie er beispielsweise in München oder Wien bereits vorhanden ist, wird 2026 erwartet (siehe oben). Die Ergebnisse der sogenannten verkürzten Wärmeplanung sind jedoch bereits heute verfügbar und weisen Gebiete aus, die sich aufgrund vorhandener Wärmebedarfsdichten in ihrer Distanz zum Fernwärmenetz nicht für eine Versorgung über Fernwärme geeignet sind [42]. Der kommunale Wärmeplanungsprozess in Berlin umfasst einen Akteursbeteiligungsprozess, der die betroffenen Akteur*innen einbinden soll, ähnlich wie in Wien. Betroffen hiervon sind beispielsweise Gebäudeeigentümer*innen, Energieversorgungsunternehmen, die Bauwirtschaft, Industrie und Gewerbe sowie Bewohner*innen. Zu den genutzten Kommunikationsformaten gehören hierbei Arbeitskreissitzungen, Themenworkshops, Informationsveranstaltungen sowie bilaterale Gespräche [43].

Mit dem **Energieatlas Berlin** hat die Stadt Berlin eine der umfangreichsten räumlichen Datengrundlagen im internationalen Vergleich zu lokalen Voraussetzungen für die Dekarbonisierung des Wärmesektors veröffentlicht [31]. Der Energieatlas gibt nicht nur Auskunft über lokale Energieversorgungspotenziale und vorhandene Infrastruktur, sondern auch über die Situation der aktuellen Wärmeversorgung auf Baublockebene. Die Differenzierung zwischen Zentralheizungen und Gasetagenheizungen in einzelnen Gebäuden ist von zentraler Bedeutung für die Abschätzung der Umstellungskosten auf zentrale Wärme- und Kälteversorgungssysteme. Eine derartige Differenzierung der Versorgungssysteme ist in den meisten anderen Fällen nicht (öffentlich) verfügbar und für Energieversorger einsehbar. Neben Informationen zu aktuell verbauten Wärmeversorgungssystemen werden im Energieatlas auch Energieverbrauchsdaten (bereitgestellt von den jeweiligen Netzbetreibern) zu Strom, Fernwärme und Gas auf Baublockebene bereitgestellt.

Mit der **Energy Map Berlin** steht zudem eine weitere Datengrundlage für die Energieplanung öffentlich zur Verfügung. Die Energy Map Berlin stellt ausgewählte energierelevante Strukturparameter und Modellergebnisse zu Energiebedarfen auf Gebäudeebene bereit. Hierzu gehören die Bauperiode, der spezifische Heizwärmebedarf in verschiedenen Szenarien, der Nutzungstyp, Informationen zum Denkmalschutz, die Grundfläche und die beheizte Fläche [44].



Gemeinsam mit den Informationen zum gemessenen Energieverbrauch auf Baublockebene bilden diese Informationen eine besonders gute Grundlage für die urbane Wärmeplanung. Berlin geht mit der Veröffentlichung dieser Daten weit über die aktuell in Wien veröffentlichte Datengrundlage hinaus.

9.4.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Berlin

Die Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin ist stark von der kürzlich erfolgten Rekommunalisierung des Fernwärmenetzes geprägt. Während der bestehende Dekarbonisierungsfahrplan des vormaligen Eigentümers Vattenfall an vielen Stellen wenig konkret bleibt, stark auf Wasserstoff setzt und von vielen Seiten kritisiert wurde [45], liegt seitens des neuen Eigentümers BEW noch keine aktualisierte Fassung vor, wodurch der bestehende, von Vattenfall erstellte Fahrplan aktuell gültig bleibt. Ein einordnender Vergleich zu den Dekarbonisierungsplänen für die Fernwärme in anderen Städten wird dadurch erschwert. Dennoch wartet Berlin mit einigen Highlights aus dem Governance-Bereich und laufenden Umsetzungsprojekten auf, die im Folgenden diskutiert werden.

In Bezug auf die Dekarbonisierung der Versorgungsseite stechen zwei laufende Reallabore heraus.

- Im Zuge des Reallabors „Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen“ [46] werden Großwärmepumpen zur effizienteren Nutzung bestehender KWK-Anlagen sowie zur Einbindung weiterer Wärmequellen wie Flusswasser und Solarthermie an den Standorten Berlin-Köpenick und Berlin-Neukölln getestet.
- Im Reallabor „GeoSpeicher Berlin“ [47] wird ein Aquiferspeicher errichtet, der an eine Biomasse-KWK-Anlage gekoppelt werden soll, um so gewonnene Energie aus überschüssigen Erzeugungskapazitäten im Sommer in die Wintermonate schichten zu können und damit die Betriebszeiten des Steinkohleheizkraftwerks Berlin-Schöneweide zu reduzieren. Zusätzlich werden lokale Abwärmequellen in den Speicher integriert. Bei Erfolg wird die Anlage mit einer Speicherkapazität von über 30 Gigawattstunden Deutschlands größter Wärmespeicher. Das dabei erreichte Temperaturniveau von bis zu 95 °C unterstreicht den innovativen Charakter des Projektes. Eine Großwärmepumpe soll dabei das Abkühlen des Speichermediums auf 20 °C ermöglichen und somit eine Erhöhung der Speicherkapazität erreichen.

Das **Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz** bietet einen der stärksten rechtlichen Rahmen in Bezug auf die Dekarbonisierung von Städten. Besonders die thematisierten Regelungen zur verpflichtenden Erstellung von Dekarbonisierungsfahrplänen, zur Behandlung von Dritteinspeisern sowie zur Einrichtung einer Regulierungsbehörde zur Sicherstellung von Preistransparenz sind hier zu nennen. Während alle relevanten Fernwärmenetzbetreiber Berlins einen entsprechenden Dekarbonisierungsfahrplan vorgelegt haben, fehlen, auch aufgrund des noch ausstehenden Berliner Wärmeplans, an vielen Stellen noch konkrete Umsetzungsprojekte zur Umstellung der Fernwärmeversorgung.

Der **Berliner Energieatlas** stellt im Vergleich zu anderen Städten eine besonders umfangreiche Informationsgrundlage für Gebäudeeigentümer*innen und Energieplaner*innen dar. Er umfasst nicht nur die Ergebnisse der verkürzten Wärmeplanung, Karten zu erneuerbaren Versorgungspotenzialen, Karten zu bestehenden Energieversorgungsanlagen sowie Karten zu Versorgungsgebieten von Fernwärmenetzen und Gasnetzen, sondern auch teilweise gebäudescharfe Informationen zu aktuellen und zukünftigen Energieverbräuchen (basierend auf Daten lokaler Netzbetreiber).



9.4.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Berlin

Die Stadt Berlin verfügt durch ihren Status als Stadt und Bundesland zugleich über erweiterte Kompetenzen in Bezug auf Legislative und die Dekarbonisierung lokaler Fernwärmenetze. Die Anstrengungen zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Berlin sind zentral getrieben von dem Berliner Energiewende- und Klimaschutzgesetz sowie von der kürzlich erfolgten Rekommunalisierung des zentralen Fernwärmenetzes. Mit dem Berliner Energiewende- und Klimaschutzgesetz hat die Stadt selbst eine Reihe an bindenden Anforderungen geschaffen, die zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung bis 2045 beitragen.

Die relevantesten Aspekte dieses Instruments für den Bereich der Fernwärme betreffen die verpflichtende Erstellung von Dekarbonisierungsfahrplänen für alle lokalen Fernwärmenetzbetreiber. In diesen müssen plausible Transformations- und Investitionspfade beschrieben werden, die eine Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung sicherstellen. Auch wenn daraus die resultierenden Dekarbonisierungsfahrpläne kontrovers diskutiert werden können, wie im Fall des seinerzeit von Vattenfall vorgestellten Dekarbonisierungsfahrplans [44], stellen sie eine wichtige Planungsgrundlage sowohl für die Stadt Berlin als auch für einzelne Fernwärmenetzbetreiber dar. Insbesondere das laufende Monitoring des Fortschritts bei der Erreichung von Klimaneutralität dürfte von den vorhandenen Dekarbonisierungsfahrplänen profitieren.

Das Berliner Energiewende- und Klimaschutzgesetz beinhaltet zudem weitere lokale Regelungen für Fernwärmenetzbetreiber, die zu einer Beschleunigung der Dekarbonisierung und erhöhter Transparenz für Kund*innen beitragen sollen. So wurden ein grundsätzliches Recht auf Einspeisezugang für Dritte sowie Regelungen zur Offenlegung der Preisbildung etabliert. Die erweiterten Möglichkeiten in der lokalen Gesetzgebung sowie deren Nutzung im EWG stellen ein Alleinstellungsmerkmal Berlins im Rahmen dieser Studie dar, wenngleich hier auch die unterschiedlichen Gegebenheiten zu beachten sind, z. B. Existenz mehrerer Netzbetreiber und kürzliche Rekommunalisierung des zentralen Fernwärmenetzes.

Die kürzlich umgesetzte Rekommunalisierung des zentralen Fernwärmenetzes stellt für die Stadt Berlin eine der zentralen Herausforderungen in der Dekarbonisierung der Fernwärme dar. Mit einem Kaufpreis von etwa 1,6 Milliarden Euro bindet der Kauf des Netzes viel Kapital, das möglicherweise für die Dekarbonisierung des Netzes fehlen könnte. Finanzierungsengpässe zeigen sich bereits anhand diverser Sparmaßnahmen im Bereich des Klimaschutzes seitens der aktuellen Stadtregierung [48]. Im Dekarbonisierungsplan des zentralen Wärmenetzes setzte Vattenfall stark auf Wasserstoffanwendungen (vor allem im KWK-Bereich und beim Retrofitting bestehender Anlagen). Da die Verfügbarkeit von Wasserstoff in ausreichenden Mengen für derartige Anwendungen noch nicht geklärt ist und um weitere Aspekte des Plans zu schärfen, arbeitet die BEW Berlin an einer Aktualisierung des Dekarbonisierungsplans für das zentrale Fernwärmenetz. Diese Aktualisierung war zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht abgeschlossen. Zum aktuellen Zeitpunkt ist jedoch festzuhalten, dass die Stadt Berlin in der Erhebung lokaler erneuerbarer Energiepotenziale zur Deckung des Fernwärmebedarfs weniger fortgeschritten ist als beispielsweise München oder Wien. So befindet sich die Nutzung tiefer Geothermie für Fernwärmeanwendungen aktuell in der Explorationsphase mit einigen laufenden Studien.



In Bezug auf den Ausbau der Fernwärme sowie die kommunale Wärmeplanung zeigt sich die Stadt Berlin äußerst ambitioniert und stellt mit dem Energieatlas Berlin eine der umfangreichsten aktuell verfügbaren Planungsgrundlagen für Wärmenetze bereit. Auch wenn der Prozess der Wärmeplanung, in dem die Stadt Berlin künftige Ausbaugebiete für die Fernwärme klar deklarieren möchte, noch nicht abgeschlossen ist, wurden bereits erste Ergebnisse der „verkürzten Wärmeplanung“ sowie die der Planung zugrunde liegenden Daten veröffentlicht. Darin werden Gebiete ausgewiesen, in denen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht mit einer Anbindung an das zentrale Verbundnetz zu rechnen ist. Zudem werden Energieverbrauchsdaten für Strom und Wärme (sofern sie seitens des Netzbetreibers vorhanden und Datenschutzkonform veröffentlicht werden können) auf Gebäudeblockebene in einer GIS-Karte geteilt. Dies betrifft Jahresverbräuche für zurückliegende Jahre. Hierdurch können sowohl Energieverbrauchsmodelle kalibriert werden als auch direkt Einschätzungen zur wirtschaftlichen Versorgung mittels Wärme und Kälte für einzelne Gebiete getroffen werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Adam D. Studie für die Stadt Wien / Review Städteprofil Berlin [Email] 2025.
- [2] Heprich P, Holz F, Löffler K. Wärmewende in Berlin: Versorgungssicherheit nach dem Erdgas mit erneuerbaren Energien gewährleisten. DIW Wochenbericht 2023;49. https://doi.org/10.18723/diw_wb:2023-49-1.
- [3] Wärme Berlin Vattenfall AG. Dekarbonisierungsfahrplan - Vattenfall Wärme Berlin AG 2023.
- [4] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte. Berlin: 2014.
- [5] Eurostat. Population on 1 January by age group, sex and NUTS 3 region 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo_r_pjangrp3/default/table?lang=en (accessed November 19, 2025).
- [6] Eurostat. Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295 (accessed November 19, 2025).
- [7] Kleinertz, Britta; von Roon, Serafin; Djamali, Alexander; Ferstl, Joachim; Freiburger, Leona; Greif, Simon; Harper, Ryan; Portune, Maria; Schmidt, Tobias; Timpe, Christof; Bürger, Veit; Cludius, Johanna; Wingenbach M. Klimaneutrale Wärme München 2035. München: 2021.
- [8] rbb24. Rückkauf des Fernwärmenetzes: Berlin wärmt sich wieder selbst | 2024. <https://www.rbb24.de/panorama/beitrag/2024/05/berlin-fernwaerme-wieder-in-landeshand-rueckkauf-fernwaermenetz.html> (accessed September 19, 2025).
- [9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Wie heizt Berlin?“ - Regionalbericht 2023. 2023.
- [10] Hotmaps consortium. Hotmaps - Toolbox 2025. <https://www.hotmaps.eu/map> (accessed April 26, 2025).
- [11] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. Energie- und CO₂-Bilanz Berlin (vorläufig). Berlin: 2025. <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/e-iv-5-j>
- [12] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Berlin und Brandenburg nach Wirtschaftsbereichen 2025. <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/p-i-1-j> (accessed June 2, 2025).
- [13] Senatsverwaltung für Mobilität Verkehr Klimaschutz und Umwelt. Zahlen und Fakten zum Verkehr - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/uvk/mobilitaet-und-verkehr/verkehrsdaten/zahlen-und-fakten/> (accessed June 2, 2025).
- [14] Umweltbundesamt. Energieverbrauch und Kraftstoffe 2025. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs> (accessed June 2, 2025).
- [15] Küster T. Deutscher Strommix: spezifische CO₂-Emissionen seit 1990 um 43 % gesunken n.d. https://www.knlv-missione.nrw/blog/energiethemen/co2-emissionsfaktor_strommix-Deutschland_2022 (accessed June 2, 2025).
- [16] EWG Bln. Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz - EWG Bln Vom 22. März 2016. Berlin: Berliner Senat; 2021.
- [17] Senatsverwaltung für Mobilität Verkehr Klimaschutz und Umwelt. Climate-Neutral Berlin 2045 2024. <https://www.berlin.de/sen/uvk/en/climate-action/climate-neutral-berlin-2045/> (accessed September 21, 2025).

- 
- [18] Hirschl B, Schwarz U, Weiß J, Hirschberg R, Torliene L. Berlin Paris-konform machen. Eine Aktualisierung der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ mit Blick auf die Anforderungen aus dem UN-Abkommen von Paris 2021:De.
- [19] Alt-Harnack C, Fanegas A, Loy D, Schalk C, Zumbusch M, Mecke M, et al. Empfehlung zur Weiterentwicklung des Berliner Energie- und Klimaschutzprogramms 2030. 2022.
- [20] Senatsverwaltung für Umwelt Verkehr und Klimaschutz Berlin. Aufbau eines 3D-Untergrundmodells und Parametrisierung potenzieller Nutzhorizonte 2024.
- [21] Wikipedia. Volksentscheid „Berlin 2030 klimaneutral“ 2023 2025. https://de.wikipedia.org/wiki/Volksentscheid_„Berlin_2030_klimaneutral“_2023 (accessed October 27, 2025).
- [22] Umwelt S für MVK und. Sanierungsfahrplan öffentliche Gebäude 2025. <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/klimaschutz-in-der-umsetzung/vorbildrolle-oeffentliche-hand/sanierungsfahrplan-oeffentliche-gebaeude/> (accessed June 5, 2025).
- [23] Investitionsbank Berlin. Kredit für Energetische Gebäudesanierung Einzelmassnahmen 2025. <https://www.ibb.de/de/foerderprogramme/ibb-energetische-gebaeudesanierung-einzelmassnahmen.html> (accessed June 5, 2025).
- [24] Investitionsbank Berlin. Modernisierungsförderung - 2025. <https://www.ibb.de/de/foerderprogramme/ibb-modernisierungsfoerderung.html> (accessed June 5, 2025).
- [25] Investitionsbank Berlin. SolarPLUS - Photovoltaik-Förderung für Berlin 2025. https://www.ibb-business-team.de/solarplus?gad_source=1&gad_campaignid=22559392214&gclid=Cj0KCQjwgIXCBhDBARIsAELC9ZjS96DXraDoXjEy15zRBZ1xdn3AKCDIY7QG0qPQyZrUyCe-JfgOXpAaAjtoEALw_wcB (accessed June 5, 2025).
- [26] Senatsverwaltung für Wirtschaft Energie und Betriebe. Solarpflicht für neue Dächer ab 1. Januar 2023 - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/web/presse/pressemitteilungen/2022/pressemitteilung.1278971.php> (accessed June 5, 2025).
- [27] Ritzau M, Langrock T, Michels A. MACHBARKEITSSTUDIE - Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030. Berlin: 2019.
- [28] Stryi-hipp G, Gölz S, Bär C, Wieland S, Xu- B, Freudenmacher T, et al. Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog. 2019.
- [29] Senatsverwaltung für Stadt-ent-wicklung Bauen und Wohnen. Sie sind gefragt! – Frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung zur Ausweisung von Windenergiegebieten in Berlin - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/sbw/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung.1567802.php> (accessed June 6, 2025).
- [30] Fernheizwerk Neukölln AG. Wer wir sind - FHW 2025. <https://fhw-neukoelln.de/wer-wir-sind/> (accessed June 6, 2025).
- [31] Senatsverwaltung für Wirtschaft Energie und Betriebe. Energieatlas Berlin 2025. https://energieatlas.berlin.de/?TH=NETZGEBIETE_FW (accessed June 6, 2025).
- [32] Fernheizwerk Neukölln AG. DEKARBONISIERUNGSFAHRPLAN NACH § 22 KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEWENDEGESETZ BERLIN (EWG BLN) Stand - Juni 2023. Berlin: 2023.
- [33] BTB GmbH. Dekarbonisierungsfahrplan BTB. 2023.

- 
- [34] Sustr N. „Am Ende wird die Energiewende über die Wärmewende entschieden“ – Umweltzone Berlin 2024. <https://umweltzoneberlin.de/2024/11/05/am-ende-wird-die-energiewende-ueber-die-waermewende-entschieden> (accessed July 9, 2025).
- [35] Senatsverwaltung für Mobilität Verkehr Klimaschutz und Umwelt. Geothermie - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/uvk/umwelt/wasser-und-geologie/geologie/geothermie/> (accessed July 9, 2025).
- [36] SenMVKU. SenMVKU erhält bergrechtliches Erlaubnisfeld für tiefe Geothermie - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/uvk/presse/pressemitteilungen/2025/pressemitteilung.1572910.php> (accessed July 9, 2025).
- [37] Senatsverwaltung für Mobilität Verkehr Klimaschutz und Umwelt. Erste Ergebnisse der Wärmeplanung (2024) - Berlin.de 2024. <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/waermeplan/> (accessed September 19, 2025).
- [38] Leister CM. Heizungsgesetz und Fernwärme-Zwang in Berlin: „Die verdienen Milliarden an uns“ 2023.
- [39] BEW Berliner Energie und Wärme GmbH. Wärmeeinspeisung in das Berliner Fernwärmenetz 2025. <https://www.bew.berlin/fernwaermesystem/fernwaermenetz/waermeeinspeisung/> (accessed July 3, 2025).
- [40] Weber-Raab M. Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz: Ein Schritt in Richtung Fernwärmeregulierung? | Rödl & Partner 2021. <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/2021/18/berliner-klimaschutz-energiewendegesetz-fernwaermeregulierung> (accessed July 8, 2025).
- [41] BEW Berliner Energie und Wärme GmbH. Preisblatt Fernwärme Klassik 2025 2025.
- [42] Senatsverwaltung für Umwelt Verkehr und Klimaschutz Berlin. Erste Ergebnisse der Wärmeplanung (2024) - Berlin.de 2024. <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/waermeplan/> (accessed July 3, 2025).
- [43] Senatsverwaltung für Mobilität Verkehr Klimaschutz und Umwelt. Akteursbeteiligung - Berlin.de 2025. <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/gesamtstaedtische-waermeplanung/akteursbeteiligung/> (accessed July 8, 2025).
- [44] Universität der Künste Berlin. EnergyMap Berlin 2025. <https://energymap-berlin.de/map/?uuid=DEBE05YYQ00004DQ> (accessed July 3, 2025).
- [45] Bornmann A. Umweltbündnis kritisiert „Berliner Energie und Wärme“ 2025. <https://power-shift.de/ein-jahr-rekommunalisierung-der-berliner-fernwaerme-buendnis-kritisiert-mangelnde-transparenz-und-umweltschaedliche-holzverbrennung/> (accessed September 21, 2025).
- [46] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen 2024. <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2023/grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen> (accessed September 21, 2025).
- [47] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Unterirdischer Speicher sorgt für klimafreundliche Wärme 2024. <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2023/unterirdischer-speicher-sorgt-fuer-klimafreundliche-waerme> (accessed September 21, 2025).





[48] Scharmer T. Berlin droht beim Klimaschutz den Anschluss zu verlieren. DerStandard 2025.

Turin



9.5 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Turin

9.5.1 Stadtprofil Turin

Turin (Torino) liegt im Nordwesten Italiens am Fuße der Alpen und ist ein wichtiges Industrie-, Kultur- und Wissenschaftszentrum in Südeuropa. 2024 hatte die Stadt etwa 856.745 Einwohner*innen innerhalb der Gemeinde und etwa 1,75 Millionen im Großraum. Turin hat ein feuchtes subtropisches Klima mit kalten, feuchten Wintern und heißen, feuchten Sommern. Die durchschnittlichen Außentemperaturen liegen in den Wintermonaten zwischen -1 °C und 5 °C, während die Sommerdurchschnittstemperaturen oft über 25 °C liegen, mit Spitzenwerten über 30 °C. Durch dieses Klima weist Turin Heizgradtage von 2152 Kd/a auf [1] und laut EUROSTAT Kühlgardtage von 142 Kd/a [2]. Diese klimatischen Bedingungen führen zu einem erheblichen saisonalen Heizbedarf, insbesondere von November bis März, wodurch Fernwärme ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung der Stadt ist (Tabelle 22).

Das Stadtzentrum hat breite, gerade Straßen mit Arkaden, und die Stadt erweitert den öffentlichen Verkehr und die Grünflächen, um die Lebensqualität der Bewohner zu verbessern. Diese mittlere bis hohe städtische Dichte in Verbindung mit den laufenden Bemühungen zur Modernisierung der Infrastruktur hat den Aufbau eines ausgedehnten Fernwärmenetzes erleichtert, was die Integration energieeffizienter und kohlenstoffarmer Energieversorgungslösungen ermöglicht. Aufgrund seiner Größe, der Ausgereiftheit seiner Infrastruktur und seiner strategischen Dekarbonisierungsambitionen ist Turin in dieser Studie ein relevanter Vergleichsfall für Wien. Die Stadt wurde insbesondere aufgrund des Anspruchs, vielfältige Voraussetzungen und Kontexte in die Studie einzubeziehen, in die Studie mit aufgenommen. Das Fernwärmenetz von Turin liefert jährlich über 2.500 GWh Wärmeenergie und versorgt mehr als 8.000 Gebäude. Mit einer Gebäudeanschlussrate von 62 % und rund 650.000 Nutzern ist das Fernwärmenetz 2023 das größte in Italien und eines der größten in Europa [3].

Tabelle 22: Überblick Turin [1], [8]

Bevölkerungszahl (2024) [4]	856.745
Fläche [km²]	26
Heizgradtage [Kd/a]	2152
Wärmebedarf [GWh/a]	2000
Durchschnittliche Wärmebedarfsdichte [MWh/ha*a]	769
Fernwärmedurchdringung in der gesamten Wärmeversorgung	55 % des Wärmebedarfs der Gebäude (2019)
Anschlussrate Gebäude an Fernwärmenetz	62 %
Durchdringung Etagenheizung Wohngebäude	-
BIP/Kopf [€] [5] (PPS, EU27 2020)	37.100 (2022)
Netztemperatur Vorlauf	90 – 120 °C



Die folgenden Abschnitte enthalten eine detaillierte Beschreibung der Dekarbonisierungsstrategie der Stadt Turin mit Schwerpunkt auf Fernwärme sowie eine Ableitung von Erkenntnissen, die auf Wien übertragbar sind. Dazu gehören der Einsatz von Planungsinstrumenten bei der Dekarbonisierung und die technische Machbarkeit verschiedener Versorgungsalternativen. Die Erkenntnisse basieren dabei auf frei verfügbaren Informationen.

9.5.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Turin

Turin stellt in seinen Ambitionen zur Dekarbonisierung Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien in den Vordergrund. Als eine der ersten italienischen Städte, die 2009 dem Covenant of Mayors beigetreten sind, hat sich Turin verpflichtet, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 30 % gegenüber dem Referenzjahr 1991 zu reduzieren. Durch ihren Turiner Aktionsplan für Energie (TAPE) hat die Stadt dieses Ziel übertroffen und bis 2017 eine Reduzierung um 33 % erreicht [6]. In Anbetracht der zunehmenden Relevanz des Klimawandels hat der Stadtrat am 18. Februar 2019 die Ziele des Covenant of Mayors for Climate and Energy 2030 bestätigt. Der Bürgermeister unterzeichnete die Verpflichtung am 3. April 2019 und bekräftigte damit das Engagement der Stadt sowohl für den Klimaschutz als auch für die Anpassung an den Klimawandel [7], [8]. Dieser doppelte Fokus wurde 2019 unterstrichen, als Turin den aktualisierten Konvent verabschiedete, sich einem Emissionsreduktionsziel von 40 % bis 2030 anschloss und die Anpassung an den Klimawandel sowie dessen Eindämmung in die Stadtplanung integrierte. Diese Ziele unterstreichen Turins umfassendere Ausrichtung auf die Netto-Null-Ziele der EU.

Die bestehenden Strategien betreffen die Stadt als Ganzes, das Fernwärmenetz und die Stadtverwaltung. Die Stadtverwaltung hat eine Reihe von Initiativen umgesetzt, um eine sauberere und effizientere Energiezukunft zu gewährleisten. Der PAESC enthält ehrgeizige Ziele zur Reduzierung der CO₂-Emissionen um 40 % bis 2030 [8]. Um dies zu erreichen, fördert die Stadt die Nutzung von Solarthermie, geothermischen Quellen und Biomasse, um fossile Brennstoffe schrittweise zu ersetzen. Anreizprogramme unterstützen die Sanierung von Gebäuden durch verbesserte Dämmung, die Nutzung effizienter Heizkessel und die Installation intelligenter Thermostate. Diese Bemühungen werden teilweise durch nationale Initiativen wie den italienischen Superbonus zu 110 % unterstützt [9]. Darüber hinaus gewährleistet die Zusammenarbeit mit der regionalen Behörde, dem lokalen Energieversorgungsunternehmen IREN sowie akademischen Einrichtungen wie dem Politecnico di Torino einen mehrstufigen Governance-Ansatz.

Der Dekarbonisierungspfad der Stadt Turin gliedert sich in technologische, brennstoffbasierte und sektorspezifische Strategien, die jeweils auf die Klimaziele für 2030 abgestimmt sind (Tabelle 23). Maßnahmen dieser Strategien beinhalten den Ausbau der Fernwärmeversorgung, die Förderung erneuerbarer Energien und umfangreiche Maßnahmen zur Energieeffizienz im Wohn-, öffentlichen und Verkehrssektor. Die Gesamtemissionen sollen bis 2030 auf 1,52 Millionen tCO₂/a reduziert werden, ausgehend von 4,47 Millionen tCO₂/a im Jahr 1991 (1,95 Millionen tCO₂/a im Jahr 2019).

Tabelle 23: Zusammenfassung der Maßnahmen der Klima- und Energiestrategien Turins nach Technologie, Brennstoffart und Sektor mit den entsprechenden Zielen für 2030, wie im PAESC dargelegt [8]

Technologie	Maßnahmen	Zeitplan
Fernwärme	Ausbau und Dekarbonisierung durch erneuerbare Energien und Optimierung (Reduktion von 60.440 t CO ₂ -Emissionen pro Jahr durch Maßnahmen einschließlich Fernwärme)	Laufend → 2030
Photovoltaik (PV)	Förderung dezentraler Solar-PV-Anlagen, insbesondere auf öffentlichen Gebäuden	Laufend → 2030
Energieeffizienz im Gebäudesektor	Sanierung von Fenstern und Türen, Dämmung von Dächern und Fassaden, Installation von Dach-PV-Anlagen, Umrüstung der öffentlichen Beleuchtung auf LED-Technologie, intelligente Energiemanagementsysteme	Begonnen vor 2019 → Laufend
Mobilitätstechnologie	Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität (Elektrofahrzeuge, Ladestationen), intelligente Mobilitätssysteme	Laufend → 2030
Städtische Grünflächen	Städtische Wiederaufforstung und Errichtung grüner Infrastruktur zur Unterstützung der CO ₂ -Absorption und Kühlung	Laufend → 2030+
Kraftstofftyp	Maßnahmen	Zeitplan
Erdgas	Schrittweise Reduzierung, Ersatz durch erneuerbare Energien und Fernwärme	2030
Kohle/Öl	Bereits stark reduziert in allen Sektoren	2030
Elektrizität	Umstellung auf zertifiziertem Ökostrom und gesteigerte lokale Erzeugung	2030
Biomasse	Verwendung, wo nachhaltig; Emissionen gelten als neutral	-
Sektor	Strategien	Emissionsziel für 2030 (tCO ₂)
Wohnen	Gebäudesanierungen, Fernwärmeanschluss, Solar-PV, Elektrifizierung	593.950 (~55 % CO ₂ -Emissionsreduktion)
Dienstleistungen	Effizienzsteigerungen, Solarintegration, Energiemanagement	499.907
Öffentliche Gebäude	Sanierung kommunaler Gebäude, 100 % Ökostrom, effiziente öffentliche Beleuchtung	48.629
Mobilität	Verkehrsverlagerung, Förderung von Elektrofahrzeugen, Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs, Verkehrsmanagementsysteme	378.249

Stand heute arbeitet die Stadt Turin an der Ausarbeitung des neuen PAESC-Plans, der darauf abzielt, die Mindestziele für die CO₂-Emissionsreduzierung bis 2030 zu erreichen und die im Klimaresilienzplan vorgeschlagenen Anpassungsziele der Stadt zu integrieren.

9.5.3 Fernwärmenetz Turin – aktueller Stand

Turin verfügt über das größte Fernwärmenetz Italiens. Es wird hauptsächlich von der Firma IREN Energia (Stadt Turin mit 13 % der Anteile beteiligt) betrieben. Der spezifische Wärmebedarf im Versorgungsgebiet liegt bei etwa 750 MJ/m²/Jahr, was dem Durchschnitt ähnlicher städtischer Fernwärmesysteme in Europa entspricht. Tabelle 24 bietet einen Überblick über die technischen Daten zum Fernwärmenetz von Turin. Das Bedarfsprofil setzt sich überwiegend aus mittelgroßen Verbrauchern wie Mehrfamilienhäusern und öffentlichen Einrichtungen zusammen, die 90 % des gesamten Wärmeverbrauchs ausmachen. Das Fehlen großer industrieller Verbraucher (>800 MWh/Jahr) deutet darauf hin, dass das Netz in erster Linie auf den städtischen Wohn- und Dienstleistungssektor ausgerichtet ist. Das Netz erstreckt sich über 726 km und weist Wärmeverluste von 16,3 % auf, was auf eine wirksame Wärmedämmung und eine hohe Betriebseffizienz hindeutet.

Tabelle 24: Technische Informationen zum Turiner Netzwerk [3], [10], [11]

Parameter	Einheit	Aktuell
Wärmebedarf	GWh/a	Über 2.500
Fernwärmekunden	Einwohner*innen	650.000
Gebäudeanschlussquote	%	62
Beheizte Fläche aller Gebäude	m ²	Über 20 Mio.
Beheiztes Volumen (Dezember 2021)	m ³	73,2 Mio.
Leitungslänge (Dezember 2021)	km	726
Vorlauf- und Rücklauftemperatur	°C	120-95 und 80-45
Marktanteil an der gesamten Wärmeversorgung	%	~50–60 % (geschätzt)
Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung	%	Weniger als 1 %
Wärmeverluste	%	16,3 % [12]
Installierte Leistung	MW	1.930 MW _{th} and 1.200 MW _{el}
Verbraucherkosten	cent/kWh	77 - 74 €/MWh für hohen Fernwärmebedarf im Jahr 2016 [13]
Versorgungsdurchdringung in Wohngebäuden	% Gesamtenergieverbrauch aller Gebäude	75
Versorgungsdurchdringung in Gewerbegebäuden		25
Kleine Verbraucher: <80 MWh/a	% am jährlichen Wärmebedarf	10
Mittlere Verbraucher: 80–800 MWh/a		90
Große Verbraucher: > 800 MWh/a		0

Das Fernwärmenetz von Turin umfasst fünf Hauptversorgungsstätten für Wärme, darunter zwei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, vier reine Heizkesselanlagen und zwölf zentrale Wärmespeicher, wie in Abbildung 64 dargestellt. Die Übertragungsinfrastruktur sowie die Produktionsstätten und drei der 182 Verteilerstationen sind in Abbildung 65 dargestellt. Das Netz arbeitet mit einer Vorlauftemperatur von 120 °C, während die Rücklauftemperaturen je nach Lastbedingungen variieren. Mehr als 90 % der in das Netz eingespeiste Energie stammt aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Spitzenlasten treten in der Regel in den frühen Morgenstunden (6–8 Uhr) auf, da die Heizungsanlagen nachts abgeschaltet werden. Zu den angeschlossenen Gebäuden gehören Wohn-, öffentliche und Industriegebäude, wobei etwa 5.700 Wärmeaustauschstationen in der ganzen Stadt verteilt sind. Das Fernwärmesystem nutzt auch „virtuelle Speicherstrategien“ (z. B. optimierte Gebäudeanlaufzeiten), um Spitzenlasten zu reduzieren und die Effizienz der KWK zu verbessern.



Abbildung 64: Schema des Fernwärmenetzes von Turin mit zwei Hauptstationen und den zusätzlichen Unterstationen für den beheizten Bereich [11]

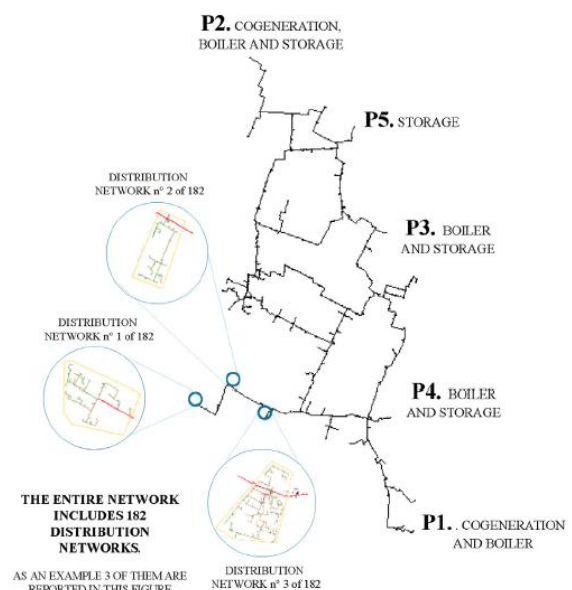


Abbildung 65: Schematische Darstellung des Fernwärmenetzes von Turin [14]

Darüber hinaus nutzt das Netz zurückgewonnene industrielle Abwärme und Energie aus der kommunalen Müllverbrennung, die in das Wärmenetz eingespeist werden. Um die Flexibilität zu erhöhen und die Wärmeversorgung an die schwankende Nachfrage anzupassen, werden im System Speichertanks zur Wärmespeicherung eingesetzt. Im Folgenden werden Informationen zu den Anlagen in den einzelnen Versorgungsstätten aufbereitet.

Trattamento Rifiuti Metropolitani (TRM) ist eine große kommunale Müllverbrennungsanlage in Turin, die thermische Energie in das Fernwärmenetz einspeist. Tabelle 25 enthält technische Informationen zur Müllverbrennungsanlage TRM.

Tabelle 25: Technische Informationen zu TRM (2023) [15]

Im stromgeführten Betrieb erzeugter Strom	350.000 MWh/a
Im KWK-Betrieb erzeugte Wärme	170.000 MWh/a
Im KWK-Betrieb erzeugter Strom	320.000 MWh/a
Jährlich eingesparter Brennstoff	70.000 toe (tonne of oil equivalent)
Leitungssystem	3-Leiter
Brennwert der Abfälle (CV)	11.000 kJ/kg
Brennwertbereich	6.000 kJ/kg - 16.000 kJ/kg
Gesamtnennwärmeleistung	206 MW _{th}
Dampfproduktionskapazität	220 t/h
Dampfdruck	60 bar
Dampftemperatur	420 °C
Leitungskapazität für jeden der 3 Rauchgaskanäle	127.000 Nm ³ /h
Rauchgastemperatur bei Austritt	120 °C

Ein wichtiger Bestandteil des Netzes ist das **Heizkraftwerk Moncalieri**, wo ein ehemaliges Kraftwerk durch eine Kombikraftwerksanlage ersetzt wurde, wodurch die elektrische Leistung von 141 MW auf 400 MW gesteigert wurde und heute eine thermische Leistung von 260 MW bereitgestellt werden kann. Anschließend wurde eine Kombikraftwerksanlage der dritten Generation hinzugefügt, die mit den neuesten Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien ausgestattet ist.

Das 2011 in Betrieb genommene Gas- und Dampfkombikraftwerk **Torino Nord** ist eine hocheffiziente gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Mit einer elektrischen Leistung von rund 395 MW und einer thermischen Leistung von 220 MW für die Fernwärmeversorgung spielt es eine zentrale Rolle in der Energieinfrastruktur der Stadt (Tabelle 26). Das Kraftwerk nutzt Erdgas und fortschrittliche Verbrennungstechnologien, darunter 24 Brenner mit extrem niedrigem NO_x-Ausstoß und einstellbare Einlassleitschaufeln, um einen elektrischen Wirkungsgrad von 56 % und einen thermischen Wirkungsgrad bei der Kraft-Wärme-Kopplung von 83 % zu erreichen. Es verfügt außerdem über ein Wärmespeichersystem mit sechs Tanks (insgesamt 5.000 m³) für den Lastausgleich sowie über eine flexible Betriebsführung. Trotz seines hohen Wirkungsgrades emittiert Fernwärme aus Torino Nord etwa 165 g CO₂/kWh [16].

Tabelle 26: Technische Informationen zum Werk Turin Nord [11]

Elektrische Leistung	390 MW (stromgeführt) 335 MW (KWK)
Wärmeleistung für Fernwärme	220 MW
Elektrischer Wirkungsgrad	56 %
Thermischer Wirkungsgrad bei Kraft-Wärme-Kopplung	83 %

Im März 2022 weihte IREN Energia ein Solarwärmespeichersystem mit den in Tabelle 27 angegebenen technischen Daten im ehemaligen **Heizkraftwerk Mirafiori Nord** ein, das ursprünglich 1988 von AEM-Torino gegründet wurde [14]. Das Kraftwerk versorgte ursprünglich 2,25 Mio. m³ Heizvolumen und rund 20.000 Einwohner*innen und wurde später Teil des größeren Fernwärmenetzes Torino Sud. Das neue Solarthermie-System ist vollständig in das Fernwärmenetz integriert und unterstützt die Dekarbonisierungsstrategie von Iren. Der angebundene Wärmespeicher ermöglicht die Speicherung von Wärmeenergie in Zeiten geringer Nachfrage und die Abgabe in Spitzenzeiten, wodurch die Abhängigkeit von Reservekesseln verringert wird.

Tabelle 27: Technische Informationen zum Werk Mirafiori [17]

Wärmeleistung Anlage	solarthermische	411 kW
Photovoltaikanlage auf dem Dach		45 kWp
Wärmespeicher (x3)		2500 m ³

Die Wärmespeicheranlagen Martinetto und Nord-Turin bestehen jeweils aus einem System von sechs Speichern mit einer Gesamtkapazität von 5.000 m³. Die Wärmespeicheranlagen Politecnico, BIT und Nord-Mirafiori bestehen jeweils aus einem System von drei Speichern mit einer Gesamtkapazität von 2.500 m³. Diese Wärmespeicher speichern und liefern überhitztes Wasser aus dem Fernwärmenetz mit einer Vorlauftemperatur zwischen 105 °C und 120 °C. Das Speichersystem hat die Aufgabe, die von den thermoelektrischen Kraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärmeenergie zu speichern, wenn der Wärmebedarf geringer ist, um sie in den Stunden der maximalen Auslastung des Fernwärmenetzes zu nutzen und so den Einsatz von Zusatzkesseln zu reduzieren. Tabelle 28 bietet eine Übersicht über die bestehenden Versorgungstechnologien im Fernwärmenetz von Turin.

Ein Blick auf die Versorgungskapazitäten (1970 MW_{th}-Kessel, KWK und 1200 MW_{el}) im Fernwärmenetz von Turin zeigt, dass wie in Wien auch hier Erdgas-KWK-Anlagen den Großteil der Wärmeversorgung decken. Die Dominanz der Erdgas-KWK ist in Turin jedoch stärker ausgeprägt. Das Fernwärmenetz von Turin stützt sich in erster Linie auf fossile Brennstoffe, wobei 80–85 % der an das Fernwärmenetz gelieferten Wärmeenergie aus Erdgas erzeugt wird. Das System basiert auf hocheffizienten KWK-Anlagen, insbesondere den Anlagen in Moncalieri und Torino Nord, die beide Erdgas in Kombikraftwerkskonfigurationen nutzen. Die Müllverbrennungsanlage TRM trägt jährlich etwa 122.000 MWh Wärme bei, was etwa 5 % der gesamten Wärmeversorgung entspricht. Die restlichen 10–15 % stammen aus Hilfsquellen und Abwärmenutzungen, darunter reine Heizkessel und kleinere integrierte erneuerbare Energien. Die Integration von thermischen Energiespeichersystemen, wie beispielsweise an den Standorten Martinetto und Mirafiori Nord, ermöglicht ein besseres Lastmanagement und steigert die Effizienz des Systems weiter, indem überschüssige Wärme in Zeiten mit geringem Bedarf gespeichert und bei Spitzenbedarf genutzt wird.

Tabelle 28: Übersicht der Versorgungsanlagen im Fernwärmenetz von Turin [18]

Anlage	Elektrische Leistung MW	Thermische Leistung MW	Primärenergie Leistung MW	Anmerkungen
Moncalieri 3 rd KWK (P1)	390	260	700	Erdgas
Moncalieri 2 nd KWK (P1)	400	260	700	Erdgas
Moncalieri Heizwerk (P1)	-	140	155	Erdgas (Reserve/Spitzenlast)
Standort BIT Heizwerke (P4)	-	255	280	
Politecnico Heizwerk (P3)	-	255	280	
Politecnico Speicher (P3)	-	-	2500 m ³	
Turin Nord CHP (P2)	390	220	700	Erdgas
Turin Nord Heizwerke (P2)	-	340	370	
Turin Nord Speicher (P2)	-	-	5000 m ³ (6 Speicher)	
Mirafiori KWK	-	35	40	
Angeschlossen nach 2013				
Martinetto Speicher			5000 m ³ (6 Speicher)	
Mirafiori Nord Speicher			2500 m ³ (3 Speicher)	
Mirafiori Nord Solarthermieanlage	0.045 (PV)	0.411 (Solar Thermal)		3 x 2500 m ³ Warmwasserspeicher für Solarwärmespeicherung
Standort BIT Speicher			2500 m ³	Speicherung von überhitztem Wasser, 105–120 °C
Müllverbrennung	40	20	206 MW _{th} Mülleinsatz	

9.5.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Turin

Die Stadt Turin hat sich zum Ziel gesetzt, ihren Wärmesektor durch eine umfassende Strategie zu dekarbonisieren, bei der der Einsatz kohlenstoffarmer Energiequellen wie Solarthermieranlagen, Wärmepumpen und geothermische Kreisläufe im Vordergrund steht. Die Stadtverwaltung fördert außerdem den Ausbau des Netzes, um neu erschlossene oder derzeit unterversorgte Stadtteile zu versorgen, und unterstützt die Sektorkopplung, beispielsweise durch Power-to-Heat-Lösungen und die Digitalisierung durch die Einführung von Smart-Grid-Technologien und fortschrittlichen Messsystemen.

Der Geschäftsplan der Iren-Gruppe bis 2030 legt einen starken Schwerpunkt auf den Ausbau und die Modernisierung ihrer Fernwärmenetze, insbesondere in Turin und anderen Gebieten [19]. Fernwärme gilt als Schlüsselkomponente der umfassenden Strategie von Iren für Dekarbonisierung, Energieeffizienz und städtische Resilienz. Die Gesamtinvestitionen in allen Sektoren belaufen sich konzernübergreifend auf 12,7 Milliarden Euro, wobei mehr als 4,9 Milliarden Euro in die Netze fließen. Davon sind 16 % der Netzinvestitionen speziell für Fernwärme vorgesehen. Diese Fernwärmeinvestitionen gelten für alle Gebiete, nicht nur für Turin, einschließlich Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Genua sowie kleinere Gemeinden, die an die Iren-Netze angeschlossen sind. Obwohl die Investitionen **nicht nur** Turin betreffen, umfasst der Geschäftsplan mehrere wichtige Maßnahmen für die Stadt und ihre Metropolregion:

- Ausbau des Fernwärmenetzes durch Optimierung bestehender Anlagen und den Bau neuer Netzabschnitte.
- Eine in das Fernwärmenetz integrierte solarthermische Anlage (2022 eingeweiht).
- Zusammenarbeit mit Engie zur Erweiterung der Fernwärme in den nordöstlichen Stadtbereich.
- Zusätzliche thermische Energiespeicher, die eine Netzerweiterung ohne neue Erzeugungsanlagen ermöglichen.
- Weiterer Netzausbau wird unterstützt durch die thermische Nutzung der TRM-Müllverwertungsanlage, ohne zusätzliche Emissionen zu verursachen.

9.5.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Turin

Wie im Abschnitt „Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Turin“ erwähnt, sieht der Geschäftsplan 2030 von Iren eine Netzerweiterung um 156 km, eine zusätzliche Heizleistung von 13 Mio. m³, den Ausbau von Wärmespeichern und die Modernisierung der Infrastruktur in Turin und anderen Kerngebieten vor.

Neben den geplanten Investitionen in Pipelines und Wärmespeicher wird der Ausbau des Fernwärmenetzes von Turin auch durch strategische Partnerschaften mit externen Energieversorgern vorangetrieben. Ein bemerkenswertes Beispiel für eine strategische Partnerschaft ist die Zusammenarbeit mit Engie, das ein Heizkraftwerk in Leinì betreibt (siehe vorherigen Abschnitt). Dieses Kraftwerk wird jährlich 440 GWh Wärmeenergie über eine 6,4 km lange Übertragungsleitung nach Settimo Torinese liefern, wo es direkt an die Fernwärmeinfrastruktur von IREN angeschlossen ist. Diese Zusammenarbeit ermöglicht den Ausbau des Fernwärmenetzes im Nordosten von Turin, wodurch mehr als 1.000 Gebäude, etwa 25.000 Wohnungen und 6,3 Mm³ versorgt werden können. Dies trägt dazu bei, das Ziel zu erreichen, über 70 % der bebauten Fläche der Stadt mit Fernwärme zu versorgen, ohne zusätzliche Produktionsanlagen bauen zu müssen.

Zur Unterstützung der strategischen Planung haben Forscher des Politecnico di Torino GIS-basierte Modelle entwickelt, die den Wärmebedarf auf Gebäudeebene in der gesamten Stadt

abbilden (siehe Abbildung 66). Diese Modelle berücksichtigen Variablen wie Bebauungsdichte, Gebäudetyp, Alter, thermische Hülle und Effizienz des Heizsystems und drücken den Bedarf in MWh pro Hektar und Jahr aus. Mit dieser Methodik lassen sich Gebiete mit hoher Wärmedichte identifizieren, die aufgrund ihrer wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit für den Ausbau der Fernwärme priorisiert werden.

Wichtig ist, dass die Modelle zunehmend in der kommunalen Energieplanung herangezogen werden und den Fernwärmebetreibern wertvolle Informationen zur Bewertung potenzieller Ausbaustrecken liefern. In Szenario-basierten wissenschaftlichen Studien wurden dezentrale Heizlösungen (insbesondere Wärmepumpen) mit dem Ausbau des Fernwärmenetzes verglichen. Obwohl beide Ansätze zur Dekarbonisierung beitragen, betonen die Studien, dass Fernwärme besser für Gebiete mit hoher Bebauungsdichte und Mehrfamilienhäusern oder denkmalgeschützten Gebäuden geeignet ist, wo eine Nachrüstung mit Wärmepumpen möglicherweise nicht realisierbar ist. Im Gegensatz dazu werden Wärmepumpen für die dezentrale Wärmeversorgung bevorzugt, insbesondere in Einfamilienhäusern. In einigen Fällen werden Hybridsysteme, die Gasheizkessel mit Wärmepumpen kombinieren, als Übergangslösung vorgeschlagen, bis die vollständige Gebäudesanierung abgeschlossen ist.

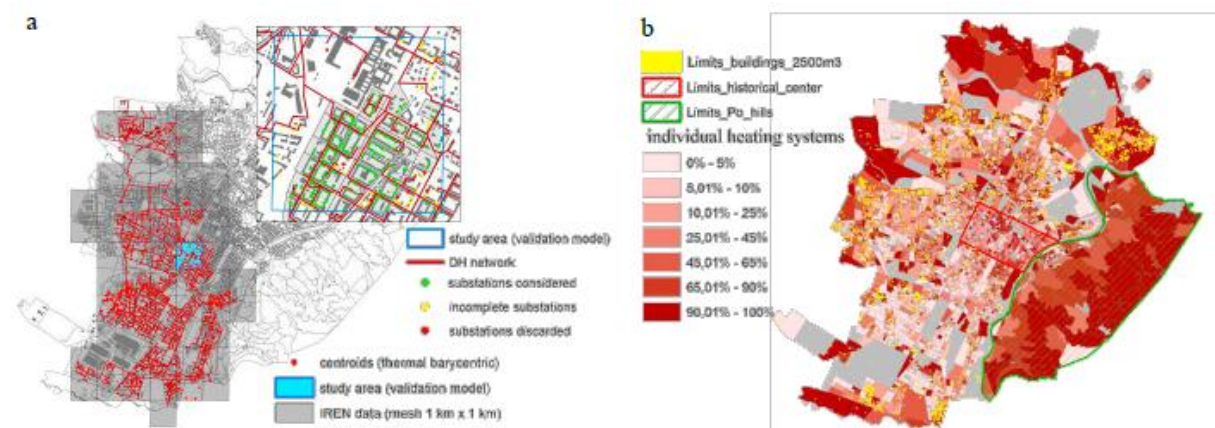


Abbildung 66: (a) Lage des Fernwärmenetzes mit Verbrauchsdaten; oben rechts ist eine punktuell vergrößerte Darstellung zu sehen, in der die für die Modellvalidierung verwendeten Übergabestationen hervorgehoben sind. (b) Zu den Einschränkungen für den Ausbau des Fernwärmenetzes zählen Flüsse, Hügel (grün), die Altstadt (rot) und kleine Gebäude mit einem Volumen von weniger als 2.500 m³ (gelb) [10]

9.5.6 Governance und Regulierung in Turin

Die EU legt die Strategie und den Rechtsrahmen fest, die von den einzelnen Staaten durch die Verabschiedung von Gesetzen und Verordnungen übernommen und an die nationalen Gegebenheiten angepasst werden (Abbildung 67). In Italien erlässt die Region spezifische Gesetze in Übereinstimmung mit dem Rechtsrahmen und den Planungsinstrumenten des Staates, wodurch die Provinzen und Gemeinden ihre Planungsinstrumente an die Vorgaben der Region anpassen müssen.

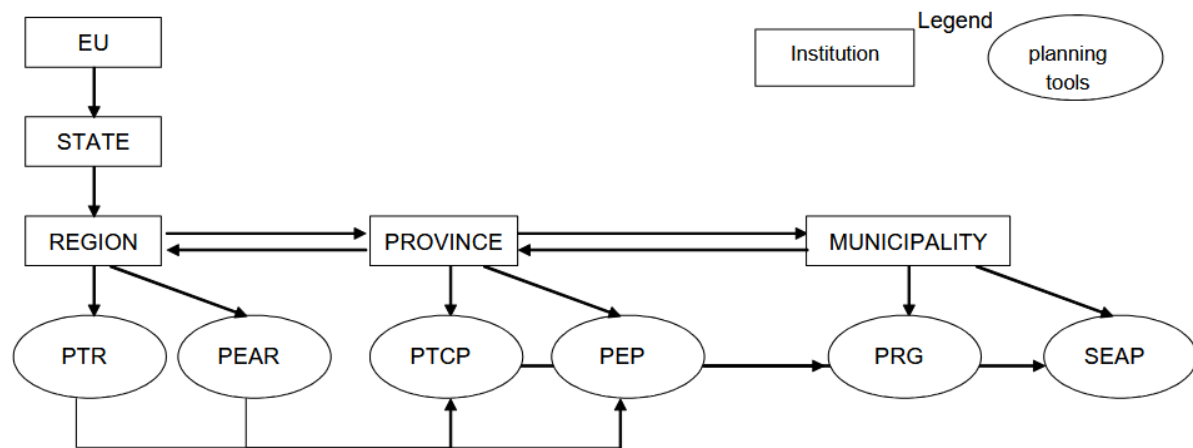


Abbildung 67: Governance-Flussdiagramm für die Provinz Turin [18]

PTR: Regionaler Raumordnungsplan. Er wird in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Strategien für die territoriale Entwicklung festgelegt.

PTCP: Provinzialer Raumordnungsplan. Der PTCP definiert mögliche Entwicklungsszenarien für das Provinzgebiet in Übereinstimmung mit den im PTR beschriebenen Zielen. Der Plan enthält die umzusetzenden Maßnahmen. Er ist ein Instrument zur Koordinierung der Planung der Gemeinden.

PEAR: Regionaler Energie- und Umweltplan. Der PEAR definiert Ziele, Strategien, Szenarioentwicklungen und Maßnahmen, die zur Förderung einer nachhaltigen Nutzung und Erzeugung von Energie ergriffen werden müssen.

PEP: Provinz-Energieprogramm. Der PEP definiert Ziele, Strategien, Szenarioentwicklungen und Maßnahmen, die zur Förderung einer nachhaltigen Nutzung und Erzeugung von Energie ergriffen werden müssen, beschränkt auf die Zuständigkeiten der Provinz im Energiebereich.

Der rechtliche Rahmen für das Fernwärmesystem von Turin spiegelt eine Mischung aus nationalen Gesetzen und lokalen Verordnungen wider:

Regulierung: Die italienische Regulierungsbehörde für Energie, Netze und Umwelt (ARERA) reguliert den Fernwärmesektor in Italien. Die ARERA legt Tarife für die Nutzung der Infrastruktur fest, definiert Kriterien für Nutzungsgebühren und setzt Mindestqualitätsstandards für Dienstleistungen fest (Mehr dazu weiter unten). Darüber hinaus spielen die lokalen Gemeinden eine Rolle bei der Planung und Integration von Fernwärme in Stadtentwicklungsstrategien, um die Übereinstimmung mit regionalen Energie- und Umweltzielen sicherzustellen.

Versorgungsmanagement: IREN Energia, eine Tochtergesellschaft der börsennotierten Gruppo Iren, betreibt das Fernwärmenetz von Turin. Obwohl die genauen Konzessionsdetails nicht öffentlich bekannt gegeben werden, ist IREN Energia für den Ausbau und die Verwaltung des Netzes verantwortlich und richtet seinen Betrieb an den Zielen der Dekarbonisierung aus. Dazu gehören Investitionen in erneuerbare Energiequellen und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz.

Tarifstrukturen: Bis 2023 trat die Regulierungsbehörde ARERA eher reaktiv im Sinne der Überprüfung angemessener Fernwärmepreise auf. Es bestand beispielsweise keine einheitliche verpflichtende Berechnungsformel zur Preisbildung. Durch die hohen Gaspreise in den Jahren der europäischen Gaskrise hat ARERA im Dezember 2023 mit der Resolution 638/2023/R/tlr die „Tarifmethode für Fernwärme im Übergangszeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2024“



verabschiedet. Diese führte eine effektive Obergrenze für Fernwärme ein. Fernwärmepreise werden seither über das Prinzip der „vermeidbaren Kosten“ festgelegt. Es bedeutet, dass der Wärmepreis (in Euro/MWh) so festgelegt wurde, dass er den Kosten entspricht, die ein Kunde für die gleiche Wärmemenge mit einem gasbetriebenen Heizkessel oder einer vergleichbaren Alternativtechnologie hätte zahlen müssen (ähnlich dem System in Amsterdam). Dieser effektive Preisdeckel für Fernwärmepreise wurde ins Jahr 2025 verlängert. Die Preise wurden monatlich anhand der von ARERA veröffentlichten Anpassungen der Gaspreisbestandteile für den geschützten Markt aktualisiert, einschließlich der Komponenten für Energiebeschaffung, Vertrieb, Netznutzung sowie der steuerlichen Abgaben. Gleichzeitig leitete ARERA ein Verfahren zur Definition der neuen Tarifregulierung ab dem 1. Januar 2025 ein. Dieses Verfahren umfasst eine systematische Datenerhebung, Konsultationsdokumente sowie vertiefende Analysen zur zukünftigen Preisregulierung [20], [21]. Es gibt keine spezifische Besteuerung von Heizsystemen hinsichtlich der CO₂-Emissionen. Die Versorgung der Fernwärmesysteme unterliegt dem Europäischen Emissionshandelssystem.

Politische Instrumente: Das Fernwärmesystem von Turin profitiert von einer Mischung aus verschiedenen Finanzierungsquellen. Die Europäischen Struktur- und Investitionsfonds (ESIF) unterstützen regionale Entwicklungsprojekte, darunter auch die Verbesserung der Energieinfrastruktur.

In Turin ist der Anschluss eines Gebäudes an das Fernwärmenetz so konzipiert, dass er sowohl für große als auch für kleine Immobilien zugänglich und kostengünstig ist. Für den Anschluss fällt eine einmalige Anschlussgebühr an, die als Beitrag des Kunden zu den Infrastrukturinvestitionen dient, die für die Erweiterung des Netzes bis zum Gebäude erforderlich sind [22]. Jedes Anschlussprojekt ist einzigartig und muss auf der Grundlage seiner spezifischen technischen und räumlichen Gegebenheiten bewertet werden. Die kundenseitig entrichtete Anschlussgebühr stellt in der Regel nur einen kleinen Teil der Gesamtinvestition Irens für den Gebäudeanschluss dar. Die Anschlussgebühr deckt die Angebotsphase ab, in der der Kunde einen neuen Anschluss beantragt, die hydraulische Überprüfung und Planung durchgeführt und der Kostenvoranschlag erstellt wird, sowie die Anschlussphase, in der Iren nach Annahme des Angebots durch den Kunden mit der Ausführung des Projekts fortfährt, die erforderlichen Genehmigungen einholt, Aushub- und Verlegearbeiten durchführt, die Wärmeübertragungsstation installiert, gegebenenfalls den vorhandenen Generator demontiert, die Straße wiederherstellt und die Versorgung aktiviert. Die Anschlussgebühr, die auf der Grundlage des beheizten Volumens des Gebäudes und der Nähe zum bestehenden Netz festgelegt wird, deckt diese Aktivitäten für den Kunden ab.

Fernwärmedienstleistungen unterliegen in der Regel einem ermäßigten Mehrwertsteuersatz von 5 %, gemäß den steuerrechtlichen Bestimmungen, die eine Gleichbehandlung mit anderen Energieträgern gewährleisten sollen [23]. Dieser ermäßigte Satz wurde im Rahmen umfassenderer Maßnahmen zur Abmilderung der Auswirkungen steigender Energiepreise regelmäßig durch befristete Erleichterungen (z. B. im ersten Quartal 2023) bestätigt. Im Gegensatz zu Erdgas und Strom unterliegt Fernwärme nicht direkt der Verbrauchsteuer, da sie als Dienstleistung und nicht als Primärenergieträger betrachtet wird. Strom wird mit 10 % Mehrwertsteuer für Haushalte und mit 22 % für viele nicht-private Verwendungszwecke besteuert. Wie Erdgas unterliegt auch Strom Verbrauchsteuern und Systemgebühren, wodurch seine Endverbraucherpreise deutlich über den Produktionskosten liegen [24]. Das italienische Steuersystem führt daher relative Steuervorteile für Fernwärme gegenüber Erdgas und Strom ein. Diese Vorzugsbehandlung erhöht die wirtschaftliche Attraktivität von Fernwärme, insbesondere wenn sie aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, industrieller Abwärme oder erneuerbaren



Quellen stammt. Die anhaltend höhere Besteuerung von Strom führt jedoch zu Verzerrungen der Energiepreissignale und kann die Dekarbonisierungsziele behindern, die auf einer Elektrifizierung in Verbindung mit effizienten Wärmenetzen beruhen.

9.5.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Turin

Um die erfolgreiche Dekarbonisierung und Erweiterung des Fernwärmenetzes von Turin sicherzustellen, haben sowohl Iren Energia als auch die Stadt Turin einen vorausschauenden, koordinierten Planungsansatz gewählt. Dieser umfasst eine proaktive Zusammenarbeit zwischen Versorgungsunternehmen, Behörden und externen Partnern, um die Infrastrukturentwicklung mit den Zielen der Energiewende sowie den städtebaulichen Vorgaben in Einklang zu bringen. Forschungsarbeiten des Politecnico di Torino unterstützen diese Bemühungen zusätzlich, indem sie technische Innovationen beitragen und die Politikgestaltung beeinflussen, sodass Planungsentscheidungen auf soliden Daten basieren und mit den Best Practices in städtischen Energiesystemen im Einklang stehen.

Getrieben von räumlichen Einschränkungen und dem Ziel, vorhandene Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen, hat Iren frühzeitig Partnerschaften mit anderen Energieakteuren wie Engie geschlossen. Durch die Zusammenarbeit mit Engie wird die thermische Energie aus dem Heizkraftwerk Leinì über eine 6,4 km lange Fernwärmenetzverbindung in den Nordosten Turins geliefert, wodurch der Bau neuer Heizkraftwerke innerhalb der Stadt vermieden wird. Dies spiegelt ein neues Modell der regionalen Energiekooperation und der optimierten Landnutzung wider.

Die Umgestaltung des Fernwärmesystems in Turin ist eng mit der umfassenderen Elektrifizierung und Dekarbonisierung des gesamten städtischen Energiesystems verbunden. Durch die Integration von Wärmespeichersystemen und die Vorbereitung auf die Sektorkopplung verbessern sich die Flexibilität und Widerstandsfähigkeit des Energiesystems. Durch den koordinierten Einsatz von Solarthermie, Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung kann Turin seine Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern, ohne die Wärmeversorgung zu beeinträchtigen.

Die Stadt konnte bereits wertvolle Erfahrungen durch ihre Solarthermieanlagen der ersten Generation und Pilotprojekte zur Integration erneuerbarer Energien sammeln. So wird beispielsweise die 2022 in Betrieb genommene Solarthermieanlage im Südwesten Turins Betriebserfahrungen liefern, die in künftige Strategien zur Integration erneuerbarer Wärme einfließen werden.

9.5.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Turin

Der Ausbau der Fernwärme (District Heating, DH) in Italien steht vor erheblichen politischen und marktbezogenen Hürden, die ihr Wachstum trotz ihres Potenzials zur Dekarbonisierung urbaner Räume bremsen. Nationale und lokale Rahmenbedingungen haben bislang vor allem individuelle Heizlösungen – wie Wärmepumpen, moderne Gas- und Pelletkessel – gegenüber netzbasierten Ansätzen bevorzugt. Im Jahr 2023 gab es in Italien 434 Fernwärmenetze mit einer Gesamtlänge von rund 5.000 km, doch das Wachstum verlangsamte sich auf lediglich 2 % pro Jahr. Turin und Mailand verzeichneten zusammen nahezu 70 % der national neu installierten Leitungen, während die meisten anderen Netze nur in geringem Ausmaß ausgebaut wurden. Diese Stagnation spiegelt das Fehlen gezielter politischer Unterstützung und finanzieller Anreize wider: Obwohl im Rahmen des Nationalen Aufbau- und Resilienzplans (PNRR) 22,24 Mrd. € für Energieeffizienz und Gebäudesanierung vorgesehen sind, entfallen lediglich 0,2 Mrd. EUR auf effiziente Fernwärmesysteme [25]. Die wenigen verfügbaren Förderausschreibungen unterstützten nur eine



begrenzte Zahl von Projekten, von denen viele aufgrund fossiler KWK-Systeme die Umweltkriterien nicht erfüllen konnten. Darüber hinaus ist die Fernwärme in nationale Förderprogramme wie den Conto Termico und den Superbonus 110 % nur schwach integriert, die weiterhin individuelle Systeme begünstigen [25]. Der Sektor wartet noch auf neue Gesetzestexte, die den Anschluss an Fernwärmenetze in das Thermalkonto einbeziehen sollen. Zudem besteht im nationalen Kontext ein starker Fokus auf erneuerbare Energiegemeinschaften im Strombereich, wodurch thermische Netze in Energieplanung und Fördermechanismen weitgehend unberücksichtigt bleiben. Das Fehlen klarer, langfristiger regulatorischer und planerischer Rahmenbedingungen erschwert eine koordinierte Entwicklung. Insgesamt leidet der italienische Fernwärmesektor unter politischer Vernachlässigung, fragmentierter Governance und unzureichender finanzieller Unterstützung – Faktoren, die den Fortschritt hin zu einer kollektiven und effizienten urbanen Wärmewende deutlich verlangsamen.

Mit seinem integrierten Fernwärmesystem und seiner umfassenden Dekarbonisierungsstrategie bietet Turin relevante Erkenntnisse für Wien, insbesondere in den Bereichen städtische Energieversorgung, Infrastrukturoptimierung und mehrstufige Koordination. Obwohl Wien und Turin sich in Größe und Klima unterscheiden, stehen beide Städte vor der Herausforderung, alte Heizungssysteme in dicht bebauten Stadtgebieten auf kohlenstoffarme Energiequellen umzustellen sowie die Fernwärmeversorgung von einer bestehenden starken Dominanz von Erdgas KWK Anlagen aus zu dekarbonisieren.

Ein besonders übertragbares Element ist das Modell Turins für den Ausbau des Fernwärmenetzes sowie die Einbindung lokaler Interessengruppen. Die Stadt hat räumlich genau definierte DH-Ausbauzonen entwickelt, beginnend mit Gebieten mit hoher Bebauungsdichte wie dem Nordostkorridor. Iren veröffentlicht nicht nur klare Zeitpläne und erwartete Anschlusszahlen, sondern bindet auch frühzeitig die Gebäudeeigentümer in den Zielgebieten ein. Diese strukturierte Öffentlichkeitsarbeit erhöht die Planungssicherheit für die Eigentümer, sodass sie ihre Renovierungspläne abstimmen und Investitionen optimal koordinieren können.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Fernwärmestrategie Turins ist die systemweite Integration digitaler Technologien. In Zusammenarbeit mit der Ingenieurskammer der Provinz Turin hat Iren die erste Richtlinie zum Thema Fernwärme mit dem Titel „Thermoregulierung und individuelle Messung in an Fernwärmenetze angeschlossenen Systemen“ [26] veröffentlicht. Diese 2018 ins Leben gerufene Partnerschaft zielt darauf ab, das technische Wissen innerhalb des Sektors zu verbessern und die Interaktion zwischen dem Fernwärmenetz und Mehrfamilienhäusern zu stärken. Sie befasst sich insbesondere damit, wie bestehende Gebäudesysteme mit individuellen Wärmeregelungs- und Messtechnologien integriert werden können. Der Einsatz intelligenter Wärmezähler und digitaler Netzüberwachungsinstrumente ermöglicht eine genauere Verfolgung des Energieverbrauchs, unterstützt das Nachfragemanagement und erleichtert die frühzeitige Erkennung von Abweichungen. Diese Innovationen tragen zu einer effizienteren Energieverteilung, reduzierten Spitzenlasten und größerer Transparenz bei und verbessern letztlich die Kundenzufriedenheit und die Reaktionsfähigkeit des Systems.

Turin verdeutlicht auch den Wert regional koordinierter Energiepartnerschaften. Die Vereinbarung mit Engie über die Lieferung von Wärme aus einem Heizkraftwerk in Leini (außerhalb der Stadtgrenze) an das Fernwärmenetz von Turin ist ein Beispiel für eine effektive Zusammenarbeit der Städte im Bereich der Energieinfrastruktur, insbesondere da sie eine stärkere Integration der Geothermie vorsieht. In Bezug auf Wien können regionale Partnerschaften in Bezug auf die Nutzung geothermischer Potenziale künftig von ähnlicher Bedeutung sein.



Auf der Versorgungsseite liegt Turins Fokus aktuell auf der Integration von Wärmespeichern und der Optimierung bestehender KWK-Anlagen anstelle des Baus neuer Anlagen. Darüber hinaus liefert Turin Beispiele im Bereich Solarthermie und Abwärmerückgewinnung, wenn auch in kleinerem Maßstab.

Schließlich stehen beide Städte vor ähnlichen Kompromissen, wenn es darum geht, zentralisierte Systeme mit dezentralen Lösungen wie Wärmepumpen in Einklang zu bringen. Turins Szenario-Modellierung, bei der bewertet wird, wann Fernwärme gegenüber dezentralen Wärmepumpen rentabler ist, bietet einen Rahmen, den Wien übernehmen könnte, insbesondere in gemischt genutzten oder denkmalgeschützten Gebieten, in denen Fernwärmeanschlüsse aufgrund technischer oder architektonischer Einschränkungen nur begrenzt möglich sind.

Literaturverzeichnis

- [1] Hotmaps consortium, “Hotmaps - Toolbox 2025.” Accessed: Nov. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.hotmaps.eu/map>
- [2] Eurostat, “Cooling and heating degree days by NUTS 3 region - annual data.” Accessed: Nov. 19, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chddr2_a/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_chdd
- [3] IREN, “The Iren DH Network.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/en/our-services/district-heating/our-network.html>
- [4] ISTAT, “All municipalities by age .” Accessed: Nov. 19, 2025. [Online]. Available: https://esploradati.istat.it/databrowser/#/en/dw/categories/IT1,POP,1.0/POP_POPULATION/DCIS_POPRES1/IT1,22_289_DF_DCIS_POPRES1_24,1.0
- [5] EUROSTAT, “Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region.” Accessed: Nov. 19, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295
- [6] Citta di Tornio, “Turin Action Plan for Energy - 2nd Monitoring Report,” 2017. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://eu-mayors.ec.europa.eu/en/signatory/11840#actionPlansAndProgress>
- [7] Citta di Torino, “Climate Resilience Plan 2030.” [Online]. Available: www.comune.torino.it/ambiente
- [8] Citta Di Torino, “Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile e il Clima”.
- [9] EU Commission, “Superbonus - Strengthening of the Ecobonus and Sismabonus for energy efficiency and building safety.” Accessed: Aug. 18, 2025. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/projects/superbonus-strengthening-ecobonus-and-sismabonus-energy-efficiency-and-building-safety_en
- [10] E. Guelpa, G. Mutani, V. Todeschi, and V. Verda, “A feasibility study on the potential expansion of the district heating network of Turin,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2017, pp. 847–852. doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.446.
- [11] L. Teso, T. Dalla Mora, F. Peron, and P. Romagnoni, “District Heating City of Turin (Italy),” 2019. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: https://annex75.iea-ebc.org/Data/publications/Annex75_STC_WPC1_Turin_Italy.pdf
- [12] M. Ravina, D. Panepinto, and M. Zanetti, “District heating networks: an inter-comparison of environmental indicators,” *Environmental Science and Pollution Research*, 2021, doi: 10.1007/s11356-020-08734-z.
- [13] P. PIEMONTE, “Piemonte Energy Report - Deliverable D.T2.2.1,” Oct. 2019.
- [14] E. Guelpa, “Impact of thermal masses on the peak load in district heating systems,” *Energy*, vol. 214, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.118849.
- [15] TRM, “The waste to energy plant numbers.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://trm.to.it/en/waste-to-energy-plant/the-plant-in-numbers.html>
- [16] IREN, “Primary energy district heating conversion factors validation,” Aug. 2021. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/en/our-services/district-heating/our-network.html>

- 
- [17] RES DHC, “Solar heat storage system in Turin advances Iren’s decarbonisation strategy.” Accessed: May 09, 2025. [Online]. Available: <https://www.res-dhc.com/en/2022/04/18/solar-heat-storage-system-in-turin-advances-irens-decarbonisation-strategy/>
- [18] S. De Nigris and S. Fraire, “4.2 REPORT-ENERGY SUPPLY ANALYSIS IN THE PROVINCE OF TORINO,” 2013.
- [19] Iren Energia, “Business Plan 2021-2030.” Accessed: May 09, 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/en/media/press-release/2021/business-plan-2021-2030--12-7-billion-euros-in-investments-will-.html>
- [20] “District heating tariffs.” Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/content/dam/iren/documents/en/sustainability/report-2023/District%2520heating.pdf>
- [21] “The Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente-ARERA).” Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: https://www.arera.it/fileadmin/EN/Structure_and_role/20x20_webENG.pdf
- [22] Iren, “District Heating.” Accessed: Aug. 18, 2025. [Online]. Available: <https://gruppoiren.it/en/our-services/district-heating.html>
- [23] “Italy - Value-added tax (VAT).” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://taxsummaries.pwc.com/italy/corporate/other-taxes>
- [24] J. Rosenow, S. Thomas, D. Gibb, R. Baetens, A. De Brouwer, and J. Cornillie, “Levelling the playing field: Aligning heating energy taxes and levies in Europe with climate goals.” Accessed: Nov. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/Taxes-and-levies-final-2022-july-18.pdf>
- [25] Euro Heat, “Outlook 2025, Italy.” Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/member-area/outlook-2025/italy>
- [26] “The Iren DH network.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/en/our-services/district-heating/our-network.html>

Stockholm





9.6 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Stockholm

9.6.1 Stadtprofil Stockholm

Stockholm ist die Hauptstadt und bevölkerungsreichste Stadt Schwedens und damit das kulturelle, politische und wirtschaftliche Zentrum des Landes. Im Jahr 2023 betrug die geschätzte Einwohnerzahl der Gemeinde Stockholm über 990.000 Einwohner*innen ($5.291/\text{km}^2$) [1], während im Großraum Stockholm schätzungsweise über 2,45 Millionen Menschen ($377/\text{km}^2$) lebten [2]. Die Region Stockholm gehört zu den Top 10 Regionen Europas gemessen am BIP pro Kopf und macht allein etwa ein Drittel der Wirtschaftsleistung des Landes aus [3]. Die Stadt ist bekannt für ihr langjähriges Engagement für Nachhaltigkeit und Umweltschutz: Sie ist eine der saubersten Hauptstädte der Welt und wurde 2010 als erste Stadt von der Europäischen Kommission mit dem European Green Capital Award ausgezeichnet.

Die Stadt liegt an der Schnittstelle zwischen dem Mälarsee und der Ostsee und zeichnet sich durch ein feuchtes Kontinentalklima aus [4]. Die Stadt hat ausgeprägte Jahreszeiten mit milden Sommern und Wintern. Die durchschnittliche Jahrestemperatur beträgt $7,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Januar als kältester Monat mit $-1,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ durchschnittlich). Im Juli (wärmster Monat) beträgt die Durchschnittstemperatur $18,0\text{ }^{\circ}\text{C}$, was zusammen 3.754 Heizgradtage (HDD) und 3,7 Kühlgradtage (CDD) ergibt (Eurostat, Durchschnitt 2015–2024). Die Stadt erhält beträchtliche Niederschlagsmengen (619 mm jährlich) [5].

Der geschätzte jährliche Wärmebedarf der Stadt Stockholm belief sich im Jahr 2022 auf 10,3 TWh [6]. Dieser Wärmebedarf wird überwiegend durch ein ausgedehntes Fernwärmenetz gedeckt. Im Jahr 2023 gab Stockholm Exergi (der wichtigste Energieversorger der Stadt und Betreiber des Fernwärmenetzes) an, 8,14 TWh Wärme an über 800 000 Kund*innen in etwa 12 000 Gebäuden auf einer Fläche von 73,5 Millionen Quadratmetern geliefert zu haben - was einer Marktdurchdringung von etwa 80 % entspricht. Basierend auf dem Bericht von Stockholm Exergi entspricht dies einer Fernwärmeabdeckung von etwa 90 % [7].

Das Fernwärmenetz Stockholms wird zu 98 % mit erneuerbarer oder recycelter Energie versorgt und erreicht im Jahr 2023 einen Emissionsfaktor von $44\text{ g CO}_2\text{-Äquivalent pro kWh}$ gelieferter Wärme [7]. Neben dem Fernwärmenetz werden in der Gemeinde Stockholm mehrere geothermische Anlagen betrieben [8].

Eine Zusammenfassung der wichtigsten Indikatoren zum Profil der Stadt Stockholm und ihrer Energieversorgung findet sich in Tabelle 29.

Tabelle 29: Wichtige Indikatoren im Zusammenhang mit dem Profil von Stockholm

Bevölkerungszahl (2023) [1]	990.390
Fläche [km ²]	187.2
Heizgradtage [Kd/a]	3.754
Wärmebedarf [GWh/a]	10.298
Fernwärmedurchdringung	~80 %
Anschlussrate Fernwärme	~90 %
Emissionsfaktor Fernwärme (2023) [gCO _{2(eq)} /kWh]	44
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020) [EUR] [9]	58.300 (2023)
Netztemperatur Vorlauf	120 °C

9.6.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Stockholm

Die Stadt Stockholm gilt als Vorreiterin der Dekarbonisierung. Die Stadt hat hohe Ambitionen und strebt nicht nur eine Verringerung der Treibhausgasemissionen innerhalb der Stadtgrenzen an, sondern auch eine Reduzierung des durch den Konsum verursachten ökologischen Fußabdrucks. Im Umweltprogramm 2030 wurden die Klimaziele der Stadt festgehalten. Der Klimaschutzplan 2030 ist ein Strategiepapier für die gesamte Organisation der Stadt Stockholm, das konkretisiert, wie die klimabezogenen Ziele des Umweltprogramms erreicht werden können. Der Klimaschutzplan wurde im Dezember 2024 vom Stadtrat offiziell verabschiedet. In den folgenden Abschnitten werden die Eckpunkte des Klimaschutzplans 2030 [10] zusammengefasst.

Die Dekarbonisierungsstrategie Stockholms gliedert sich in **fünf zentrale Übergangsbereiche** und entsprechende Ziele:

1. Gerechte und inklusive Klimawende

- Priorisierung sozialer Gerechtigkeit und schutzbedürftiger Gruppen.
- Aktive Einbindung der Bürger in Entscheidungsprozesse und Klimawandelanpassungsmaßnahmen.

2. Klimapositives Energiesystem

- Ausbau erneuerbarer Energien, Förderung der Energieeffizienz und Integration von Anlagen, die negative CO₂-Emissionen erzeugen, um bis 2030 klimaneutral zu werden.
- Vollständiger Ausstieg aus fossilen Brennstoffen bis 2040.

3. Nachhaltiger, fossilfreier Verkehr

- Reduktion der Emissionen um 80 % bis 2030 (Referenzjahr 2010).
- Elektrifizierung des öffentlichen und privaten Verkehrs, Ausbau der Fahrradinfrastruktur und der nachhaltigen urbanen Mobilität.

4. Kreislaufwirtschaft und nachhaltige Stadtentwicklung

- Bau von 140.000 neuen Wohnungen bis 2035 im Einklang mit den Prinzipien der Nachhaltigkeit.
- Priorisierung von Wiederverwendung und Kreislaufwirtschaft zur Minimierung von Müll und CO₂-Fußabdruck.

5. Klimafreundlicher Konsum

- Reduktion der konsumbasierten Emissionen um die Hälfte bis 2030 (Referenzjahr 2019) mit einem starken Fokus auf nachhaltige öffentliche Beschaffung.

Zu den wichtigsten Maßnahmen und Innovationen zur Erreichung der genannten Ziele gehören:

1. Projekt zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung aus Bioenergie (BECCS)

- Siehe Abschnitt „Leuchtturmprojekte und Initiativen zur Dekarbonisierung der Fernwärme“.

2. Offene Fernwärme

- Siehe Abschnitt „Governance und Regulierung“

3. Initiativen zu Energieeffizienz

- Reduzierung des Energieverbrauchs durch intelligente Messsysteme und Effizienzsteigerungen.
- Einführung von Niedertemperatur-Fernwärme zur Optimierung der Effizienz und Reduzierung von Verlusten.

4. Intelligentes Verkehrsnetz

- Einführung von Umweltzonen und Elektrifizierung des öffentlichen Nah- und Güterverkehrs.
- Ziel ist es, dass bis 2030 80 % der Personenkraftwagen elektrisch betrieben werden.

5. Abfallwirtschaft und Recycling

- Fortschrittliche Abfallsortierung und -verwertung, einschließlich Kohlenstoffabscheidung aus der Verbrennung.
- Ziel ist es, fossile Kunststoffe bis 2040 aus der Müllverbrennung zu verbannen.

Die projizierte Entwicklung des Emissionsbudgets von Stockholm bei Erreichung der genannten Meilensteine wird in Abbildung 68 dargestellt.

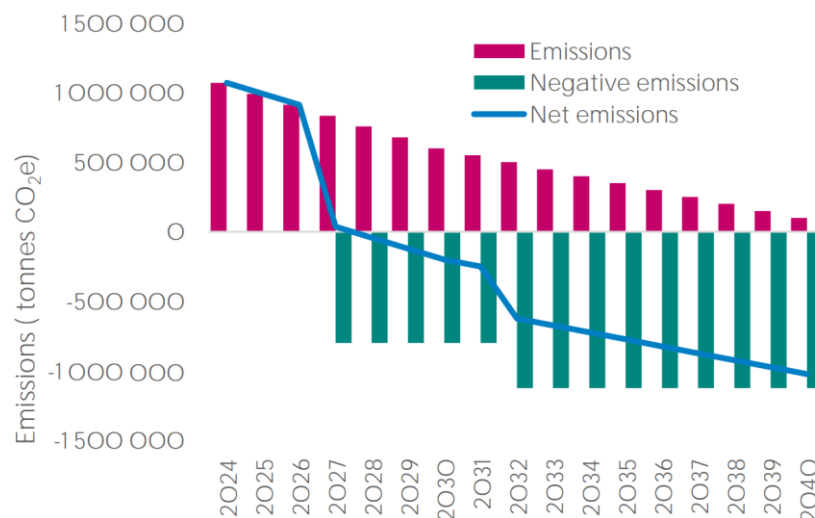


Abbildung 68: Emissionsbudget von Stockholm 2024-2040 [10]

9.6.3 Fernwärmenetz Stockholm – aktueller Stand

Das Fernwärme- und Fernkältenetz von Stockholm ist eines der größten und am weitesten entwickelten in Europa. Die Entwicklung des Fernwärmenetzes hat in den 1950er Jahren begonnen. Es hat seither zu einer erheblichen Verringerung der Belastung der Luft durch Ruß, Schwefel und Stickoxide geführt [11]. Das Wärmeverteilungsnetz umfasst über 2.900 km Rohrleitungen und nutzt zu 98 % erneuerbare oder rückgewonnene Energie. Das Fernwärmenetz nutzt mehrere innovative Energiequellen, darunter überschüssige Wärme aus Rechenzentren und Abwärme. Darüber hinaus umfasst das System das weltweit größte Fernkältenetz mit einer Länge von 250 km Rohrleitungen. Insgesamt haben etwa 30 Erzeugungsanlagen eine Kapazität von 3.700 MW Wärme, 700 MW Strom und 370 MW Kälte [12].

Das Fernwärme- und Fernkältesystem besteht aus zwei separaten Wärmenetzen, dem nordwestlichen und dem südlichen Stadtnetz, sowie sieben separaten Kältenetzen (Abbildung 69). Das Netz weist Wärmeverluste von 12 % auf [13], während die durchschnittliche jährliche Ausfallzeit des Systems bei 70 Minuten liegt [7].

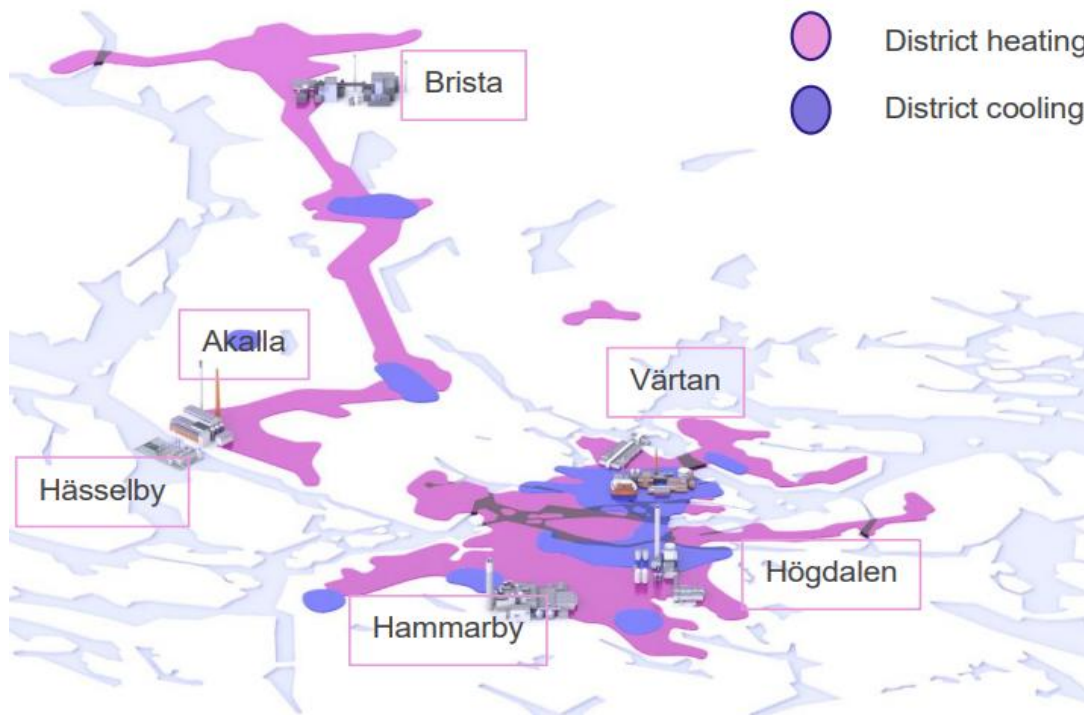


Abbildung 69: Räumliche Darstellung von Fernwärme- und Fernkältenetzen in Stockholm [12]

Der Ausbau des Fernwärmenetzes in Stockholm sowie dessen Brennstoffmix sind in erster Linie auf die geografische Lage und auf politische Maßnahmen zurückzuführen. Schweden verfügt über keine natürlichen Öl- und Gasvorkommen und nur über eine sehr begrenzte Anbindung an das Erdgasnetz, hat jedoch weitläufige und hochproduktive Wälder. Die Verfügbarkeit von günstiger Biomasse als Brennstoff und das Fehlen nationaler fossiler Brennstoffreserven waren die entscheidenden Faktoren, die den Ausbau von Biomasse-Fernwärmesystemen begünstigten.

Die schwedische Zellstoff- und Papierindustrie erzeugt große Mengen an Nebenprodukten, die zuvor ungenutzt blieben. Die Einführung von Biomasse in die Fernwärmeversorgung schuf einen neuen Markt für forstwirtschaftliche Abfälle und bot eine Chance für wirtschaftliches Wachstum [14]. Darüber hinaus bot das allgemeine Verbot der Deponierung von brennbaren und organischen Abfällen, das 2002 und 2005 eingeführt wurde, einen starken Anreiz für Unternehmen, innovative und kostengünstige Technologien zur Müllverbrennung zu entwickeln.



Derzeit recycelt oder verbrennt Schweden 99 % seiner eigenen Abfälle und importiert weitere Abfälle aus Nachbarländern, die 7 % der gesamten in der Fernwärmeversorgung verwendeten Brennstoffe ausmachen [14] (27 % in Stockholm [7]). Ebenso profitiert Schweden seit jeher von niedrigen Strompreisen, die durch Wasserkraft- und Kernkraftwerke begünstigt werden (im Jahr 2024 wurden 30,3 % des Stroms in Kernkraftwerken, 40,3 % in Wasserkraftwerken, 24,5 % in Windparks, 3,6 % in Biomassekraftwerken und 1,3 % aus Solarenergie erzeugt [15]).

Seit der Schließung des letzten Kohlekraftwerks in Stockholm im Jahr 2020 wird das Fernwärmenetz der Stadt fast ausschließlich mit erneuerbaren oder recycelten Energien betrieben. Nur 2 % der Energie der Stadt stammen aus fossilen Brennstoffen, nämlich aus fossilen Ölen, die in strengen Wintern zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden. Stockholm Exergi betreibt große mit Biomasse befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Müllverbrennungsanlagen und Wärmepumpenanlagen. Darüber hinaus bezieht Stockholm Exergi im Rahmen der Initiative „Open District Heating“ (ODH) überschüssige Wärme aus Rechenzentren und speist sie direkt in sein Netz ein. Der Brennstoffmix des Fernwärmenetzes von Stockholm setzt sich zusammen aus [7]:

- 37 % feste Biomasse und Bioöle, die überwiegend aus der Forstwirtschaft des Landes stammen,
- 27 % Abfälle aus Haushalten und Industrie,
- 19 % Abwärme aus kommunalen Kläranlagen, Rechenzentren und anderen Quellen,
- 15 % erneuerbarer Strom,
- 2 % Heizöl.

Erwähnenswert ist, dass auch Geothermie einen wesentlichen Teil des Energiemixes von Stockholm (und Schweden) ausmacht, jedoch noch nicht in das zentrale Fernwärmenetz integriert ist, sondern eher in lokalen Anlagen genutzt wird.

Stockholm Exergi betreibt fünf große Produktionsanlagen: das Werk Brista, das Werk Hässelby, das Werk Värtan, das Werk Hammarby und das Werk Högdalen.

Das Kraft-Wärme-Kopplungswerk (KWK) Värtan, auch bekannt als KVV8, ist eine der weltweit größten städtischen Biomasse-KWK-Anlagen. Es wurde 2016 in Betrieb genommen und verfügt über eine Produktionskapazität von 280 MW Wärme und 130 MW Strom [16]. Im Jahr 2023 produzierte das Werk 2.783 GWh Wärme und 372 GWh Strom [7]. Die Anlage nutzt eine zirkulierende Wirbelschichtverbrennung (CFB) und verfügt über eine Rauchgaskondensation. Der Hauptbrennstoff der Anlage besteht aus Reststoffen der Forstwirtschaft wie Hackschnitzeln, Ästen und Baumkronen. Das erste große Kohlekraftwerk im Hafen von Värtan wurde 1969 an das Fernwärmenetz angeschlossen. Zwischen 1989 und 2020 war ihr kohlebefeuerter Nachfolger, KVV6, die wichtigste Energieerzeugungsanlage Stockholms. Angesichts der Stilllegung von KVV6 und der damit verbundenen vollständigen Abschaffung der Kohlenutzung im Jahr 2020 hat die Inbetriebnahme des Kraftwerks (KVV8) die CO₂-Emissionen der Stadt um 126 kt-CO₂/a gesenkt (650 kTPA einschließlich der Auswirkungen der Stromerzeugung) [17]. Darüber hinaus verfügt Värtan CHP über einen eigenen Hafen, sodass die in der Anlage verwendete Biomasse größtenteils per Bahn oder Schiff angeliefert werden kann.

Das **Heizkraftwerk Brista** im Norden von Stockholm besteht aus zwei Anlagen – Brista 1 und Brista 2. **Brista 1** ist ein 1997 in Betrieb genommenes Biomasse-Heizkraftwerk mit einer Produktionskapazität von 42 MW Strom und 108 MW Wärme (30 MW Wärme aus Rauchgaskondensation). **Brista 2**, das 2013 in Betrieb genommen wurde, ist eine Müllverbrennungsanlage mit einer Produktionskapazität von 20 MW Strom und 60 MW Wärme (12 MW Wärme aus Rauchgaskondensation) und einem jährlichen Verbrauch von 240.000

Tonnen brennbaren Abfällen (was der kommunalen Müllproduktion der Stadt Stockholm entspricht) [18]. In Zusammenarbeit mit SÖRAB hat Stockholm Exergi eine automatisierte Sortieranlage neben dem Werk in Brista errichtet. Seit 2021 in Betrieb, trennt sie täglich etwa 30 Tonnen Kunststoff und 10 Tonnen Metall aus den angelieferten Abfällen und leitet diese Materialien vom Verbrennen zum Recycling weiter [19]. Im Jahr 2023 produzierten die beiden Brista-Anlagen insgesamt 954 GWh Wärme und 200 GWh Strom [7].

Das **Heizkraftwerk Hässelby** ist das älteste Kraftwerk in Stockholm und wurde ursprünglich für die Verwendung von Öl und Kohle konzipiert. Es wurde 1959 an das Fernwärmenetz angeschlossen und nutzt derzeit Holzpellets und Bioöl als primäre Energiequelle, wobei es 185 MW Wärme und 58 MW Strom liefert [20]. Seit 2004 ist es mit dem Heizkraftwerk Brista verbunden. Im Jahr 2023 produzierte das Heizkraftwerk Hässelby 334 GWh Wärme und 75 GWh Strom [7]. Aufgrund der veralteten Technik wurde beschlossen, die Produktion im Heizkraftwerk Hässelby einzustellen und das Gelände in ein Wohngebiet umzuwandeln (Abbildung 70). Der Bau eines neuen modernen Heizkraftwerks in Lövsta, das Biomasse und Brennstoff aus Müll nutzt, war ursprünglich geplant [21]. Allerdings wurde dem Werk kürzlich die Baugenehmigung verweigert [22], sodass die Zukunft der Heizkraftwerke Hässelby und Lövsta ungewiss ist.



Abbildung 70: Aktueller Zustand (links) und geplante Entwicklung (rechts) im Gebiet Hässelby [21]

Das **Heizkraftwerk Högdalen** wurde 1970 in Betrieb genommen. Ursprünglich ausschließlich als Müllverbrennungsanlage konzipiert, wurde die Anlage 1979 zu einem Heizkraftwerk umgerüstet und an das Fernwärmenetz angeschlossen. Seit 2007 ist die Anlage an das gemeinsame Stadt-Süd-Netz angeschlossen. Die Anlage besteht aus mehreren Kesseln zur Verbrennung von Siedlungs- und Industrieabfällen, einem elektrischen Spitzenlastkessel und Ölkesseln, die für Bioöle umgerüstet wurden. Die beiden Dampfturbinen des Kraftwerks Högdalen erzeugen zusammen etwa 71 MW Strom, während die thermische Leistung der Anlage bei etwa 54 MW liegt [23]. Im Jahre 2023 produzierte die Anlage 1.633 GWh Wärme und 217 GWh Strom und leistete damit einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeversorgung und zur Verarbeitung nicht recycelbarer Abfälle in Stockholm [7].

Die **Anlage in Hammarby** ist die weltweit größte Wärmepumpenanlage, die Wärme aus behandeltem Abwasser aus der Kläranlage Henriksdal gewinnt. Die erzeugte Wärme wird in das südliche Netz des Fernwärmesystems von Stockholm eingespeist. Gleichzeitig entsteht bei diesem Prozess kaltes Wasser, das im Fernkältenetz verwendet wird [24]. Die Anlage in Hammarby besteht aus sieben Wärmepumpen (insgesamt 225 MW), einem Fernkältesystem (23 MW), zwei Elektroboilern (80 MW) und zwei mit Bioöl befeuerten Kesseln (200 MW). Die Wärmepumpen dienen der Grundlastabdeckung im Fernwärmenetz. Die anderen Einheiten kommen zum Einsatz, wenn der Wärmebedarf hoch ist. Vier der Wärmepumpen wurden bereits 1986 installiert, eine weitere 1991 und zwei weitere 1997. Die Einbindung des Kraftwerks Hammarby in das Fernkältenetz wurde 1998 beschlossen. Derzeit sind zwei der Wärmepumpen

nachgerüstet und können im Sommer im Kühlmodus betrieben werden [25]. Alle Wärmepumpen verwenden R134a als Kältemittel (jeweils ca. 23 Tonnen) und sorgen für einen Temperaturhub von 7–22 °C auf 70–80 °C (je nach Jahreszeit). Die Anlage beinhaltet außerdem zwei Warmwasserspeicher mit einer Kapazität von jeweils 2.400 m³, die tägliche Schwankungen ausgleichen. Seit der Inbetriebnahme der Anlage in Hammarby im Jahr 1986 sind die Schwefeloxid- und Staubemissionen in der Luft über dem Stadtteil Södermalm um zwei Drittel zurückgegangen. Dies ist zum großen Teil darauf zurückzuführen, dass viele Immobilienbesitzer von Einzelheizungen auf Fernwärme umgestellt haben [26]. Im Jahr 2023 lieferte das Werk 1.452 GWh Wärme. Eine Übersicht über die wichtigsten Produktionsanlagen in Stockholm findet sich in Tabelle 30.

Tabelle 30: Zusammenfassung der primären Energieerzeugungsanlagen

Standort	Errichtung	Letzte Investition	Installierte Kapazität		Energieerzeugung (2023)		Brennstoff	Technologie
			Wärme [MW]	Strom [MW]	Wärme [GWh]	Strom [GWh]		
Brista	1997	2013	168	62	954	200	Müll, Biomasse	Dampfkessel Automatische Müllsortieranlage
Hässelby	1959	N/A	185	58	334	75	Pellets	Dampfkessel
Värtan	1903	2016	280	130	2,783	372	Biomasse Bioöl Heizöl	Zirkulierende Wirbelschicht Dampf- und Heißwasserkessel
Hammarby	1986	1998	505	N/A	1452	N/A	Bioöl Strom	Hochtemperatur-Großwärmepumpen Elektroboiler und Bioöl-Heizkessel Warmwasserspeicher
Högdalen	1970	2020	54	71	1,633	217	Müll Wiederverwertetes Holz Bioöl	Dampfkessel Elektrokessel und Bioölkessel Warmwasserspeicher
Open District Heating und Datenzentren	2014 und 2017	N/A	N/A	N/A	117	N/A	Strom	Abwärme von Datenzentren

Überregionales Verbundnetz: Zusätzlich zu den oben genannten Punkten ist das Fernwärmenetz von Stockholm mit den Fernwärmesystemen der Städte Solna und Södertälje verbunden, wodurch eines der weltweit größten und komplexesten Fernwärmenetze entsteht. Das gemeinsame System besteht aus fast 100 Anlagen, die Wärme und Strom produzieren und den gesamten Großraum Stockholm versorgen. In diesem optimierten Modell können die kooperierenden Fernwärmebetreiber Stockholm Exergi, Söderenergi und Norrenergi Wärme kaufen und verkaufen. So berichtet beispielsweise Söderenergi, dass ein Drittel seiner gesamten



Fernwärmeproduktion an diese Partner exportiert wird. Dies sorgt für mehr Flexibilität, insbesondere während Wartungsstillständen, und reduziert die Notwendigkeit, Spitzenlastkessel häufig anzufahren. Es ermöglicht eine maximale Auslastung der kostengünstigsten Wärmequellen und verlängert die Lebensdauer der jeweiligen Anlagen [27], [28].

9.6.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Stockholm

Die langfristige Strategie Stockholms zur Dekarbonisierung der Fernwärme basiert vor allem auf drei Konzepten:

- Steigerung der Systemeffizienz und damit Reduktion des Energieverbrauchs durch den Betrieb eines Fernwärme- und Fernkältenetzes der nächsten Generation unter Einsatz intelligenter Messsysteme und netzweiter Optimierung,
- Maximierung der Abwärmenutzung durch die Einbindung Dritter – insbesondere Rechenzentren – sowie
- Groß angelegte CO₂-Abscheidung und -Speicherung aus Bioenergie (BECSS).

9.6.4.1 Leuchtturmprojekte und Initiativen zur Dekarbonisierung der Fernwärme

Stockholm Exergi betreibt und erweitert sein Fernwärme- und Fernkältenetz der nächsten Generation (next generation district heating and cooling NGDHC), das aus mehreren miteinander verbundenen Konzepten besteht:

- Betrieb hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als primäre Wärmeerzeugungsanlagen
- Betrieb von Niedertemperatur-Wärmenetzen
- Umfassende Digitalisierung – intelligente Messgeräte, digitales Managementsystem, datengestützte Optimierung

Das Konzept des Fernwärme- und Fernkältenetzes der nächsten Generation in Stockholm wird in Abbildung 71 dargestellt. Eine Schlüsselkomponente des NGDHC ist der sogenannte Kollektor – eine dritte Leitung im Fernwärmenetz, die den Energieverbrauch durch Wärmeumverteilung optimiert (Abbildung 72). Mit Hilfe des Kollektors und der Digitalisierung können die Energieflüsse gesteuert und die räumliche Verteilung von Wärme und Kälte optimiert werden [29]. Darüber hinaus verringert der Niedertemperaturbetrieb des Fernwärmenetzes die Gesamtwärmeverluste im System – im Jahr 2021 wurden Verluste von 12 % ausgewiesen [13]. Stockholm Exergi dokumentiert das Konzept ausführlich [30].

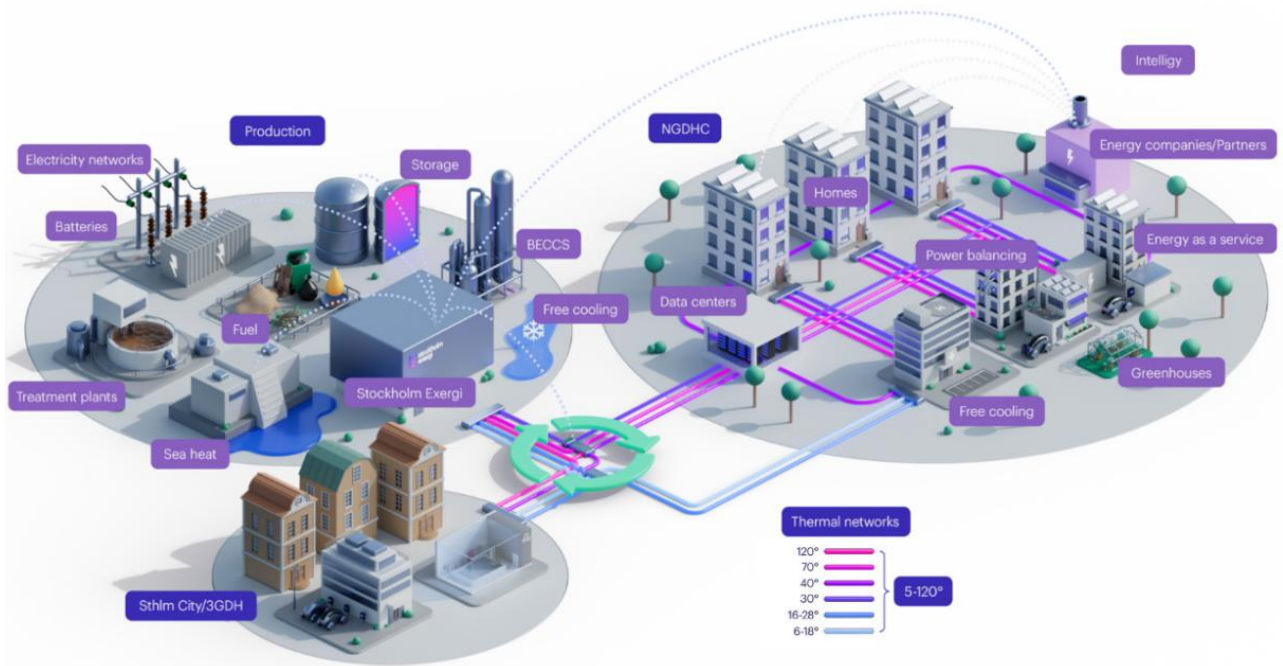


Abbildung 71: NGDHC – Fernwärme- und Fernkühlsysteme der nächsten Generation

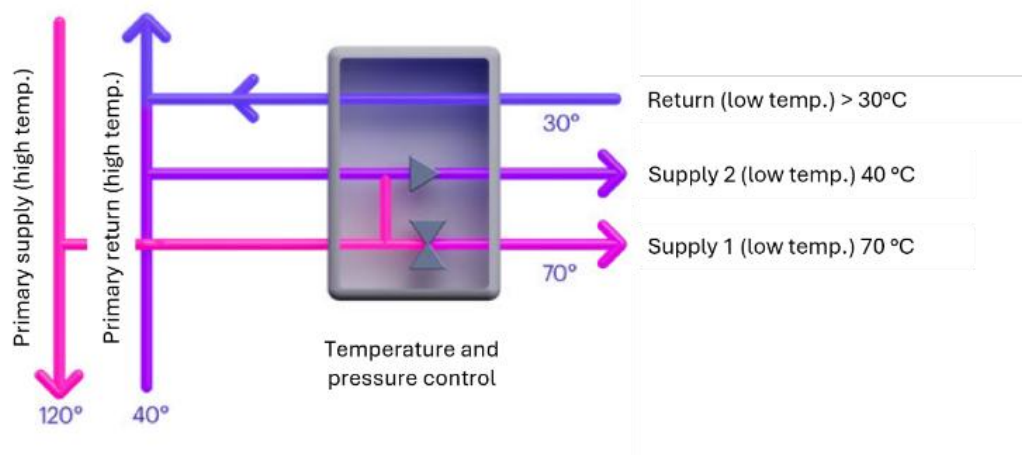


Abbildung 72: Auslegungstemperaturen des NGDHC

Für den Aufbau eines intelligenten Fernwärme- und Fernkältenetzes hat Stockholm Exergi im Jahr 2017 **Intelligy Solutions** entwickelt und implementiert [31]. Intelligy Solutions ist eine proprietäre und patentierte Cloud-Plattform zur Steuerung von Fernwärme- und Fernkältenetzen, deren IoT-basierte Hardware in Fernwärmeübergabestationen installiert ist. Insgesamt sind in Stockholm über 10.000 Gebäude angeschlossen, was dies zur größten Implementierung einer Leistungssteuerung für Fernwärme- und Fernkältenetze macht. Das System ist in der Lage, netzwerkweite Optimierungen, Leistungsausgleich (Peak-Shaving), Betriebsüberwachung sowie Echtzeit-Datenerfassung (zur Rationalisierung des Abrechnungsprozesses) durchzuführen. Die gesamte Systemlösung ist industrialisiert, für groß angelegte Implementierungen ausgelegt und wird anderen Fernwärmeunternehmen auch als Dienstleistung angeboten.

Eine weitere Besonderheit des Fernwärmesystems in Stockholm ist die Nutzung von **Abwärme** aus Rechenzentren. Derzeit (2023) werden etwa 1,4 % (117 GWh/a) der Wärme auf diese Weise bereitgestellt [7]. Stockholm Exergi geht davon aus, dass künftig 10 % des Heizbedarfs der Stadt mit zurückgewonnener Wärme aus Rechenzentren gedeckt werden können [26]. In diesem

Zusammenhang wurde 2017 in Zusammenarbeit mit den Infrastrukturunternehmen Fortum Wärme (heute Stockholm Exergi), Ellevio und Stokab die Initiative **Stockholm Data Parks** [32] ins Leben gerufen. Der erste Standort im Vorort Kista mit einer Kapazität von 10 MW ermöglicht es Betreibern von Rechenzentren, ihre Abwärme an das Fernwärmenetz zu verkaufen und Kühlung als Dienstleistung zu beziehen. Darüber hinaus wurden 2017 Steuersenkungen für Betreiber von Rechenzentren eingeführt, wodurch der Strompreis auf weniger als 0,04 Euro pro kWh (2017) sank und damit zum günstigsten in Europa wurde [33]. Im Jahr 2019 wurde in einem Vorort von Brista ein neues Greenfield-Projekt mit einer Kapazität von 20 MW und einer Fläche von über 220.000 m² gestartet. Die Kapazität des Standorts wurde 2022 auf 30 MW erhöht. Bis 2030 soll die Kapazität des Standorts weiter auf 100 MW ausgebaut werden, wobei zusätzliche 400.000 m² Fläche hinzukommen können [34]. Es handelt sich um ein für Rechenzentren vorgesehenes Gelände. Dieser Standort ist für die Nutzung von Abwärme vorbereitet (errichtet in Zusammenarbeit mit Stockholm Exergi).

Darüber hinaus betreibt Stockholm Exergi seit 2019 eine kleine Pilotanlage zur **Kohlenstoffabscheidung und -speicherung aus Bioenergie (BECCS)**. Im März 2025 gab Stockholm Exergi die endgültige Investitionsentscheidung zum Bau der weltweit größten BECCS-Anlage bekannt, die am Standort Stockholm Exergi KVV8 (Värtan-Anlage – weltweit größte Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage) entstehen und 2028 in Betrieb gehen soll [35] (Abbildung 73). Durch die Abscheidung der biogenen Kohlendioxidemissionen der Anlage soll das Projekt jährlich 800.000 Tonnen negative Kohlendioxidemissionen erzielen – das entspricht den jährlichen Emissionen des Straßenverkehrs in der Stadt Stockholm. Das Projekt wurde mit umfangreichen staatlichen Mitteln (20 Milliarden SEK / 1,8 Milliarden EUR) und EU-Fördermitteln (180 Millionen EUR) unterstützt und hat bereits erhebliche Einnahmen in Form von Emissionsgutschriften (Emissionszertifikate) erzielt [36]. Wichtige Informationen zum BECCS-Projekt in Stockholm sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31: Details on Stockholm Exergi BECCS

Standort	Värtan energy port, Stockholm
Kapazität	800.000 t/a
Betriebsbeginn	2028
Technologie	
CO₂ Abscheidung	Capsol Technologies: CapsolEoP® (End-of-Pipe) – Kohlenstoffabscheidungssystem auf Kaliumcarbonatbasis
CO₂ Speicher	Northern Lights: Seetransport und Speicherung von flüssigem CO ₂ in geologischen Formationen unter der Nordsee
Förderung	
Swedish Energy Agency	1,8 Mrd. EUR durch Reverse Auction, ausgezahlt über 15 Jahre
EU-Innovation Fund	180 Mio. EUR Unterstützung für die Projektentwicklung
European Investment Bank	260 Mio. EUR Darlehen zur Finanzierung des Baus
Nordic Investment Bank	176 Mio. EUR Darlehen zur Finanzierung des Baus

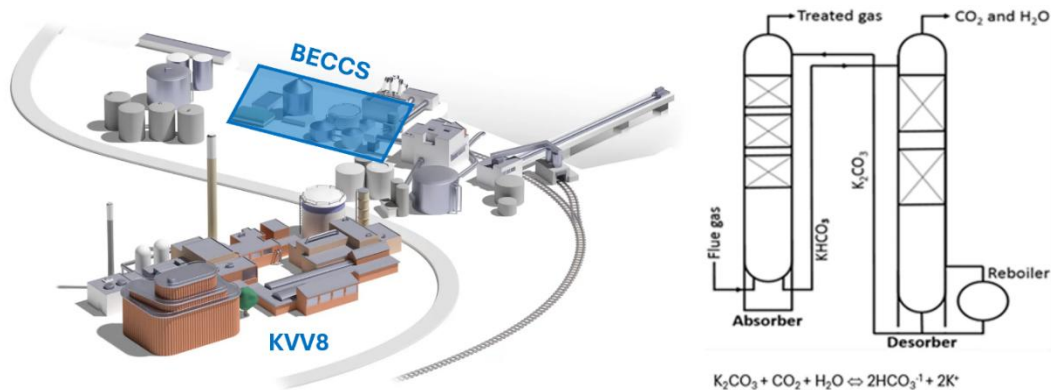


Abbildung 73: Värtan Energy Port mit KVV8 geplanten BECCS-Standorten (links) [17]; CapsolEoP® Technology (rechts) [37]

9.6.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Stockholm

Derzeit sind bereits rund 90 % der Gebäude der Stadt an das Fernwärmenetz angeschlossen, und etwa 80 % des gesamten Wärmebedarfs in Stockholm werden durch Fernwärme gedeckt. Daher gibt es keine konkreten Pläne zur Erweiterung des Fernwärmenetzes, um die Abdeckung zu erhöhen. Der Klimaschutzplan der Stadt sieht jedoch vor, bis 2035 140.000 neue Wohnungen zu bauen [10]. Der Bericht „Översiktsplanens bebyggelsepotential“ (dt. Entwicklungspotenzial des Masterplans) [38] weist aus, wo diese neuen Wohnungen entstehen können. Zwar gibt es keine Vorschrift seitens der Stadt zum Anschluss neuer Gebäude an das Fernwärmenetz, doch ist Fernwärme in Stockholm die Standardlösung für dichte verbaute Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude. Bei den meisten großen Projekten wird der Anschluss als selbstverständlich angesehen, da sie in der Nähe der bestehenden Fernwärmeleitungen geplant sind. In diesem Zusammenhang stellt Stockholm Exergi ein umfassendes Handbuch zum Anschluss neuer Gebäude zur Verfügung [39]. Das Stadtplanungsamt hat Standorte mit einem Gesamtpotenzial von 194 000 neuen Wohnungen in vier Schwerpunktbereichen in Stockholm identifiziert (Abbildung 74). All diese Gebiete sind bereits gut an das Fernwärmenetz angebunden.

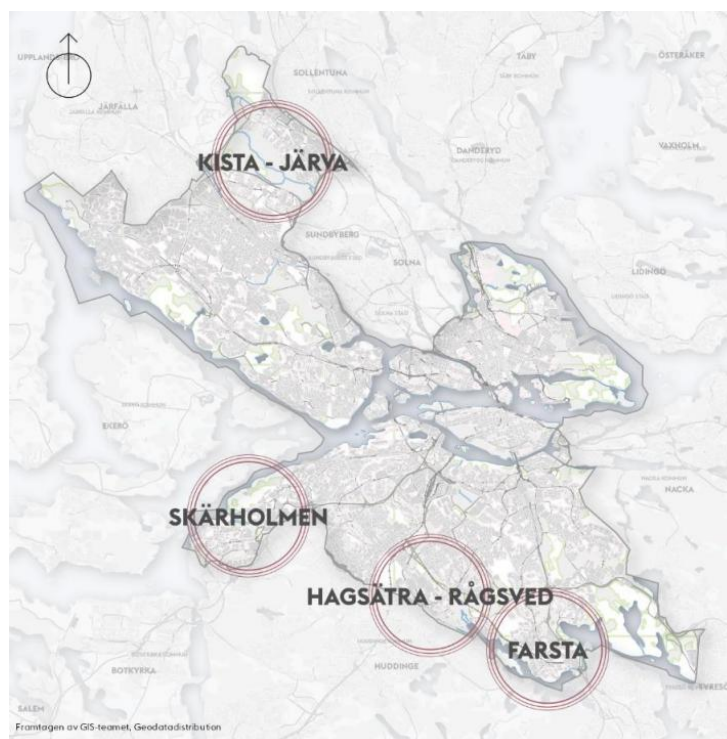


Abbildung 74: Die vier Schwerpunktbereiche für Stadtentwicklung [38]

Derzeit wird von Stockholm Exergi der Bau einer 14 km langen Verbindungsleitung, die das nordwestliche und südöstliche Fernwärmenetz miteinander verbinden soll, geplant (Abbildung 75). Das Projekt war ursprünglich im Zusammenhang mit dem Bau des neuen Heizkraftwerks Lövsta geplant, um die Wärme aus dem neuen Heizkraftwerk an andere Teile des Systems zu liefern und die Versorgungssicherheit im schnell wachsenden Zentrum Stockholms zu verbessern [40]. Das Heizkraftwerk Lövsta erhielt jedoch keine Genehmigung (endgültige Ablehnung durch das Oberlandesgericht für Umweltfragen am 2. Juni 2025 [22]). Diese Entscheidung verhindert die Zusammenschaltung an sich nicht, da nun anstelle der Einbindung der Wärme der regionale Ausgleich bzw. die regionale Redundanz in den Fokus gestellt wurde.



Abbildung 75: Neu geplante Verbindungsleitung Lövsta [40]

9.6.6 Governance und Regulierung

Fernwärme in Mehrfamilienhäusern, zunehmend Wärmepumpen in Einfamilienhäusern.

Der rasche Anstieg der Zahl von Mehrfamilienhäusern und die damit verbundene rasche Ausweitung der Fernwärmenetze in Schweden wurden durch das große Programm zum Bau erschwinglicher Wohnungen beeinflusst, das von 1965 bis 1974 unter dem Namen „Million Homes Program“ lief. Dies führte zum Bau vieler neuer Mehrfamilienhäuser, die für eine Zentralheizung geeignet waren. Da Eigentümer von Mehrfamilienhäusern eher Anteile am gesamten Gebäude besitzen als einzelne Wohnungen, wurden zentrale Heizungssysteme gegenüber Einzelheizungen bevorzugt [14].

In Einfamilienhäusern sind Elektroheizungen weit verbreitet. Seit den 1950er-Jahren ist die Elektroheizung die beliebteste Option in Einfamilienhäusern und wird derzeit durch einen wachsenden Wärmepumpenmarkt ersetzt. Aufgrund des begrenzten Zugangs der Haushalte zum Erdgasnetz sind Wärmepumpen gegenüber Gasheizkesseln und weniger effizienten Elektroheizungen im Vorteil [14]. Eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsprogrammen, günstige Darlehen für Investitionen auf Haushaltsebene und Informationskampagnen haben



dazu beigetragen, Wärmepumpen auf dem Markt für Einfamilienhäuser zu etablieren. Energieeffizienz wird durch Energieausweise und Bauvorschriften sichergestellt, die strenge Energieeffizienzstandards vorschreiben und den Energieverbrauch in Neubauten auf 90 kWh/m² begrenzen [14]. Andererseits gibt es keine lokalen oder nationalen Vorschriften zur obligatorischen Anbindung an das Fernwärmenetz [41].

Klimaziele und Unterstützungsmaßnahmen für die Dekarbonisierung der Fernwärme

Im Februar 2017 verpflichtete sich Schweden, bis 2045 alle Treibhausgasemissionen vollständig einzustellen. Im Jahr 2018 trat das schwedische Klimagesetz in Kraft, das die Einhaltung dieser Verpflichtung vorschreibt. Die Wärmeversorgung in Schweden unterliegt der EU-Energieeffizienzrichtlinie 2023/1791 [42]. Dementsprechend hat Schweden keine eigenen Ziele für die Nutzung bestimmter Heizungssysteme, Brennstoffe oder Technologien, sondern bietet ein Unterstützungspaket für Fernwärme, Programme zur Nutzung von Abwärme und den Einsatz von Wärmepumpen sowie Investitionen in die Technologieentwicklung an.

KWK-Anlagen in Fernwärmesystemen werden durch verschiedene Förderprogramme und Steuererleichterungen unterstützt, die sowohl Biomasse als auch kommunale Abfallbrennstoffe begünstigen. Ein Verbot der Deponierung brennbarer und organischer Abfälle schuf Anreize für die Errichtung von Müllverbrennungsanlagen. Schweden ist Vorreiter bei der Besteuerung von CO₂-Emissionen und hat 1991 die erste CO₂-Steuer ihrer Art eingeführt. Die CO₂-Steuer ist eine wichtige Maßnahme, die Anreize für die Erreichung einer Vielzahl von Umwelt- und Klimazielen schafft. Seit 2005 gilt in Schweden das Grundprinzip, dass Emissionen entweder über die CO₂-Steuer oder das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) bepreist werden. Die schwedische CO₂-Steuer konzentrierte sich in der Vergangenheit auf fossile Brennstoffe, während Biokraftstoffe weitgehend steuerfrei blieben. Im Juli 2018 wurde jedoch die nationale Reduktionsverpflichtung eingeführt – eine Vorschrift zur obligatorischen Beimischung von Biokraftstoffen zu Benzin und Diesel. Seitdem werden Biokraftstoffe, die zur Beimischung verwendet werden, mit dem gleichen Steuersatz wie ihre fossilen Pendanten besteuert. Die schwedische CO₂-Steuer basiert auf dem Prinzip, dass Kraftstoffe als Steuerbemessungsgrundlage dienen. Da die bei der Verbrennung von Kraftstoffen freigesetzten CO₂-Emissionen proportional zum CO₂-Gehalt des Kraftstoffs sind, ist es nicht notwendig, die tatsächlichen Emissionen zu messen, was das System erheblich vereinfacht. Im Jahr 2025 beträgt der Steuersatz 1.510 SEK pro Tonne CO₂ (139 EUR/t, Umrechnungskurs 15.05.2025) für die meisten Kraftstoffe mit 100 % fossilem Anteil, beispielsweise Erdgas oder Kohle. Für andere Brennstoffe variiert der Satz in SEK pro Tonne fossiles CO₂. Die vom EU-Emissionshandelssystem erfasste Industrie ist vollständig von der CO₂-Steuer befreit [43].

Initiative „Open District Heating“ (ODH)

Die Initiative ODH ermöglicht es Einrichtungen wie Rechenzentren, Supermärkten und Industrieanlagen, ihre überschüssige Wärme zu verkaufen und so zu den Energiezielen Stockholms beizutragen. Stockholm Exergi bezahlt für die gelieferte Wärmekapazität auf Grundlage der Kosten, die für die Erzeugung der entsprechenden Wärmemenge in seinen eigenen Anlagen angefallen wären. Die Zahlungen hängen von der Außentemperatur und der Temperatur der gelieferten Wärme ab. So zahlt Stockholm Exergi beispielsweise jährlich etwa 2 Millionen SEK für Wärmelieferungen von 1 MW [44] (d. h. 21 EUR/MWh, unter Berücksichtigung eines stabilen Ganzjahresbetriebs – 8.760 h, Wärmeversorgung bei 68 °C, 1 SEK = 0,092 EUR – Umrechnungskurs 14.05.2025). Das Zahlungsmodell ist in zwei geografische Gebiete unterteilt: Nord- und Süd-Stockholm. Stockholm Exergi investiert in die Verlegung von Rohrleitungen und den Anschluss an das Fernwärmenetz, während die Versorger in die erforderlichen



Produktionsanlagen investieren. Derzeit sind über 30 Rechenzentren an das Netz angeschlossen [45]. Beispiele hierfür sind die Rechenzentren von H&M (Vertrag seit 2013), Bahnhof, Interxion, Ericsson, GleSYS usw.

9.6.6.1 Organisationsstruktur der Fernwärme

Stockholm Exergi Holding AB (ehemals Fortum Värme) besitzt und betreibt sowohl das Fernwärmenetz in Stockholm als auch die primären Produktionsanlagen. Stockholm Exergi Holding AB (publ) befindet sich im gemeinsamen Besitz von zwei Unternehmen:

- Stockholms Stadshus AB: Ein Unternehmen, das vollständig im Besitz der Stadt Stockholm ist.
- Ankhiale Bidco AB: Ein Konsortium europäischer institutioneller Investoren, darunter APG, Alecta, PGGM, Keva und AXA.

Jede Partei hält einen Anteil von 50 % am Unternehmen und verfügt über gleiche Stimmrechte und Dividendenansprüche. Diese Eigentümerstruktur unterliegt einer Konsortialvereinbarung, in der die Bedingungen der Miteigentümerschaft sowie die Entscheidungsprozesse festgelegt sind [46].

9.6.6.2 Endkund*innentarife

Der Preis für Fernwärme in Schweden ist nicht reguliert und unterscheidet sich erheblich je nach Netzbetreiber [47]. Fernwärmebetreiber müssen jedoch gemäß der Verordnung der schwedischen Energiemarktbehörde (EIFS 2009:3) [48] klare, öffentliche Preisinformationen bereitstellen und die Verbraucherschutzvorschriften des Fernwärme-gesetzes befolgen [49]. Fernwärmebetreiber passen ihre Preise in der Regel jährlich an, wobei sie verpflichtet sind, ihre Kund*innen mindestens zwei Monate vor Inkrafttreten der Änderungen zu informieren. Die Endverbraucherverträge sind unbefristet und können mit einer Frist von 3 Monaten gekündigt werden (gemäß dem Fernwärmegesetz).

Fernwärme für Endverbraucher wird nur mit dem Standard-Mehrwertsteuersatz von 25 % besteuert. Dies schafft Anreize für die Einführung von Fernwärme, da Strom für Endverbraucher zusätzlich mit einer Energiesteuer auf Strom (0,55 SEK/kWh + MwSt.) und Erdgas neben der Mehrwertsteuer und der Energiesteuer auch mit der Kohlenstoffsteuer (1.259 SEK/Nm³ + 1.510 SEK/t CO₂ + MwSt.) besteuert wird [50].

Die Fernwärmepreise von Stockholm Exergi setzen sich aus zwei Hauptkomponenten zusammen:

- **Fixe Gebühr:** Eine Grundgebühr, die die Kosten für Infrastruktur und Wartung abdeckt.
- **Variable Gebühr:** Basierend auf dem tatsächlichen Wärmeverbrauch, um Kund*innen zu einer effizienten Energienutzung anzuregen.

Diese Tarifstruktur ist bei schwedischen Fernwärmenetzen Standard und ermöglicht die Kostendeckung bei gleichzeitiger Förderung eines geringeren Energieverbrauchs. Die genauen Tarife können je nach Vertrag und Verbrauchsverhalten variieren. Die feste Gebühr hängt von der Größe der Immobilie und der vereinbarten Kapazität ab (die genauen Werte werden nicht öffentlich bekannt gegeben). Die variable Gebühr für 2021 wird auf 0,80 SEK/kWh (0,073 EUR/kWh – Umrechnungskurs vom 14.05.2025) geschätzt [47].

Basierend auf dem Nils-Holgersson-Bericht lag der Preis für Fernwärme im Jahr 2023 bei 1.038 SEK/MWh und im Jahr 2024 bei 1.162 SEK/MWh [51]. Dies entspricht einem Anstieg um 12 %, der auch von Stockholm Exergi angegeben wurde [7]. Für 2025 wird ein weiterer Anstieg um 6,2 % prognostiziert [52].

Wie in Abbildung 76 dargestellt, liegen die Preise für Fernwärme bei Endverbrauchern in Schweden zwischen ~650 SEK/MWh und über 1.500 SEK/MWh. Die Preise sind zwischen 2023 und 2024 um durchschnittlich 15,2 % gestiegen. Die Preise für Endverbraucher*innen in Stockholm liegen jedoch nahe am landesweiten Durchschnitt.

Ungeachtet dessen führten die starken Preisanstiege in den letzten drei Jahren zu einem deutlichen Rückgang der Kund*innenzufriedenheit. Basierend auf der jährlichen Umfrage von Stockholm Exergi sank der Kund*innenzufriedenheitsindex (CSI), der 2022 und 2023 Werte von 71,8 bzw. 73,5 erreichte, im Jahr 2024 auf 57,4 [53]. Dies spiegelt eine wachsende Besorgnis unter Fernwärmekund*innen wider.

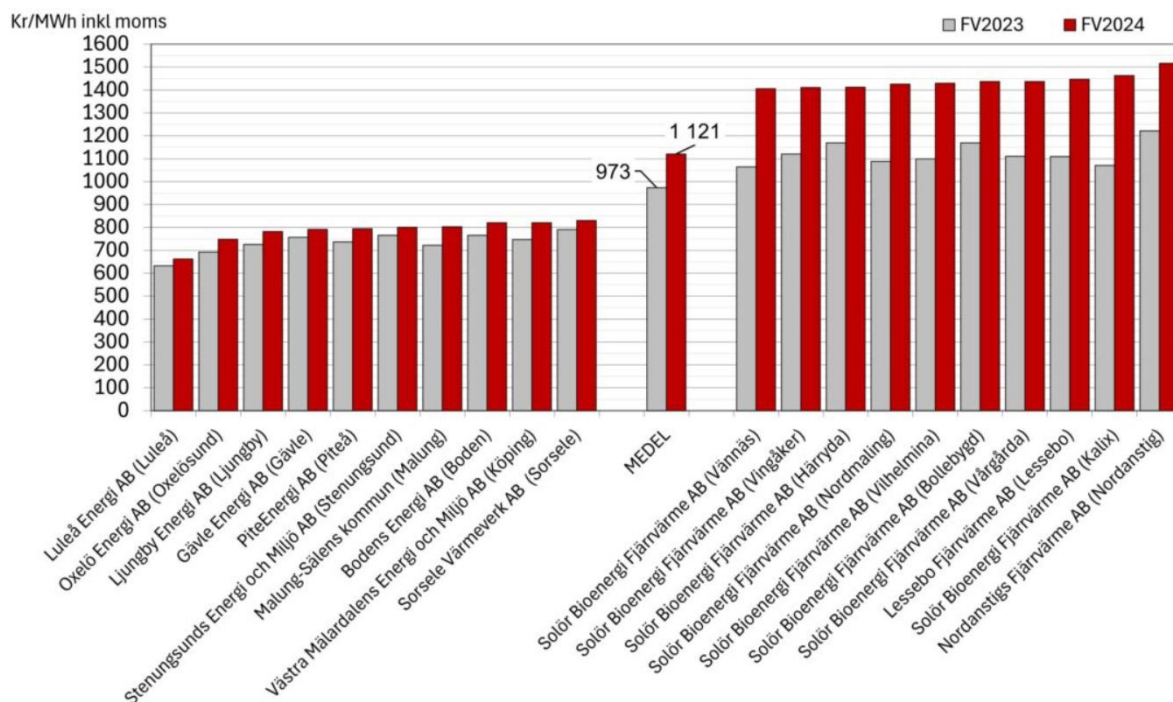


Abbildung 76: Vergleich der Preise für Fernwärme für Endverbraucher*innen in verschiedenen Gemeinden in Schweden [51] Anmerkungen: Stockholm Exergi AB (Stockholm) FV2023 = 1.038 SEK/MWh, FV2024 = 1.162 SEK/MWh; MEDEL = Durchschnitt

9.6.6.3 Energieraumplanung und die Interaktion zwischen Stadt und Fernwärmenetzbetreiber

Die Stadt Stockholm ist Miteigentümerin von Stockholm Exergi (50 % Anteil an der Stockholm Exergi Holding AB). Gemäß dem schwedischen Gesetz über kommunale Energieplanung (1977:439) ist jede Gemeinde in Schweden verpflichtet, einen vom Gemeinderat beschlossenen Energieplan zu haben [54]. Stockholm befasst sich mit Energiefragen und Raumplanung im Rahmen seines Stadtentwicklungsplans [55] und des Klimaschutzplans 2030. Auf regionaler Ebene koordinieren Energieakteur*innen wie Stockholm Exergi, Ellevio, E.ON Energy Distribution, Svenska Kraftnät, Vattenfall Eldistribution und die schwedische Energiebehörde ihre Aktivitäten über das REST-Forum [56].

Es gibt keine bekannten öffentlichen Hinweise auf eine spezielle Förderung für den Anschluss an das Fernwärmenetz durch die Stadt Stockholm – Erweiterungen und/oder Modernisierungen werden in erster Linie von Stockholm Exergi finanziert. Darüber hinaus gibt es keine bekannten gesetzlichen Schwellenwerte oder stockholmspezifischen öffentlichen Vorschriften zur Mindestanzahl von Anschlüssen (Wärmeabnahme) für potenzielle Neuanschlüsse von Stadtgebieten ohne Fernwärme. Investitionen scheinen von Fall zu Fall auf der Grundlage von Business Cases entschieden zu werden. Auch gibt es keine bekannten gesetzlichen Garantien für



Mindestverbrauchswerte. Zwar gibt es nationale Anreize zur Förderung der Nachhaltigkeit im Allgemeinen, jedoch keine spezifischen nationalen oder kommunalen Fördermittel für Fernwärme. Es gibt Vorschriften für das Fernwärmegeschäft im Allgemeinen (z. B. bzgl. Transparenz), aber es besteht keine Verpflichtung, ein Gebäude (Bestand oder Neubau) an das Fernwärmenetz anzuschließen. Auch dies ist eine Einzelfallentscheidung der jeweiligen Grundstückseigentümer, die z. B. von den Energiesteuern bzw. den Heizkosten beeinflusst wird.

In Schweden sind Warmmieten gängige Praxis. Das bedeutet, dass der Vermieter die Energiekosten übernimmt und die Mietpreise auf einem Nutzungswertsystem beruhen [57]. Dies unterscheidet sich erheblich von beispielsweise den österreichischen Systemen, wo die Miete und die Energiekosten von den Mietern separat auf der Grundlage ihres Verbrauchs bezahlt werden. Die Kosten einer thermischen Sanierung können nicht auf die Mieter durch eine Erhöhung der Miete umgelegt werden, und sogenannte „standardsteigernde Maßnahmen“ in Mietwohnungen bedürfen der Zustimmung der Mieter [58]. Dies schafft Hürden für Mehrfamilienhäuser, die noch nicht an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, und verzögert den Prozess.

Sollte ein neuer Anschluss für ein Gebäude hergestellt werden, muss das Gebäude auf ein hydraulisches Wärmeverteilsystem umgestellt und eine Fernwärme-Übergabestation auf Gebäudeebene gebaut werden. Stockholm Exergi bietet auf seinen Webseiten eine Anleitung und erklärt das Anschlussverfahren [59]. Laut den veröffentlichten Informationen von Stockholm Exergi wird in Standardfällen keine separate Anschlussgebühr erhoben. Die Kosten für die Versorgungsleitung sind im Preismodell enthalten.

Schließlich bemüht sich Stockholm Exergi aktiv um potenzielle Neukund*innen. Im Jahr 2018 führten sie eine Marketingkampagne in ganz Stockholm durch, um sich vorzustellen und das Bewusstsein für Fernwärme zu stärken [60]. Auf der Unternehmenswebseite finden sich zahlreiche Videos, die das Fernwärmesystem sowie den Hintergrund des Unternehmens erläutern [61]. Im Allgemeinen ist Stockholm Exergi gegenüber seinen (potenziellen) Kund*innen relativ offen und stellt auf seiner Website zahlreiche Informationen zur Verfügung. Darüber hinaus bietet Stockholm Exergi kostenlose Energieberatungen vor Ort und/oder online an. Dazu gehören die Bewertung des aktuellen Zustands der Heizung in der jeweiligen Immobilie, des Energieverbrauchs, eine Prognose zur Fernwärmeversorgung sowie Tipps, wie sich die Fernwärmekosten der Immobilie beeinflussen lassen. Potenzielle Kund*innen müssen ein Formular ausfüllen, das auf der Unternehmenswebsite zu finden ist [62].

9.6.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Stockholm

Stockholm ist europäischer (und globaler) Vorreiter in Sachen Klimawandel und städtischer Nachhaltigkeit. Die Fernwärmestrategie Stockholms dient anderen europäischen Städten als solides Vorbild für ihre Klimaziele. Durch strategische Investitionen in erneuerbare Energien, Wärmerückgewinnung, Digitalisierung und politische Unterstützung hat Stockholm seinen Weg zur Klimaneutralität beschleunigt und gleichzeitig die Effizienz und Nachhaltigkeit seines Fernwärmenetzes verbessert.

- Das BECCS-Projekt von Stockholm Exergi zielt darauf ab, durch die Abscheidung von CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse negative Emissionen zu erzielen. Darüber hinaus bietet Stockholm Exergi in Zusammenarbeit mit Drax und EcoEngineers eine Methodik zur Messung der Netto-CO₂-Entfernung durch Bioenergie mit Carbon Capture and Storage (BECCS) an [63].
- Stockholm Exergi betreibt im Werk Hammarby die weltweit größten Hochtemperatur-Wärmepumpen, die die in den geklärten Abwässern der Stadt gewonnene Wärme wiederverwenden. Stockholms Know-how bei der Integration großer Wärmepumpen in Fernwärme- und Fernkältesysteme ist von großer Bedeutung.
- Die Initiative „Open District Heating“ (ODH) in Stockholm ermöglicht es lokalen Unternehmen, überschüssige Wärme in das Fernwärmenetz einzuspeisen, wodurch die Energieeffizienz verbessert und die Gesamtemissionen reduziert werden.
- Stockholm Exergi hat Intelligi Solutions entwickelt und implementiert – eine Cloud-Plattform für die Leistungssteuerung von Fernwärme- und Fernkältenetzen, deren IoT-basierte Hardware in den Übergabestationen der Immobilien installiert ist. Das System ermöglicht eine netzwerkweite Optimierung, Leistungsausgleich, Betriebsüberwachung und Echtzeit-Datenerfassung. Die gesamte Systemlösung wird anderen Fernwärmeunternehmen als Dienstleistung angeboten.
- Stockholm profitiert von einer starken gesetzlichen Unterstützung, darunter Verbote für die Deponierung von verbrennbaren Abfällen und eine CO₂-Steuer, die Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien schaffen.
- Das kooperative Eigentumsmodell von Stockholm Exergi mit öffentlichen und privaten Interessengruppen fördert Investitionen in nachhaltige Projekte.

9.6.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Stockholm

Stockholm hat erhebliche Fortschritte bei der Dekarbonisierung seines Fernwärmesystems erzielt, das rund 80 % des Heizbedarfs der Stadt deckt. Der Erfolg der Stadt ist vor allem auf die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Biomasse, Müllverbrennung und Abwärmenutzung zurückzuführen, wobei 98 % des Energiemixes aus erneuerbaren oder recycelten Energien besteht. Dies hat dazu beigetragen, die Emissionen pro gelieferte Wärmeeinheit zu reduzieren, wodurch Stockholm zu einem Vorreiter im Bereich der nachhaltigen Wärmeversorgung geworden ist.

Ein entscheidender Faktor für diesen Erfolg waren kontinuierliche Investitionen in Technologie und Systemoptimierung. Die Stadt hat Niedertemperatur-Fernwärmenetze ausgebaut und intelligente Messsysteme über Plattformen wie Intelligi Solutions implementiert. Diese Verbesserungen haben die Effizienz gesteigert, Verluste reduziert und die Ressourcennutzung optimiert, sodass auch bei schwankender Nachfrage eine zuverlässige Versorgung gewährleistet ist. Darüber hinaus arbeitet Stockholm Exergi eng mit den benachbarten Fernwärmenetzen zusammen, was insbesondere während Wartungsstillständen für mehr Flexibilität sorgt, die



Notwendigkeit der Nutzung von Spitzenlastkesseln verringert und zu einer längeren Lebensdauer der Anlagen führt.

Die Führungsrolle von Stockholm Exergi bei innovativen Projekten wie der Rückgewinnung von Abwärme aus Rechenzentren und Abwasser hat ebenfalls eine entscheidende Rolle für die Dekarbonisierung der Fernwärme gespielt. Die Initiative „Open District Heating“ ermöglicht es privaten Akteur*innen, Wärme beizusteuern, und zeigt, wie sektorübergreifende Zusammenarbeit die Nachhaltigkeit verbessern kann.

Die Verwaltungsstruktur der Stadt unterstützt die Dekarbonisierung, indem sie kommunale Ziele mit praktischen Projekten in Einklang bringt. Die Partnerschaft zwischen Stockholm Exergi und der Stadt gewährleistet eine koordinierte Energieplanung, während klare regulatorische Rahmenbedingungen den Ausbau und die Modernisierung des Fernwärmenetzes ermöglichen.

Vorzeigeprojekte wie das BECCS-Projekt im Kraftwerk Värtan verdeutlichen die langfristige Vision Stockholms. Dieses Projekt fängt CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse ab und hilft der Stadt dabei, ihre Emissionen um 800.000 Tonnen pro Jahr zu reduzieren, was ihre Klimaziele unterstützt.

Zentrale Erfolgsfaktoren beinhalten:

- **Innovation bei der Integration erneuerbarer Energien:** Die umfassende Nutzung erneuerbarer Energiequellen, darunter Biomasse, Müllverbrennung und Abwärmenutzung, bildet das Rückgrat des Fernwärmesystems von Stockholm. Diese Integration hat maßgeblich zur Verringerung des CO₂-Fußabdrucks des Fernwärmenetzes beigetragen.
- **Technologische Fortschritte:** Intelligente Messsysteme, Niedertemperaturnetze und digitale Optimierungsplattformen haben die betriebliche Effizienz erheblich gesteigert, sodass Stockholm Wärmeverluste reduzieren und die Zuverlässigkeit der Dienstleistungen verbessern konnte.
- **Integrierte regionale Fernwärmenetze:** Stockholm Exergi arbeitet über verbundene Fernwärmenetze mit Söderenergi und Norrenergi zusammen. Diese Zusammenarbeit ermöglicht es den Partnern, Wärme zu kaufen und zu verkaufen, wodurch eine maximale Nutzung der kostengünstigsten Quellen gewährleistet wird.
- **Öffentlich-private Zusammenarbeit:** Die Initiative „Open District Heating“ und Partnerschaften mit privaten Unternehmen, insbesondere im Bereich der Abwärmenutzung, haben eine wichtige Rolle bei der Diversifizierung der Energiequellen und der Erhöhung der Netzkapazität gespielt.
- **Klare Governance und strategische Planung:** Die Energiepolitik der Stadt ist eng auf die Dekarbonisierungsziele abgestimmt, und die Governance-Struktur stellt sicher, dass öffentliche und private Interessenvertreter gemeinsam auf die Erreichung dieser Ziele hinarbeiten. Die Partnerschaft zwischen der Stadt Stockholm und Stockholm Exergi war für den Erfolg dieser Initiativen von zentraler Bedeutung.
- **Führend in der Kohlenstoffabscheidung:** Das BECCS-Projekt in Värtan ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur CO₂-Neutralität und zeigt, wie sehr sich die Stadt für den Einsatz modernster Technologien zur Emissionsreduzierung einsetzt.

Der integrierte Ansatz Stockholms, der erneuerbare Energien, Innovation und strategische Partnerschaften kombiniert, war entscheidend für den Erfolg bei der Dekarbonisierung des Fernwärmesystems. Das Beispiel der Stadt ist ein wertvolles Vorbild für andere, die ähnliche Ziele verfolgen.

Literaturverzeichnis

- [1] Statistikmyndigheten SCB, "Stockholm passerar 990 000 invånare." Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.scb.se/pressmeddelande/stockholm-passerar-990-000-invanare/>
- [2] City population, "Stockholm - Population Statistics, Charts, Map and Location." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: https://www.citypopulation.de/en/sweden/admin/01__stockholm/
- [3] Statistikmyndigheten SCB, "Broad recovery in GRDP 2021." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/national-accounts/national-accounts/regional-accounts/pong/statistical-news/regional-accounts-2021/>
- [4] Climate data, "Stockholm climate." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://en.climate-data.org/europe/sweden/stockholms-laen/stockholm-196/>
- [5] Eurostat, "Cooling and heating degree days by NUTS 3 region - annual data." Accessed: Aug. 13, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chddr2_a/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_chdd
- [6] Hotmaps, "Toolbox." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.hotmaps.eu/map>
- [7] Stockholm Exergi, "Annual and Sustainability Report 2023," 2024.
- [8] Building Energy Exchange, "Solutions for Low-Carbon Building: Stockholm," June 2023. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: https://be-exchange.org/wp-content/uploads/2024/05/beex_stockholm_48pg_050124rt.pdf
- [9] Eurostat, "Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region." Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295
- [10] Stockholms stadt, "Climate Action Plan 2030." 2024.
- [11] Smart City Sweden, "Sweden's Largest Biofuel Heat and Power Plant Is Fossil-Free Energy Hot Spot," Smart City Sweden. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://smartcitysweden.com/best-practice/399/swedens-largest-biofuel-heat-and-power-plant/>
- [12] Stockholm Exergi, "Stockholm Exergi production narrative." Apr. 09, 2024. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/content/uploads/2021/09/Stockholm-Exergi-production-narrative.pdf>
- [13] F. Golzar and S. Silveira, "Impact of wastewater heat recovery in buildings on the performance of centralized energy recovery – A case study of Stockholm," Appl. Energy, vol. 297, p. 117141, Sept. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117141.
- [14] R. Karolyte, "Climate Change and Energy Strategies / Plans / Policies: Sweden heating policies," Feb. 2017. Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: https://www.climateexchange.org.uk/wp-content/uploads/2023/09/eu_case_studies_sweden_heating_policy.pdf

- 
- [15] Nowtricity, "CO2 emissions per kWh in Sweden - Nowtricity." Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.nowtricity.com/country/sweden/>
- [16] IEA Bioenergy, "Large biomass CHP plant in Stockholm, Sweden." Feb. 2018. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: https://ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/8-LargeCHP-Va%CC%88rtaverket_SE_Final.pdf
- [17] Stockholm Exergi, "Värtaverket." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/vartaverket/>
- [18] Fortum, "The Brista plant – sustainable electricity and heat." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://paperzz.com/doc/6850354/the-brista-plant-%E2%80%93-sustainable-electricity-and-heat>
- [19] J. Collet, "Bristaverket - Stockholm Exergi." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/bristaverket/>
- [20] Stockholm Exergi, "Hässelbyverket." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/hasselbyverket/>
- [21] Stockholms stad, "Nytt bostadsområde vid platsen för Hässelbyverket." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://vaxer.stockholm/projekt/hasselby-strand/nytt-bostadsomrade-vid-platsen-for-hasselbyverket/>
- [22] Swedish Environmental Protection Agency, "Mark- och miljö-överdomstolen säger nej till nytt kraftvärmeverk i Lövsta." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/lagar-och-regler/provningsarenden/forbranningsanslaggningar-inklusive-avfallsforbranning/mark--och-miljooverdomstolen-sager-nej-till-nytt-kraftvarmeverk-i-lovsta/>
- [23] Stockholm Exergi, "Högdalenverket." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/hogdalenverket/>
- [24] Stockholm Exergi, "Hammarbyverket." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/hammarbyverket/>
- [25] IEA HPT, "Heat pumps in combination with district heating increases energy efficiency at Hammarbyverket." 2018. Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2018/12/annex-47hammarbyverket.pdf>
- [26] Climate Technology Centre & Network, "Stockholm Innovates District Heating with New Solutions and Renewable Sources." Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.ctc-n.org/products/stockholm-innovates-district-heating-new-solutions-and-renewable-sources>
- [27] Norrenergi, "Så här fungerar vår fjärrvärme." Accessed: Oct. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.norrenergi.se/fjarrvarme/sa-fungerar-var-varme/>
- [28] Söderenergi, "Samarbeten – för ett hållbart och cirkulärt samhälle." Accessed: Oct. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.soderenergi.se/samarbeten/>
- [29] Stockholm Exergi, "Next generation of district heating and cooling." Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/en/next-generation-district-heating-and-cooling/>
- [30] Stockholm Exergi, "Nästa generations fjärrvärme och fjärrkyla: Övergripande anvisningar och principbeskrivningar." 2024. Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available:

- https://www.stockholmexergi.se/content/uploads/2024/04/Anvisningar-och-principbeskrivningar_2024_digital-2.1.pdf
- [31] S. Wretborn, "Intelligi Solutions - av energibolag till energibolag och deras kunder - Intelligi Solutions." Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://intelligisolutions.se/om-intelligi-solutions/>
- [32] Stockholm Data Parks, "Stockholm Data Parks sets new standards for sustainable data centers," Stockholm Data Parks. Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://stockholmdataparks.com/>
- [33] M. Smolaks, "Stockholm Data Parks welcomes data center developers," Data Center Dynamics. Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.datacenterdynamics.com/en/news/stockholm-data-parks-welcomes-data-center-developers/>
- [34] P. Judge, "DCD>Energy Smart: Stockholm Data Parks announces 30MW campus," Data Center Dynamics. Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.datacenterdynamics.com/en/news/dcdenergy-smart-stockholm-data-parks-announces-30mw-campus/>
- [35] A. Sherrard, "Stockholm Exergi world's first large-scale BECCS to use Capsol's carbon capture tech," Bioenergy International. Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <https://bioenergyinternational.com/stockholm-exergi-worlds-first-large-scale-beccs-to-use-capsols-carbon-capture-tech/>
- [36] S. Wretborn, "About Beccs Stockholm - Stockholm Exergi." Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/en/bio-ccs/>
- [37] S. Wretborn, "How BECCS works - Beccs Stockholm." Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <https://beccs.se/cdr-carbon-dioxide-removal/how-beccs-works/>
- [38] Stockholms stad, "Översiktsplanens bebyggelsepotential," Dec. 2023.
- [39] Stockholm Exergi, "Installationsanvisning - Fjärrvärmecentral." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.stockholmexergi.se/content/uploads/2022/05/Installationsanvisningar-fjarrvarme_2024_2.0.pdf
- [40] Stockholm Exergi, "Sammankoppling av fjärrvärmesystemet." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/sammankoppling-av-fjarrvarmesystemet/>
- [41] A. Billerbeck, B. Breitschopf, S. Preuß, J. Winkler, M. Ragwitz, and D. Keles, "Perception of district heating in Europe: A deep dive into influencing factors and the role of regulation," Energy Policy, vol. 184, p. 113860, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113860.
- [42] "Directive (EU) 2023/1791." Sept. 13, 2023. Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj/eng>
- [43] Government Offices of Sweden, "Sweden's carbon tax," Regeringskansliet. Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.government.se/government-policy/taxes-and-tariffs/swedens-carbon-tax/>
- [44] Stockholm Exergi, "FAQ - Öppen Fjärrvärme - Stockholm Exergi." Accessed: Aug. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/en/heat-recovery/frequently-asked-questions-about-open-district-heating/>
- [45] EnergiRaven, "Harnessing Excess Heat: Lessons from Stockholm's Open District Heating," EnergiRaven. Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available:

- 
- <https://www.energiraven.com/harnessing-excess-heat-lessons-from-stockholms-open-district-heating/>
- [46] Stockholm Exergi, "Ownership governance." Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/arsredovisning-2024/en/corporate-governance/ownership-governance/undefined/en/corporate-governance/ownership-governance/>
- [47] A. Egüez, "District heating network ownership and prices: The case of an unregulated natural monopoly," *Util. Policy*, vol. 72, p. 101252, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jup.2021.101252.
- [48] Energimarknadsinspektionen, "Föreskrift EIFS 2009:3." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/foreskrifter-fjarrvarme-och-fjarrkyla/2009/foreskrift-eifs-20093>
- [49] Energimarknadsbyrån, "Fjärrvärmelagen." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <http://www.energimarknadsbyran.se/fjarrvarme/konsumentratt/regler-och-beslut/fjarrvarmelagen/>
- [50] Skatteverket, "Energiskatter." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter.4.18eb1b10334ebe8bc8000843.html>
- [51] Nils Holgersson, "District heating 2024." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://nilsholgersson.nu/rapporter/rapport-2024/fjarrvarme-2024/>
- [52] Fastighets Tidningen, "Så mycket dyrare blir fjärrvärmén i Stockholm." Accessed: May 14, 2025. [Online]. Available: <https://fastighetstidningen.se/sa-mycket-dyrare-blir-fjarrvarmen-i-stockholm/>
- [53] Stockholm Exergi, "Annual and Sustainability Report 2024." Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: https://www.stockholmexergi.se/arsredovisning-2024/files/PDF/Arsredovisning_2024_ENG_digital.pdf
- [54] Sveriges Riksdag, "Lag (1977:439) om kommunal energiplanering." Accessed: Aug. 18, 2025. [Online]. Available: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-1977439-om-kommunal-energiplanering_sfs-1977-439/
- [55] Stockholms stadt, "Stockholm City Plan."
- [56] Stockholm Exergi, "Elsystemets utveckling behöver samverkan och samarbeten." Accessed: Aug. 18, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/vi-bidrar-till-att-halla-elsystemet-stabilt/elsystemets-utveckling/>
- [57] S. Braungardt and A. Persson, "Splitting energy costs between landlords and tenants: What can Sweden and Germany learn from each other?,"
- [58] "Om fastighetsägaren vill göra förbättringar och förändringar," Sveriges Domstolar. Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.domstol.se/amnen/hyra-bostadsratt-och-arrende/hyra-av-bostad-och-lokal/bostadens-skick/om-fastighetsagaren-vill-gora-forbattringar/>
- [59] Stockholm Exergi, "Fjärrvärmecentral för villa och mindre fastighet." Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/villa-och-mindre-fastighet/fjarrvarmecentral/>
- [60] "Stockholm Exergi vill visa hur fjärrvärmén är konstant närvarande," Resumé. Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available:



<https://www.resume.se/marknadsforing/reklam/stockholm-exergi-vill-visa-hur-fjarrvarmen-ar-konstant-narvarande/>

- [61] Stockholm Exergi, “Filmer.” Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/filmer/>
- [62] Stockholm Exergi, “Boka en kostnadsfri energirådgivning.” Accessed: Aug. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/bostadsrattsforening/vara-energitjanster/radgivning/energiradgivning/>
- [63] Stockholm Exergi, “Methodology for measuring net carbon dioxide removal through bioenergy with carbon capture and storage (BECCS).” June 2024. Accessed: May 15, 2025. [Online]. Available: https://beccs.se/wp-content/uploads/2024/06/V1.0_BECCS-Methodology_Drax-Stockholm-Exergi.pdf

Amsterdam





9.7 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Amsterdam

9.7.1 Stadtprofil Amsterdam

Amsterdam ist die Hauptstadt und bevölkerungsreichste Stadt der Niederlande und liegt in der Region Noord-Holland. Mit der ältesten Börse der Welt und der größten Börse der EU sowie einem der verkehrsreichsten Häfen und Flughäfen Europas ist Amsterdam ein Wirtschafts-, Handels- und Tourismuszentrum von globaler Bedeutung. Im Jahr 2025 betrug die geschätzte Einwohnerzahl der Gemeinde Amsterdam etwa 931.748 Einwohner*innen ($4.953/\text{km}^2$) [1], während die Einwohnerzahl des Großraums Amsterdam (Noord-Holland) auf fast 3 Millionen ($1.124/\text{km}^2$) geschätzt wurde [2].

Die Stadt liegt am Ufer der Amstel und in unmittelbarer Nähe zur Nordsee und zeichnet sich durch ein warmes und gemäßigtes ozeanisches Klima aus [3]. Die Stadt hat ausgeprägte Jahreszeiten mit warmen Sommern und milden Wintern, einer durchschnittlichen Jahrestemperatur von $10,7^\circ\text{C}$ (Durchschnitt im Januar (kältester Monat) $3,9^\circ\text{C}$, Durchschnitt im Juli (wärmster Monat) $18,0^\circ\text{C}$) und erheblichen Niederschlägen über das ganze Jahr (844 mm jährlich), was zu 2.455 Heizgradtagen (HDD) und 14,1 Kühlgradtagen (CDD) führt (Eurostat, Durchschnitt Noord-Holland 2015–2024) [4].

Derzeit gibt es keine offiziellen Zahlen zum jährlichen Wärmebedarf der Gemeinde Amsterdam, obwohl eine Studie der Gemeinde Amsterdam (Abbildung 77) den Gesamtwärmebedarf für 2019 auf 5,6 TWh schätzte und einen Anstieg dieses Bedarfs auf 5,7–6,0 TWh bis 2025 erwartete [5] (auf diese Werte wird im Folgenden Bezug genommen). Trotz zahlreicher Initiativen und Großprojekte wird bislang nur ein Teil dieses Bedarfs durch ein zentrales Fernwärmenetz gedeckt. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 0,62 TWh Wärme geliefert, während konservative Schätzungen einen Anstieg auf 1,5 TWh bis 2025 erwarteten [5]. Im Jahr 2023 hat einer der beiden wichtigsten Wärmeversorger nach eigenen Angaben 0,29 TWh Wärme geliefert [6], was darauf hindeutet, dass die zugeführte Wärmemenge in den letzten Jahren stark gestiegen ist. Gesamt deutet dies auf eine Marktdurchdringung von etwa 11 % hin.

Die Fernwärmeversorgung in Amsterdam ist formal in zwei miteinander verbundene Netze unterteilt: Nordwesten (N-W) und Südosten (S-E), die von zwei unterschiedlichen Unternehmen betrieben werden. Obwohl das Fernwärmenetz von Amsterdam nach wie vor stark auf Erdgas als primäre Energiequelle angewiesen ist, wurden aufgrund des Einsatzes hocheffizienter GuD-Technologien und der teilweisen Einbeziehung von Biomasse in den Brennstoffmix im Jahr 2024 relativ niedrige Emissionsfaktoren berichtet: 40,7 (NW) und 98,3 (SE) Gramm CO_2 -Äquivalent pro 1 kWh gelieferter Wärme [7].

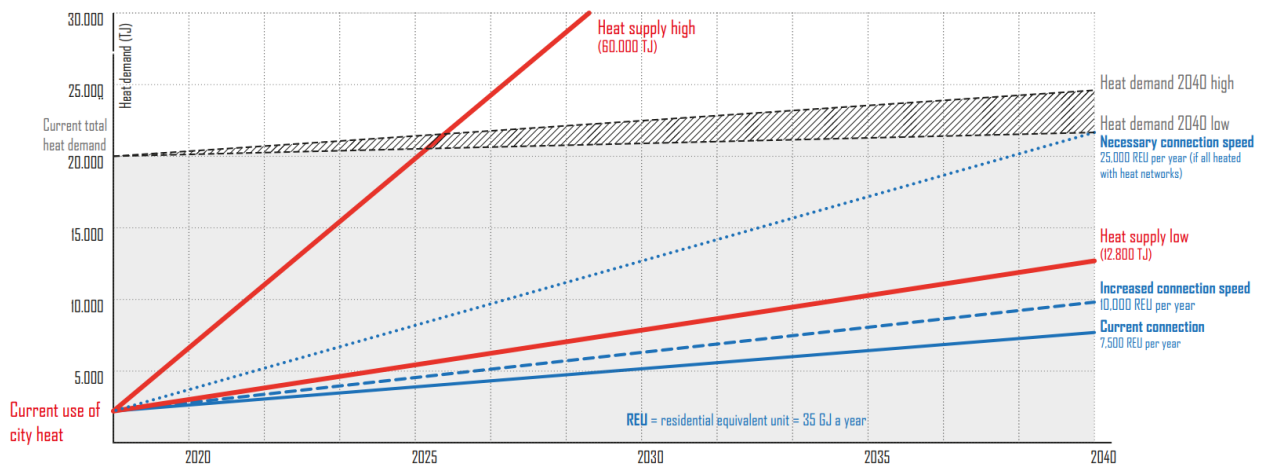


Abbildung 77: Geschätzter Anstieg des Wärmebedarfs in Amsterdam [5]. Hinweis: „hoch“ und „niedrig“ stehen für die geschätzten Wachstumsraten der Nachfrage oder des Angebots im Bereich Fernwärme

Die Stadt plant, bis 2040 vollständig auf Erdgas in allen Nachfragesektoren zu verzichten und bis 2050 klimaneutral zu werden, wobei Fernwärme eine der Säulen dieses Plans ist. Projekte zur Einführung von Tiefengeothermie, erneuerbaren strombasierten Elektrokesseln, Abwärme aus Rechenzentren und Kohlenstoffabscheidung in das Fernwärmesystem sind im Gange, aber hohe Energiepreise und ungünstige politische Rahmenbedingungen halten potenzielle Kund*innen davon ab, sich an das Netz anzuschließen, und behindern den Transformationsprozess (siehe Governance und Regulierung in Amsterdam). Eine Zusammenfassung der wichtigsten Indikatoren zum Stadt- und Energieprofil Amsterdams findet sich in Tabelle 32.

Tabelle 32: Überblick Amsterdam

Bevölkerungszahl (2024) [1]	931.748
Fläche [km²]	188.1
Heizgradtage [Kd/a]	2.455
Wärmebedarf [GWh/a]	5.720 – 5.970
Fernwärmedurchdringung	11 % – 26 %
Anschlussrate Fernwärme	Unbekannt
Emissionsfaktor Fernwärme (2023) [gCO₂(eq)/kWh]¹²	40.7 / 98.3
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020) [8]	96.900 (2023)

9.7.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Amsterdam

Amsterdam hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu werden, mit dem Zwischenziel, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Dies steht im Einklang mit den nationalen Zielen (Abbildung 78).

¹² Das Fernwärmenetz besteht aus zwei unabhängigen Teilnetzen mit unterschiedlichen Brennstoffmischen und entsprechend zwei Emissionsfaktoren.

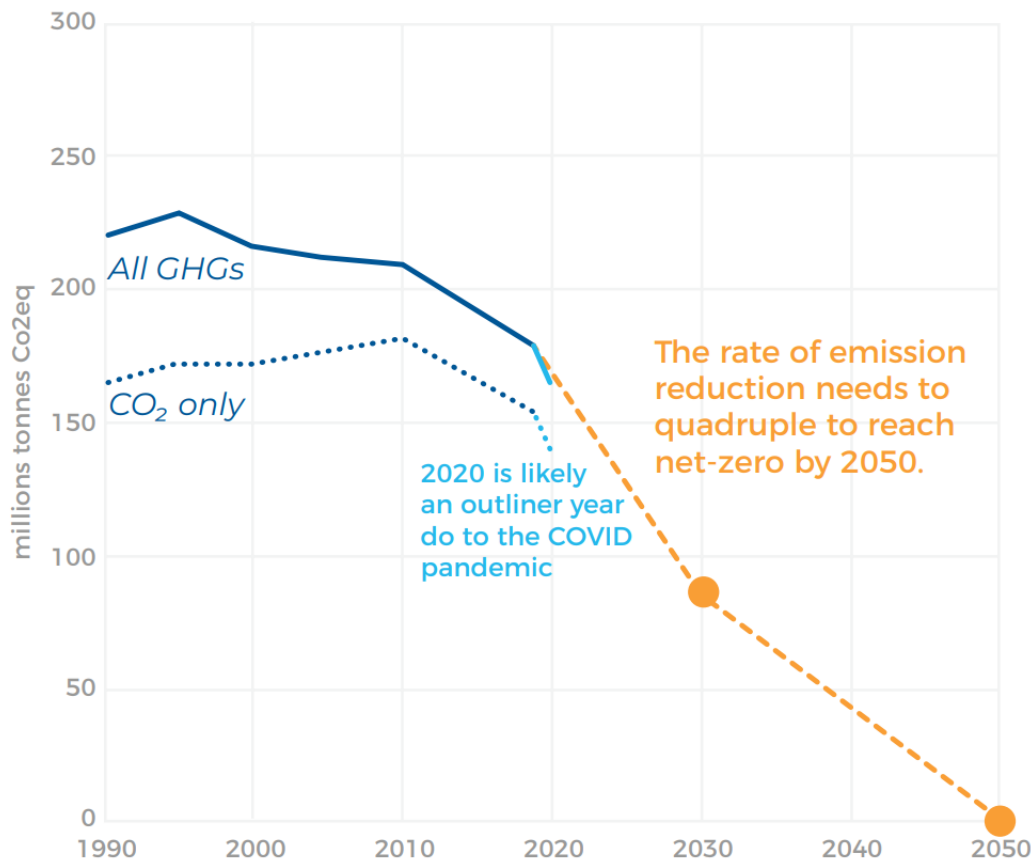


Abbildung 78: Treibhausgasemissionen der Niederlande - historische Entwicklung und zukünftige Ambitionen [9]

Die Bestrebungen Amsterdams zur Dekarbonisierung sind in verschiedenen Dokumenten festgehalten:

- **Roadmap Amsterdam Climate Neutral 2050** [10], die die langfristige Vision und die kurzfristigen Maßnahmen der Stadt zur Erreichung der Klimaneutralität umreißt.
- **Transformationsvision für Wärme** [11], in der Strategien für den Übergang zu nachhaltigen Heizsystemen detailliert beschrieben werden.
- **Regionale Energiestrategie (RES)** [12], die regionale Ziele für die Erzeugung erneuerbarer Energien festlegt und kooperative Ansätze skizziert.
- **Heizungsprogramm**, das nachbarschaftsspezifische Pläne zur schrittweisen Abschaffung der Erdgasnutzung und zur Nutzung alternativer Heizungslösungen vorsieht [13].

Der Fahrplan konzentriert sich auf vier Schlüsselbereiche: die bebaute Umwelt, Elektrizität, Mobilität und Industrie, einschließlich des Hafens. Durch die Konzentration auf diese Bereiche will Amsterdam seine Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen systematisch reduzieren und auf nachhaltige Energiequellen umsteigen [10].

Ein wichtiger Aspekt der Dekarbonisierungsstrategie Amsterdams ist die Umstellung der Heizungsanlagen. Die 2020 veröffentlichte „**Transitievisie Warmte**“ (**Transitionsvision für Wärme**) enthält Pläne, bis 2040 Erdgas zugunsten nachhaltiger Heizlösungen auslaufen zu lassen. [11]. Diese Vision wird durch das **Heat-Programm** umgesetzt, das Ansätze auf Nachbarschaftsebene zur Umstellung der Erdgasnutzung umfasst. Zu den Strategien gehören die Verbesserung der Gebäudedämmung sowie der Einsatz alternativer Heizmethoden wie Fernwärme, vollelektrische Systeme und Hybridlösungen [13].



Um seinen Energiebedarf nachhaltig zu decken, investiert Amsterdam in erneuerbare Energiequellen. Die **regionale Energiestrategie (RES)** für die Region Noord-Holland Zuid, zu der auch Amsterdam gehört, legt Ziele für die Erzeugung erneuerbarer Energien bis 2030 fest:

- **Windenergie:** Kapazitätsausbau auf 127 MW.
- **Solarenergie:** Installation von 400 MW auf großen Dächern und 150 MW auf kleineren Dächern.

Diese Initiativen zielen darauf ab, bis 2030 80 % des jährlichen Strombedarfs der Stadt aus erneuerbaren Quellen zu decken. Darüber hinaus konzentriert sich Amsterdam auch auf die Umgestaltung seines Verkehrssektors. Die Stadt plant, bis 2030 eine emissionsfreie Mobilität zu erreichen und strebt eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um etwa 360 Kilotonnen an. Dazu gehören die Förderung von Elektrofahrzeugen, der Ausbau der Fahrradinfrastruktur und die Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs [14].

Amsterdam ist sich der Bedeutung einer integrativen Regierungsführung bewusst und legt daher bei seinen Klimaschutzinitiativen großen Wert auf die Beteiligung der Bevölkerung. Die Stadt fördert die lokale Eigenverantwortung für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien (d. h., Einwohner*innen, Genossenschaften und lokale Unternehmen sind Miteigentümer*innen und/oder Mitfinanzierer der Projekte) und strebt eine Beteiligung der Bevölkerung von mindestens 50 % an [15]. Öffentlichkeitsarbeit und Workshops sind wesentliche Bestandteile der Politikgestaltung und stellen sicher, dass die Einwohner*innen an der nachhaltigen Zukunft der Stadt mitwirken können.

9.7.3 Fernwärmenetz Amsterdam – aktueller Stand

Die Niederlande haben eine lange Tradition in der Nutzung von Erdgas als primärem Brennstoff, was durch die Tatsache begünstigt wird, dass das Land über eigene Erdgasvorkommen verfügt, die seit Jahrzehnten in den Feldern von Groningen gefördert werden. Daher haben lokale Gasheizkessel im Land eine sehr lange Tradition, und ein großflächiges Fernwärmenetz in Amsterdam wurde erst Anfang der 1990er Jahre in Betrieb genommen. In den letzten drei Jahrzehnten ist das Fernwärmenetz erheblich gewachsen, mit rund 5.000 neuen Anschlüssen pro Jahr, was es zum am schnellsten wachsenden Wärmenetz in Europa macht [16]. Im Jahr 2024 waren laut Berichten 59.111 Kleinverbraucher und 582 Großverbraucher an das Netz angeschlossen. Dies entspricht 107.744 an das Netz angeschlossenen Haushalten [17]. Wie jedoch in Abbildung 79 ersichtlich wird, deckt das Fernwärmenetz hauptsächlich die Vororte der Stadt ab, während das Stadtzentrum nach wie vor überwiegend mit lokalen Gasheizkesseln oder (in jüngerer Zeit) Wärmepumpen versorgt wird (weitere Einzelheiten zur Entwicklung dieser Versorgungsstruktur finden sich in Governance, Regulierung in Amsterdam).

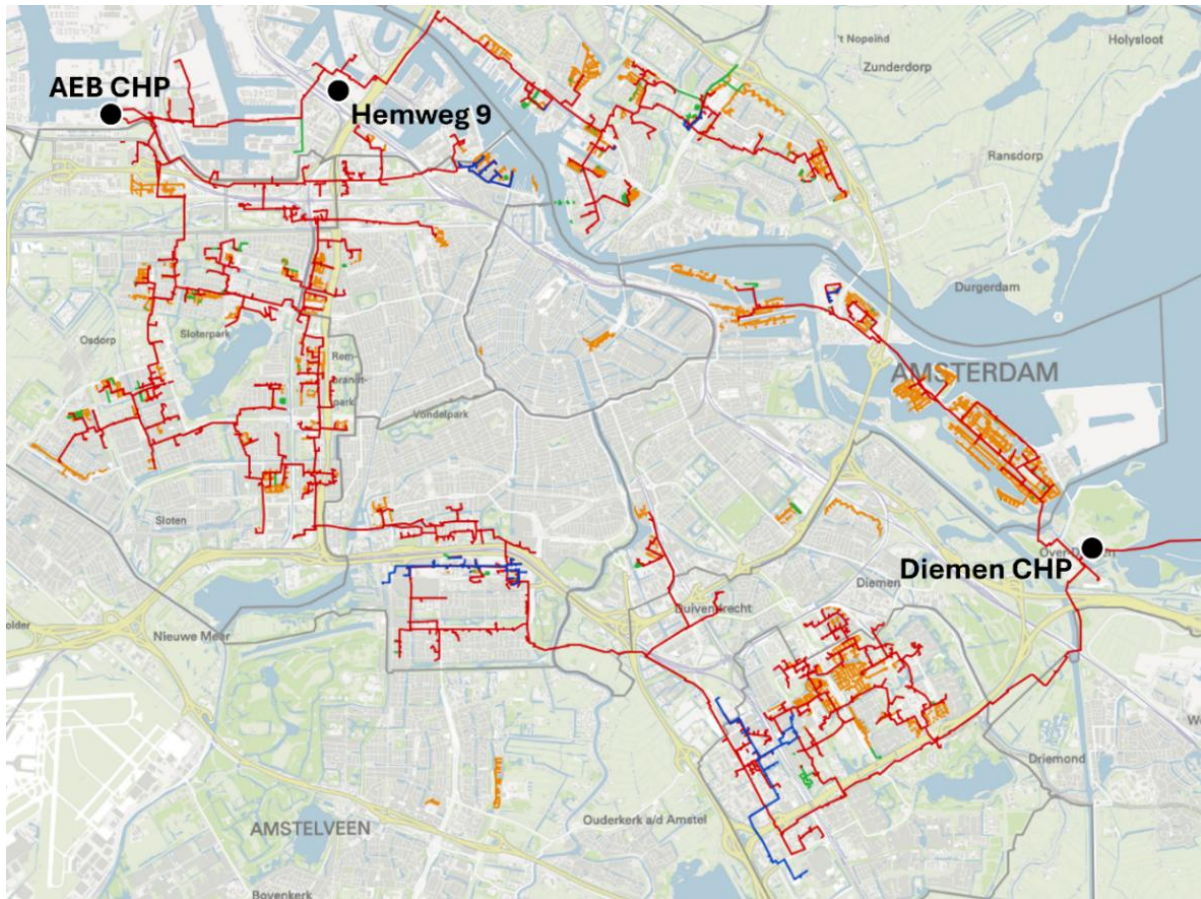


Abbildung 79: Aktuelles detailliertes Fernwärme- und Fernkältenetz von Amsterdam (Stand 2025) [18]. Legende: rot - Fernwärmeleitungen, orange - lokale Fernwärme-Teilnetze, blau - Fernkältenetze, grün - geplante Anschlüsse

Das miteinander verbundene Fernwärmenetz besteht formal aus zwei Teilen: dem nordwestlichen und dem südöstlichen Netz. Diese beiden Netze haben unterschiedliche Betreiber und Wärmeversorger und waren historisch getrennt, wie aus Abbildung 80 hervorgeht; derzeit sind sie jedoch miteinander verbunden, wie in Abbildung 79 zu sehen ist. Das nordwestliche Netz wird von Westpoort Warmte betrieben, während der formelle tägliche Betrieb und der Kundenservice von Vattenfall übernommen werden. Dieses Netz wird in erster Linie von der Müllverbrennungsanlage Westpoort und dem angrenzenden Biomasse-Heizkraftwerk versorgt, die beide von AEB Amsterdam betrieben werden. Das südöstliche Netz wird von einem hocheffizienten Erdgas-Heizkraftwerk in Diemen versorgt, das von Vattenfall betrieben wird. Die beiden Fernwärmenetze in Amsterdam, das nordwestliche und das südöstliche, meldeten im Jahr 2024 Wärmeverluste von 25 %, bzw. 20 % [7]. Darüber hinaus gab Westpoort Warmte an, im Jahr 2024 eine Verfügbarkeit des Fernwärmenetzes von 99,9 % erreicht zu haben [6], was das System äußerst zuverlässig macht.

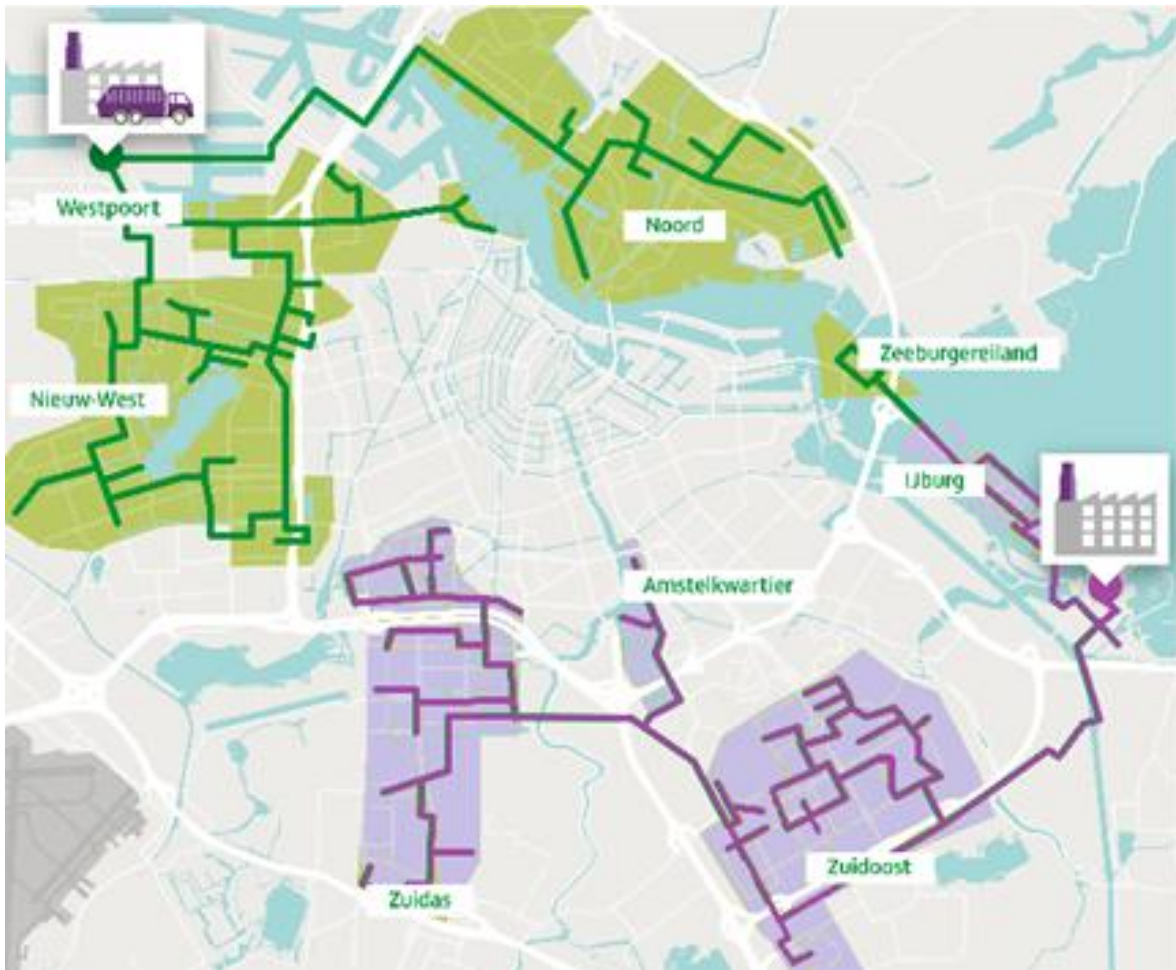


Abbildung 80: Historische Aufteilung des Fernwärmenetzes (Stand 2018) [19]. Legende: grün - nordwestliches Netz, violett - südöstliches Netz

Das **Heizkraftwerk Diemen** ist die wichtigste Produktionsanlage des südöstlichen Netzes. Es besteht aus zwei GuD-Blöcken: Diemen 33 und Diemen 34. Das Kraftwerk wurde ursprünglich 1995 in Betrieb genommen. Die beiden Blöcke können zusammen 615 MW Wärme und 685 MW Strom liefern. Das Kraftwerk zeichnet sich durch einen sehr hohen Wirkungsgrad aus: 59 % elektrischer Wirkungsgrad und 85 % Gesamtwirkungsgrad im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb [20]. Derzeit nutzt die Anlage ausschließlich Erdgas als Brennstoff. Obwohl Vattenfall angibt, den Anteil an Biomethan in seinen Anlagen aktiv zu erhöhen, ist der tatsächliche Anteil unbekannt. Im Jahr 2017 wurde ein Plan für den Bau eines Biomasse-KWK-Kraftwerks in Diemen vorgestellt, doch aufgrund eines starken Rückgangs der Förderung von Biogasanlagen in den Niederlanden wurde das Projekt letztendlich eingestellt [21]. Im Jahr 2024 wurde der Bau eines neuen PtH-E-Kessels im Werk Diemen abgeschlossen. Der Kessel hat eine Leistung von 150 MW (und ist damit der größte der Welt) und soll bei Überschüssen an erneuerbarer Energie (Solar/Wind) betrieben werden [22], wenn der Strompreis niedriger ist als die Kosten für die Stromerzeugung mit Gas oder Kohle, gemäß der Methode des dynamischen Referenzpreises [23]. Darüber hinaus wurde der Fernwärmeprozess durch die Installation eines Wärmespeichers am Standort Diemen optimiert, der 23.000 m³ Fernwärmewasser fasst.

Hemweg 9 ist ein von Vattenfall in Amsterdam betriebenes Erdgaskraftwerk. Die Anlage wurde 2012 in Betrieb genommen und liefert 440 MW Strom. Derzeit liefert sie zwar keine Wärme, wurde jedoch so konzipiert, dass sie im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb betrieben werden kann [24] mit

einer Wärmeleistung von 260 MW [5]. Daher könnte diese Anlage als zusätzliche Wärmequelle dienen, sollte der Wärmebedarf im Fernwärmenetz in Zukunft steigen.

Die **AEB-Wärme­kraftwerk-Anlage** zur Müllverbrennung ist die wichtigste Versorgungsanlage des Nordwest-Netzwerks. Die Anlage, die ursprünglich 1993 in Betrieb genommen wurde, verarbeitet jährlich etwa 850.000 Tonnen Siedlungsabfälle. Sie produziert jährlich etwa 900 GWh Strom und 417 GWh Wärme. Die Gesamtkapazität der Anlage beträgt etwa 1,4 Millionen Tonnen Müll. Im Jahr 2017 wurde in der Anlage ein neues Nachsortiersystem installiert, mit dem jährlich 30.000 Tonnen Material (Kunststoffe, Metalle usw.) zurückgewonnen werden können [25].

Die **AEB-Bio-Energy-Anlage** ist eine Anlage, die an die AEB-Wärme­kraftwerk-Anlage zur Müllverbrennung angrenzt. Die Anlage wurde 2020 in Betrieb genommen und verarbeitet jährlich 100.000 Tonnen Altholz. Die Anlage produziert sowohl Wärme als auch Strom, allerdings sind die Produktionskapazitäten nicht bekannt. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Produktionsanlagen in Amsterdam findet sich in Tabelle 33.

Tabelle 33: Zusammenfassung der wichtigsten Produktionsanlagen in Amsterdam

Anlage	Errichtung	Letzte große Investition	Versorgungskapazität		Brennstoff	Technologie
			Wärme [MW]	Strom [MW]		
Diemen	1995	2024	615 + 150 (e-boiler)	685	Erdgas Strom	GuD E-boiler Wärmespeicher
Hemweg 9	2012	N/A	200 (Potenzial)	440	Erdgas	GuD
AEB W2E	1993	2007	N/A (417 GWh/a)	N/A (900 GWh/a)	Restmüll	N/A
AEB-Bio-E	2020	N/A	N/A	N/A	Feste Biomasse	N/A

Das Fernwärmenetz stützt sich in erster Linie auf Erdgas und Müllverbrennung als Energiequellen. In den letzten Jahren wurde jedoch auch Biomasse in den Brennstoffmix aufgenommen. Die Forschung zur Nutzung von Geothermie wird fortgesetzt, und es werden Projekte zur Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren durchgeführt. Da die Niederlande Zugang zu erneuerbarer Energie aus (hauptsächlich) Offshore-Windparks haben, wurden außerdem neue großtechnische Elektrokessel installiert. Die lokalen Fernwärmenetze sind zwar miteinander verbunden, aber formal in zwei Teile unterteilt. Da Vattenfall keine Angaben zur Gesamtenergieproduktion seiner Anlagen macht, ist der gesamte Brennstoffmix nicht bekannt. Die Energiemixe der individuellen Netze sind in Abbildung 81 dargestellt. Obwohl das Nordwestnetz überwiegend mit Wärme aus Müllverbrennung und Biomasse versorgt wird, gelten nach der Berechnungsmethode gemäß dem niederländischen Wärmegesetz nur 70 % der Wärme als erneuerbar. Interessanterweise gelten 8 % der vom Südostnetz gelieferten Wärme als erneuerbar. Die gemäß NTA8800 im Jahr 2024 erzielten Primärenergiefaktoren betrugen 0,15 bzw. 0,54. Die gemeldeten resultierenden Emissionsfaktoren der Netze im Jahr 2024 betrugen 40,7 g/kWh, bzw. 98,3 g/kWh [7].

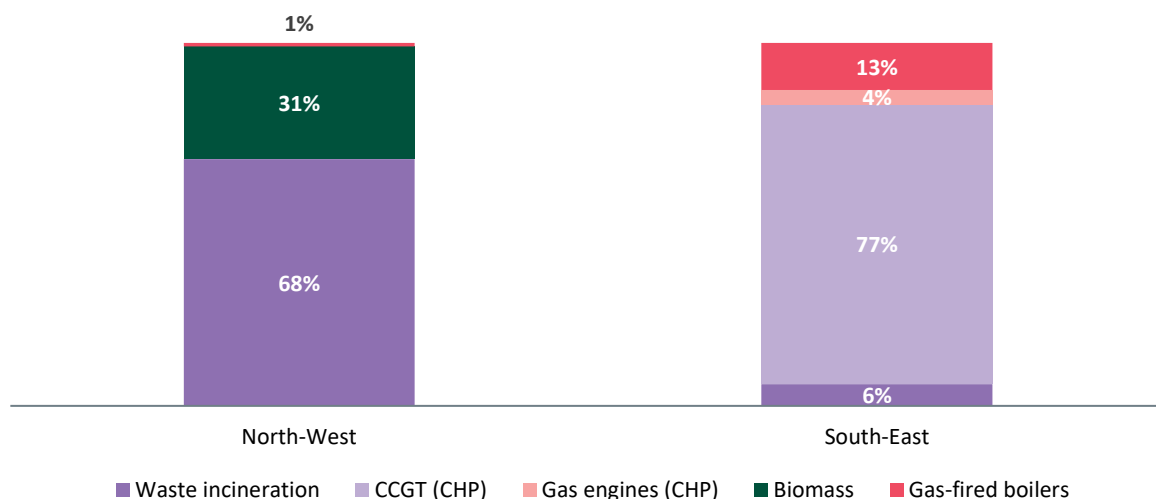


Abbildung 81: Energieträgermix der Fernwärmenetze in Amsterdam im Jahr 2024 [7]

9.7.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Amsterdam

Die Gesamtstrategie der Stadt Amsterdam zur Dekarbonisierung basiert auf dem Fahrplan „Amsterdam Climate Neutral 2050“ [10], unterstützt durch die „Transition Vision for Heat“ [11] und die Regional Energy Strategy (RES) [12]. Perspektiven für die Dekarbonisierung und den Ausbau der Fernwärme werden im Amsterdam Heat Guide (einer Studie der Stadt Amsterdam aus dem Jahr 2019) dargelegt. [5]. Derzeit gibt es kein bekanntes, öffentlich zugängliches, spezifisches, eigenständiges Rahmenwerk oder eine Roadmap, die sich auf die Dekarbonisierung des Fernwärmesystems konzentriert. Allerdings wird derzeit das erste Wärmeprogramm für Amsterdam entwickelt, dessen Fertigstellung für Ende 2026 geplant ist (siehe Governance, Regulierung in Amsterdam).

Dennoch laufen derzeit mehrere Großprojekte zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung. Die Stadt ist als Rechenzentrum Europas bekannt, und als solches bieten Rechenzentren ein erhebliches Potenzial für die Nutzung von Abwärme. Während sich die meisten Projekte zur Anbindung der Rechenzentren Amsterdams an die Fernwärmenetze noch in der Entwicklungsphase befinden, zeigen Demonstrationsprojekte wie das Digital Heat Project (Amstel III District) der TU Delft bereits positive Ergebnisse [26]. Darüber hinaus ist Amsterdam die erste Stadt, die ein Rechenzentrum gebaut hat, das direkt für die Fernwärmeversorgung genutzt werden kann [27].

In Amsterdam nutzt Vattentfall thermische Energie aus Oberflächenwasser, Abwasser und/oder Trinkwasser in kleineren Kältenetzen. Das Wasser wird entweder direkt genutzt oder in einem thermischen Energiespeichersystem im Boden gespeichert. Für Heizzwecke befindet sich die Nutzung von dieser Wärmequelle noch in der Entwicklung [28]. Seit 2024 setzt Amsterdam auch Maßnahmen der vierten Generation von Wärmenetzen um. Westpoort Warmte hat eine neue Heiz- und Kühltechnologie eingeführt (Projekt CityPlot Buikersloterham), die Fernwärme mit Kältespeicherung kombiniert, bekannt als hybride Kühl- und Wärmespeicherung, und derzeit 154 Haushalte versorgt. Der Wärme-/Kältespeicher sorgt an heißen Tagen für Kühlung und an kalten Tagen für Raumheizung mit Vorlauftemperaturen von bis zu 40 °C. Fernwärme wird eingesetzt, wenn höhere Temperaturen erforderlich sind [29].

9.7.4.1 Leuchtturmprojekte und Initiativen zur Dekarbonisierung der Fernwärme

Die Stadt Amsterdam sucht gemeinsam mit den beiden wichtigsten Fernwärmeversorgern – Vattenfall und Westpoort Warmte – aktiv nach Lösungen, um bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Zu den wichtigsten Maßnahmen zählen: Forschung im Bereich Geothermie, Nutzung der Abwärme zahlreicher Amsterdamer Rechenzentren sowie Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

Geothermie: Die regionale Energiestrategie von Amsterdam identifiziert Geothermie als Schlüsselkomponente für den Übergang zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung. Im Jahr 2023 erhielten Vattenfall und Eneco die Genehmigung, in Amsterdam Probebohrungen zur Erforschung geothermischer Ressourcen durchzuführen. Der Schwerpunkt der Forschung liegt auf der Bewertung des Potenzials der geothermischen Wärmeversorgung mit dem Ziel, mehrere tausend Haushalte mit Wärme zu versorgen [30]. Vor Kurzem hat die Stadt Amsterdam in Zusammenarbeit mit Vattenfall und Energie Beheer Nederland (EBN) eine Marktstudie begonnen, um potenzielle Partner für das Geothermie-Heizungsprojekt zu identifizieren. Der Schwerpunkt liegt zunächst auf dem südöstlichen Netz, wobei geplant ist, die erste Geothermieanlage bis 2030 in Betrieb zu nehmen [31].

SilverFalcon Datenzentrum: Vattenfall arbeitet mit SilverFalcon an dem Projekt des neuen SilverFalcon-Rechenzentrumsparks im Hafen von Amsterdam zusammen. SilverFalcon wird einen Rechenzentrumscampus betreiben, der aus drei 12-stöckigen Gebäuden besteht, in denen Immersionskühlungstechnologie zum Einsatz kommt, mit der der größte Teil der Abwärme zurückgewonnen und im nordwestlichen Fernwärmenetz wiederverwendet werden soll [32]. Ursprünglich von Caransa gebaut, ist dies das erste Projekt eines Rechenzentrums, das speziell für die Wärmeversorgung des Fernwärmesystems konzipiert wurde [27]. Das Projekt soll 2027 in Betrieb gehen und 25 MW Wärme erzeugen – genug, um 15.000 Haushalte zu beheizen. Das Kühlmedium mit einer Temperatur von 35 °C soll über eine Hochtemperatur-Wärmepumpe auf 85–120 °C aufgewärmt werden. Derzeit werden 750 m Rohrleitungen verlegt, um das Rechenzentrum an das Netz anzuschließen [33]. Die Visualisierung des Projekts geht aus Abbildung 82 hervor.

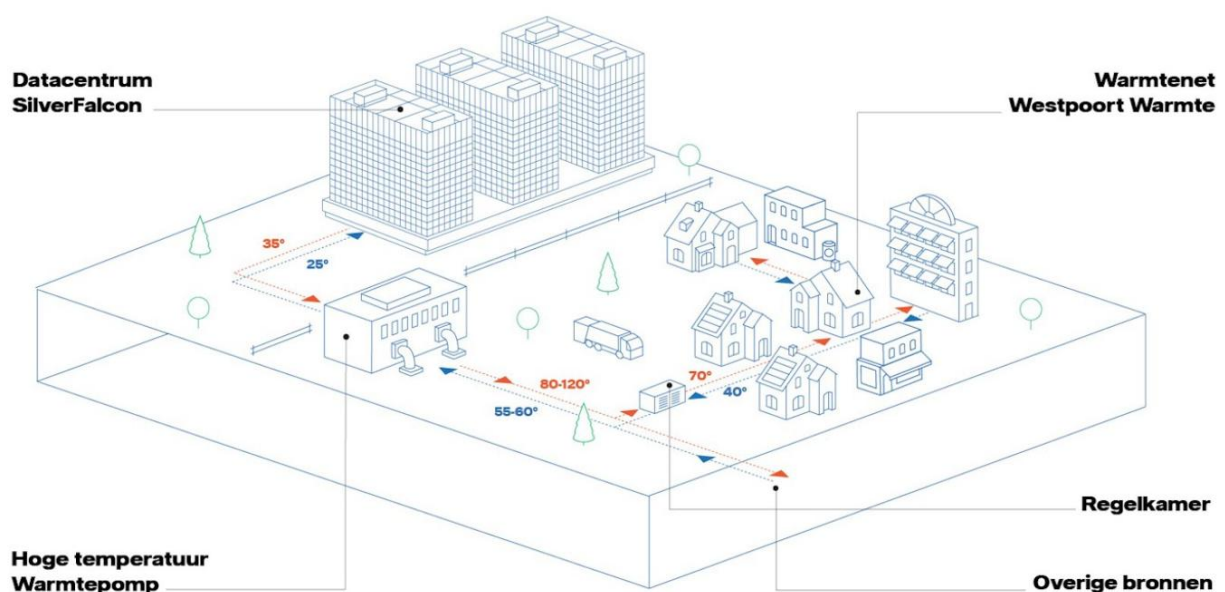


Abbildung 82: Visualisierung der Anbindung des SilverFalcon-Rechenzentrums an das Fernwärmenetz des Nordwestbezirks [34]

Carbon Capture and Storage (CCS): Die niederländische Regierung investiert massiv in das Aramis-Projekt, dessen Ziel es ist, eine Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Kohlenstoff in den Niederlanden aufzubauen, die verschiedene Kohlenstoffabscheidungsprojekte im Land mit Kohlenstoffspeicherstätten in den erschöpften Gasfeldern unter der Nordsee verbindet. Das Aramis-Projekt strebt eine jährliche Kapazität von 22 Millionen Tonnen CO₂ an und soll bis 2030 betriebsbereit sein [35]. In Amsterdam befindet sich derzeit ein großes Projekt zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung namens Aurora in der Designphase. Das Projekt ist eine Zusammenarbeit zwischen SLB Capturi, ACCIONA und Sener und sieht den Bau einer Anlage zur Kohlenstoffabscheidung in der Müllverbrennungsanlage AEB vor. Die Kohlenstoffabscheidungstechnologie von SLB Capturi wird eingesetzt, um das produzierte CO₂ abzuscheiden, das anschließend zu einem speziellen Standort unter der Nordsee transportiert wird. Zu den ehrgeizigen Zielen des Projekts gehört die Abscheidung von 550.000 Tonnen CO₂ pro Jahr und damit eine Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks der Stadt um 10 %. Die Anlage soll bis 2028 in Betrieb genommen werden [36].

9.7.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Amsterdam

Der Ausbau des Fernwärmenetzes in Amsterdam stellt zahlreiche Herausforderungen dar, die in den folgenden Unterkapiteln näher beschrieben werden (siehe Endkund*innentarife). Daher gibt es außer dem laufenden Projekt „Diemen e-boiler“ kein bekanntes Konzept für den Ausbau des Netzes und/oder dessen Kapazität. Vor Kurzem wurde der Ausbau des Netzes bis ins Stadtzentrum für den Verzicht auf Erdgas bis 2040 als nicht wirtschaftlich realisierbar eingestuft [37] und derzeit werden innerhalb des bestehenden Stadtnetzes keine größeren Rohrleitungs- oder Netzausbauten vorgenommen (siehe Abbildung 79).

Derzeit arbeitet die Stadt jedoch an dem Projekt Haven-Stad – Amsterdams größtem innerstädtischen Umgestaltungsgebiet (~650 ha). In mehreren Phasen, die sich bis 2050 erstrecken, plant die Stadt, in diesem Gebiet 70.000 Wohnungen und 58.000 Arbeitsplätze zu schaffen und damit über 150.000 Einwohner*innen unterzubringen [38]. Da Energieversorger seit 2018 keine Haushalte mehr an das Erdgasnetz anschließen dürfen [39] und da dieses Gebiet in unmittelbarer Nähe der bestehenden Fernwärmeinfrastruktur liegt (Abbildung 83), ist Fernwärme als zukünftige Energieversorgung für das Gebiet vorgesehen.

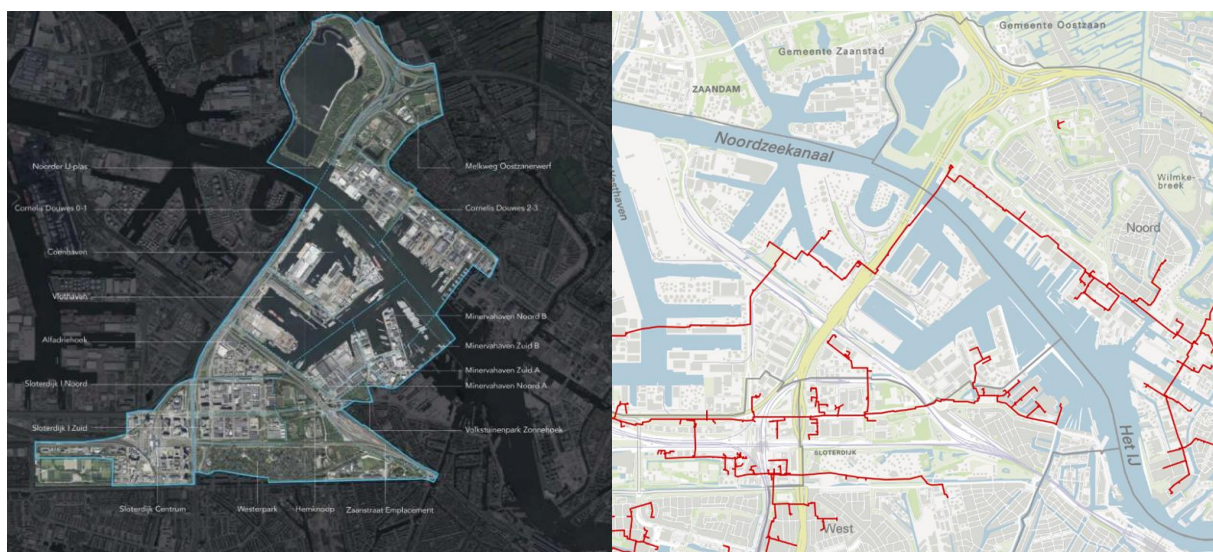


Abbildung 83: Visualisierung des geplanten Gebiets Haven-Stad [40] (links) und der Hauptleitungen des Fernwärmenetzes (rechts)

9.7.6 Governance und Regulierung in Amsterdam

Die nationale Regelung für Wärmenetze in den Niederlanden ist das Wärmegesetz (in Kraft seit dem 1.1.2014, mit Änderungen im Jahr 2016). Es wurde zum Schutz der Verbraucher mit einem Anschluss von weniger als 100 kW Heizleistung eingeführt. Die Tarife für Wärme basieren auf dem Grundsatz, dass die Kosten für einen Haushalt mit Fernwärme nicht höher sein sollten als die für einen individuellen Gas-Brennwertkessel. Für größere Kunden*innen ist der Wärmepreis nicht reguliert. Das Wärmegesetz enthält Vorschriften zu folgenden Punkten: Höchsttarif für Verbraucher, Genehmigungspflicht für die Lieferung von Wärme, finanzielle Entschädigung bei Unterbrechung der Wärmeversorgung und Kosten für die Messung. Wenn eine Gemeinde einen Wärmeplan für ein Gebiet erstellt, kann sie festlegen, dass neue Gebäude in den nächsten 10 Jahren an ein Wärmenetz angeschlossen werden müssen. Dies nur umgangen werden, wenn eine Alternative geboten wird, die hinsichtlich Energie und Umweltaspekte ebenso gut ist wie das Netz [41].

Derzeit ist die Infrastruktur für den Wärmetransport gesetzlich nicht von der Erzeugung und Lieferung von Wärme getrennt. Infolgedessen sind fast 85 Prozent der derzeitigen Fernwärmekunden an eines der drei großen privaten integrierten Fernwärmeunternehmen angeschlossen: Ennatuurlijk, Eneco und Vattenfall. Aufgrund der vertikal integrierten Kette können die Verbraucher ihren Wärmeversorger nicht frei wählen. Daher reguliert die Behörde für Verbraucher und Markt (ACM) die Wärmetarife (siehe Endkund*innentarife). Da die Fernwärmeinfrastruktur im Durchschnitt etwa fünfmal so teuer ist wie die Erdgasinfrastruktur, decken der Staat, die Provinzen und die Gemeinden die Finanzierungslücke von Fernwärmenetzen mit Subventionen wie der neuen Fernwärmenetzsubvention (WIS), um zu verhindern, dass der Anschluss an das Fernwärmenetz für die Bewohner*innen zu teuer wird. Je nach Situation können die Behörden bis zur Hälfte der erforderlichen Investitionen in Fernwärmenetze übernehmen [42]. Im Jahr 2025 sieht das Programm eine feste Förderung von 30 % der Investitionskosten im Rahmen eines Gesamtbudgets von 200 Millionen Euro vor. Um für die Förderung in Frage zu kommen, muss das Projekt mindestens 250 Kleinverbraucher in mindestens fünf Gebäuden mit Wärme versorgen, den zukünftigen Wärmebedarf aller Gebäude im Projektgebiet decken, Wärme mit maximal 25 kg CO₂ pro GJ liefern und innerhalb von sieben Jahren abgeschlossen sein. Die genauen Bedingungen finden sich auf den Webseiten der niederländischen Unternehmensagentur [43].

Ein neues Gesetz zur kollektiven Wärmeversorgung (WCW) wird derzeit erarbeitet [42]. **Das Gesetz besteht aus den folgenden Kernkomponenten:**

1. Marktorganisation
 - Führende Rolle der Kommunen und Parzellensystem
 - Öffentliche Mehrheitsbeteiligung
 - Unterschiedliche Regelungen für:
 - Regionalen Wärmetransport
 - Kleine Wärmenetze
2. Tarifregulierung
 - Alternative zur Gaspreisreferenz (NMDA)
 - Schrittweise Umstellung auf stärker kostenorientierte Tarife pro Wärmeparzelle (3 Phasen)
 - Tarifobergrenze und Ausgleichsfonds

3. Dekarbonisierung

- Mindestziel für die Reduzierung von Treibhausgasen
- Gesetzliche Verankerung von Abwärmeeinspeisung
- Angabe der Nachhaltigkeitsleistung auf den Rechnungen der Verbraucher

4. Versorgungssicherheit und Verbraucherschutz

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Verbraucherschutz für Wärme so weit wie möglich an den für Strom und Gas angeglichen

5. Übergangsperiode und Anlaufphase

- Übergangsbestimmungen bringen bestehende Wärmeunternehmen unter die WCW
- Ziel ist es, Investitionen in Fernwärme während des Aufbaus öffentlicher Lieferkapazitäten fortzusetzen

Gemäß dem Gesetz können Kommunen Fernwärmeunternehmen nur dann für ein neues Fernwärmegebiet mit mehr als 1.500 Anschlüssen benennen, wenn mindestens 50+1 Prozent der Fernwärmeinfrastruktur im Besitz einer oder mehrerer öffentlicher Stellen sind. Verschiedene mögliche Unternehmensstrukturen sind in Abbildung 84 dargestellt. Diese Maßnahme stieß jedoch auf Kritik, und Vattenfall argumentierte 2022, dass man keine weiteren Fernwärmeprojekte entwickeln oder bereits in Betrieb befindliche Projekte ausbauen werde, sollte die Regierung die Verstaatlichung vorantreiben [44].

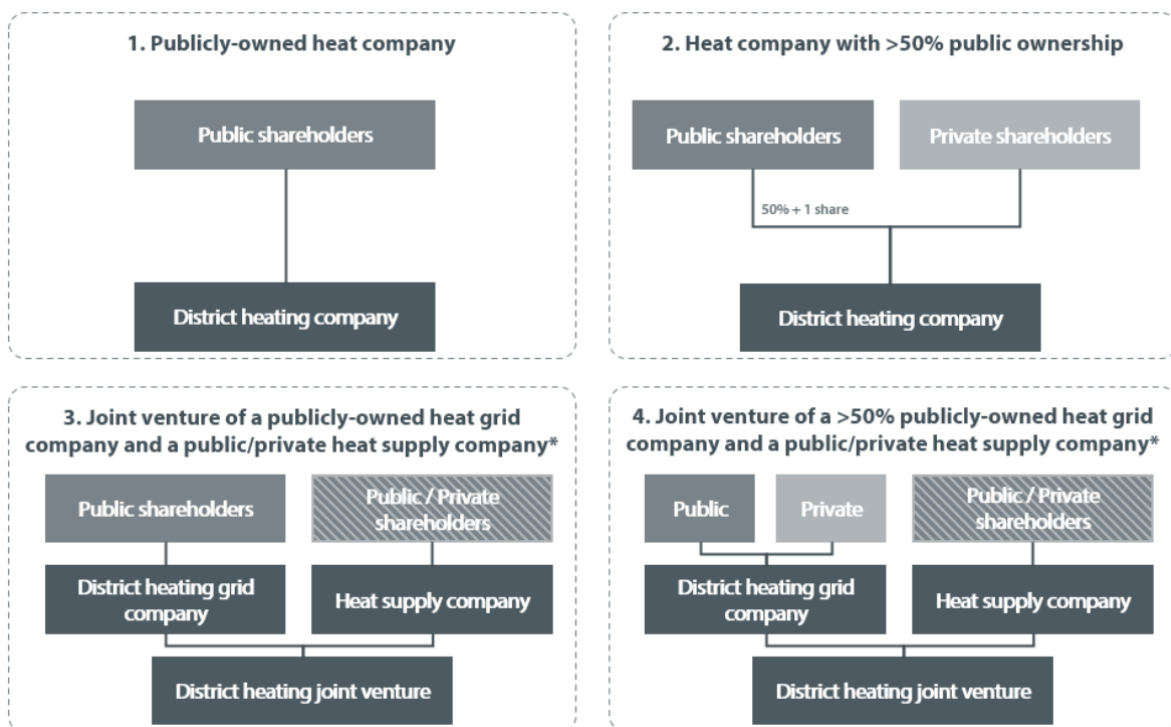


Abbildung 84: Verschiedene Varianten zur Gründung von Fernwärmeunternehmen, die den WCW entsprechen [42]

Darüber hinaus verabschiedete die niederländische Regierung im Jahr 2024 das Gesetz über kommunale Instrumente zur Wärmewende, das den Kommunen ein Rechtsinstrument an die Hand gibt, um den Plan zur Energiewende hin zur Fernwärme umzusetzen. Das wichtigste Instrument ist das Recht, bestimmten Stadtteilen ihren Gasanschluss zu entziehen, sofern eine erschwingliche Alternative vorliegt [45].

In den Niederlanden gelten derzeit mehrere Besteuerungssysteme. Im Bereich der energiebezogenen Steuern umfasst dies [46]:

- Energiesteuer - Steuer auf Strom- und Gasverbrauch; Ziel ist die Förderung von Energieeinsparungen,
- Steuer auf Leitungswasser – Ziel ist die Förderung von Wassereinsparungen,
- Steuer auf Abfallprodukte - Steuer für Unternehmen mit einer Müllverbrennungsanlage oder Mülldeponien; Ziel ist die Vermeidung und/oder Förderung der Wiederverwendung von Abfallprodukten,
- Kohleabgabe - für Unternehmen, die Kohle importieren, transportieren oder verbrauchen; zur Verringerung der Umweltverschmutzung und zur Energieeinsparung.

Gleichzeitig bietet die Regierung mehrere Nachhaltigkeitsanreize (Steuerergutschriften, Subventionen oder andere Unternehmensanreize), darunter unter anderem Anreize für die Erzeugung erneuerbarer Energien (SDE+), Zuschüsse für Investitionen in nachhaltige Energie (ISDE), das Green Funds Scheme, das Förderprogramm für Erdgas-freie Wohnungen (SAH) und Anreize für Energieeinsparungen in Eigenheimen (SEEH) [46].

Auf **lokaler Ebene** ist das Amsterdam Heat Programm das wichtigste Projekt. Im Jahr 2020 entwickelte die Stadtverwaltung die „Heat Transition Vision (Vision für die Wärmeumstellung)“, in der ein erster Ansatz zur Umstellung bestehender Gebäude in Amsterdam auf gasfreie Energiequellen dargelegt wurde. Seitdem hat die Stadtverwaltung in mehreren Stadtteilen Gespräche mit Anwohnern und anderen Interessengruppen über die Umstellung auf gasfreies Wohnen aufgenommen. Das erste daraus resultierende Wärmeprogramm für Amsterdam soll bis Ende 2026 fertiggestellt und vom Stadtrat genehmigt werden. Danach wird es alle fünf Jahre aktualisiert [47].

9.7.6.1 Organisationsstruktur der Fernwärme

Der wichtigste Akteur im Fernwärmesystem Amsterdams ist **Vattenfall Nederland N.V. (ehemals N.V. Nuon Energy)**, eine Tochtergesellschaft des schwedischen Unternehmens **Vattenfall AB**. Das Unternehmen ist für den Betrieb des gesamten Fernwärmenetzes zuständig und verwaltet die Fernwärmeversorgung im südöstlichen Teil des Netzes direkt. Im nordwestlichen Netz wird die Wärmeversorgung von **Westpoort Warmte** betrieben, einem Joint Venture zwischen Vattenfall (50 %) und der Stadt Amsterdam (50 %). Westpoort Warmte ist für die Speicherung, den Transport und die Lieferung von Fernwärme in diesem Gebiet verantwortlich. Die Müllverbrennungsanlage, die der wichtigste Wärmeversorger im nordwestlichen Netz ist, wird jedoch von **Afval Energie Bedrijf (AEB) Amsterdam** betrieben. AEB war ursprünglich einer der beiden Anteilseigner von Westpoort Warmte, bis die Stadt Amsterdam 2021 ihren 50-prozentigen Anteil erwarb. Im weiteren Sinne hat die Stadt Amsterdam das Ziel, ein regionales öffentliches Wärmeunternehmen zu gründen, das die Wärmenetze verwaltet und ausbaut. Dieses Unternehmen soll Eigentümer und damit für den Ausbau und die Errichtung neuer und bestehender Netze in der Region verantwortlich sein. Die Zusammenlegung der Wärmenetze in einem öffentlichen Wärmeunternehmen erleichtert die Umsetzung und Beschleunigung der Wärmewende, sorgt für die notwendigen Skaleneffekte, erhöht die Verwaltbarkeit und trägt besser zur Verwirklichung der Wärmewende bei. Derzeit werden verschiedene Szenarien für den Erwerb und die Zusammenlegung geprüft [48].

9.7.6.2 Endkund*innentarife

Die Fernwärmepreise von Vattenfall setzen sich aus zwei Hauptkomponenten zusammen [49]:

1. **Fixe Gebühr:** Eine Grundgebühr, die die Kosten für Infrastruktur und Wartung abdeckt. Im Jahr 2025 wurde diese Gebühr auf einen jährlichen Pauschalbetrag von 760,77 EUR festgelegt.

- 
2. **Variable Gebühr:** Basierend auf dem tatsächlichen Wärmeverbrauch. Im Jahr 2025 wurden diese Kosten auf 43,79 EUR pro GJ (0,16 EUR/kWh) festgelegt.

In den Niederlanden, einschließlich Amsterdam, werden die Fernwärmepreise für Kleinverbraucher*innen nach dem „Nicht-mehr-als-sonst-Prinzip“ reguliert. Dieses Prinzip stellt sicher, dass Haushalte, die an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, nicht mehr bezahlen als bei einer herkömmlichen Erdgas-Zentralheizung. Die niederländische Behörde für Verbraucher und Märkte (ACM) legt auf dieser Grundlage Höchsttarife fest [50]. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich bei den angegebenen Preisen um die landesweiten Tarife von Vattenfall handelt. Diese Tarife können je nach Region weiter angepasst werden, und Warmwasser kann separat von der Fernwärme abgerechnet werden [49].

Der Übergang Amsterdams zur Umsetzung eines groß angelegten Fernwärmesystems wird jedoch sowohl durch lokale als auch durch nationale Aspekte behindert. Im Rahmen des Strebens der Niederlande nach CO₂-Neutralität bis 2050 fördert die Regierung sowohl die Entwicklung von Fernwärme als auch die Installation lokaler Wärmepumpen. Die Überschneidung dieser beiden Initiativen könnte jedoch zu einer ineffizienten Verwendung der Fördermittel führen. Der niederländische Rechnungshof berichtete 2025, dass auf nationaler Ebene die Zahl der neu installierten Wärmepumpen die Zahl der neuen Fernwärmeanschlüsse um ein Vielfaches überstieg, wobei dieser Trend in den letzten Jahren stark zugenommen hat (Abbildung 85). Hier ist anzumerken, dass 90 % der neuen Wärmepumpeninstallationen in Gebieten erfolgten, in denen keine Fernwärme verfügbar war. Wie der niederländische Rechnungshof jedoch feststellt, ist die Wachstumsrate neuer Fernwärmenetze unzureichend, was in erster Linie auf die hohen Preise und die Dauer des Prozesses sowie die daraus resultierende Zurückhaltung der Wohnungsbaugesellschaften zurückzuführen ist, sich an das Netz anzuschließen.

Im Jahr 2024 erklärte der Amsterdamer Verband der Wohnungsbaugesellschaften (AFWC), dass er aufgrund der hohen Preise von Vattenfall keine neuen Anschlüsse an das Fernwärmenetz mehr zulassen werde. Der AFWC argumentierte, dass Vattenfall die entsprechenden Preisvereinbarungen nicht einhalte und dass Nachhaltigkeit ungeachtet der anhaltenden Energiekrise nicht auf Kosten des bezahlbaren Wohnraums gehen dürfe [51]. Darüber hinaus führte der Verband der Hausbesitzer (VEH) im Jahr 2024 eine Umfrage unter 1.600 Hausbesitzer*innen durch und stellte fest, dass 51 % der Befragten eine negative Meinung zum Fernwärmenetz haben, während nur 12 % eine positive Meinung vertreten. Nur 32 % gaben an, dass sie ein Angebot zum Anschluss an ein Wärmenetz annehmen würden, während 48 % dies ablehnen und sich für eine andere Alternative entscheiden würden, z. B. eine Wärmepumpe [52]. Derzeit sind Verbraucher in bestehenden Gebäuden gesetzlich nicht verpflichtet, sich anzuschließen oder angeschlossen zu bleiben. VEH gibt jedoch an, dass die Kosten für einen Austritt erheblich sein können – die Gebühren für die Trennung vom Netz können bis zu 5.300 EUR betragen, was eine Trennung vom Netz und den Wechsel zu einer Alternative praktisch unmöglich macht. Gruppen wie VEH drängen auf niedrigere Austrittsgebühren, um Flexibilität und Fairness zu erhöhen [52].

Schließlich erklärte Vattenfall, dass man den Bau von Fernwärmeanschlüssen für bereits bestehende Häuser einstellen werde, da die Kosten so hoch seien, dass es unmöglich sei, erschwingliche Tarife anzubieten, ohne Verluste zu machen. Vattenfall betonte jedoch, dass man weiterhin neue Gebäude anschließen werde [53].

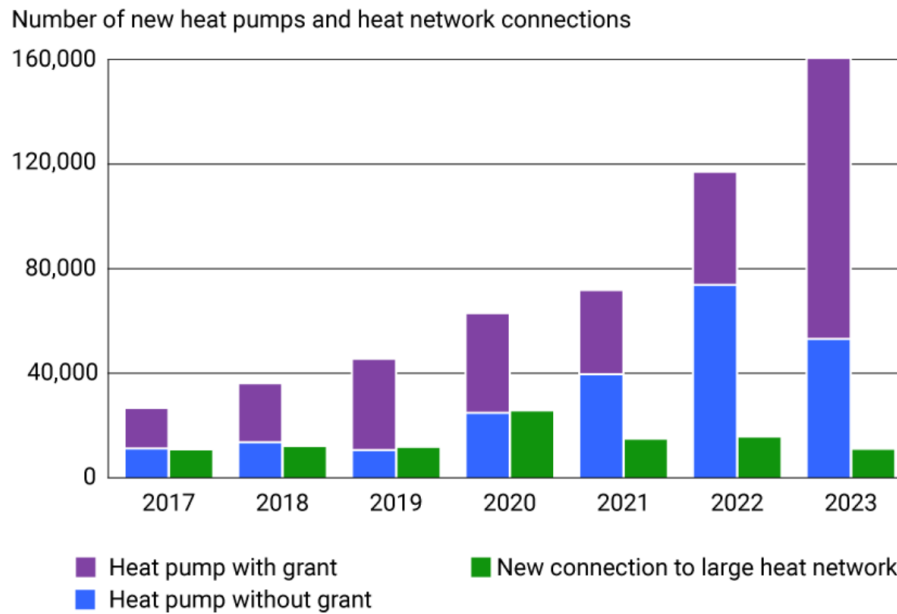


Abbildung 85: Nationaler Vergleich zwischen neuen Wärmepumpeninstallationen und neuen Fernwärmeanschlüssen [54]

9.7.6.3 Energieraumplanung und die Interaktion zwischen Stadt und Fernwärmenetzbetreiber

Amsterdam gestaltet seine Energieplanung auf Grundlage der Wärmeumstellungsvision aus dem Jahr 2020, während detailliertere Pläne voraussichtlich in das derzeit in Entwicklung befindliche Amsterdamer Wärmeprogramm aufgenommen werden. Darüber hinaus wurden 2024 das Gesetz über kommunale Instrumente zur Wärmewende (Wgiw) und 2025 die Verordnung über kommunale Instrumente zur Wärmewende verabschiedet. Damit erhalten die Kommunen eine Ausweisungsbefugnis, d. h. die Möglichkeit, Gebiete auszuweisen, die vor einem bestimmten Datum auf nachhaltige Alternativen zu Erdgas (wie Fernwärme) umstellen werden [55]. Die Stadt kann die Projekte über ihren 50-prozentigen Anteil an Westpoort Warmte teilweise beeinflussen, obwohl der Großteil des Fernwärmenetzes, der Produktion und der Planung weiterhin in den Händen von Vattenfall liegt. Der Ausbau des Netzes und private Anschlüsse werden durch verschiedene Subventionen unterstützt, die in den vorangegangenen Abschnitten erläutert wurden. Die wichtigsten davon sind die Fernwärmenetzsubvention (WIS, für Betreiber) und die Investitionssubvention für nachhaltige Energie und Energieeinsparung (ISDE, für Kunden*innen), die als Pull-Instrumente fungieren und Betreiber zu einem weiteren Ausbau und Kunden*innen zum Wechsel der Wärmequelle motivieren. Was die Push-Instrumente betrifft, die den Umstieg auf Fernwärme motivieren, ist das Wichtigste die Verordnung WJZ/18086924 des Ministeriums für Wirtschaft und Klimapolitik, die besagt, dass nach dem 01.07. 2018 dürfen keine neuen Gasanschlüsse mehr gebaut werden [56].

Die Stadtverwaltung von Amsterdam arbeitet derzeit an der Entwicklung einer Richtlinie für die Beteiligung der Einwohner*innen an allen Projekten innerhalb der Stadt, darunter auch der Ausbau des Fernwärmenetzes. Für jedes Projekt hat die Stadtverwaltung einen Beteiligungsplan veröffentlicht, in dem dargelegt wird, worum es bei der Beteiligung geht, was das Ziel ist und welchen Spielraum die Einwohner*innen Amsterdams haben, um Einfluss zu nehmen [57]. Dieser Plan ist auf der Website der Gemeinde veröffentlicht. Abgesehen davon sind keine konkreten Maßnahmen zur aktiven Vermarktung der Fernwärme an potenzielle Neukunden*innen bekannt. Interessierte Personen können auf der Website von Vattenfall eine Postleitzahlprüfung durchführen [17].



Insgesamt stellt die Umstellung des bestehenden Gebäudebestands (vorwiegend in der Innenstadt) auf Fernwärme jedoch eine erhebliche Herausforderung dar. Nach einer in den Niederlanden geltenden Standardregelung ist für komplexe Renovierungsmaßnahmen die Zustimmung von über 70 % der Mieter*innen erforderlich [58]. Dies ist ein großes Hindernis, da die allgemeine Stimmung unter den Anwohner*innen derzeit gegen Fernwärme ist. Darüber hinaus haben die Hausbesitzerverbände, wie bereits erwähnt, 2024 ihren Plan bekannt gegeben, aufgrund der hohen Preise keine neuen Anschlüsse mehr zuzulassen, und Vattenfall hat angekündigt, die Projekte zum Anschluss des bestehenden Gebäudebestands an das Netz aufgrund der wirtschaftlichen Umstände abubrechen.

9.7.7 Highlights und Umsetzungsprojekten in Amsterdam

Die Umstellung der Heizungsversorgung in Amsterdam ist zwar noch lange nicht abgeschlossen, zeigt jedoch, wie Innovation, flexible Regierungsführung und strategische Partnerschaften die historische Abhängigkeit von Gas überwinden und ein resilientes, zukunftsicheres städtisches Heizungsnetz schaffen können.

- Amsterdam hat seine Industriegebiete und digitale Infrastruktur strategisch genutzt, indem es die Restwärme aus der Müllverbrennung und aus Rechenzentren nutzt. Ein herausragendes Beispiel ist das Rechenzentrum SilverFalcon, das speziell dafür gebaut wurde, 25 MW Abwärme an das Fernwärmenetz zu liefern – genug für 15.000 Haushalte.
- Der 150-MW-Elektroboiler von Amsterdam, derzeit der größte der Welt, ist ein entscheidender Schritt zur Nutzung überschüssiger erneuerbarer Elektrizität, insbesondere während Spitzenzeiten der Wind- und Solarenergieproduktion. Dieser Ansatz erhöht die Flexibilität und verringert die Abhängigkeit von fossiler Wärmeerzeugung.
- Amsterdam hat fortschrittliche Niedertemperatur-Heizkonzepte wie die hybriden Heiz-/Kühlsysteme in Buiksloterham umgesetzt. Diese reduzieren die Temperaturanforderungen des Netzes und verbessern die Energieeffizienz.
- Amsterdam untersucht die Nutzung von Tiefengeothermie und aquathermalen Quellen (wasserbasierte thermische Energie) und hat Versuche zur Kohlenstoffabscheidung in Müllverbrennungsanlagen gestartet.

9.7.8 Zusammenfassung: Highlights und Erfolgsfaktoren

Amsterdam strebt aktiv eine dekarbonisierte Zukunft an, wobei sein Fernwärmesystem eine Schlüsselrolle bei diesem Übergang spielt. Trotz der derzeit begrenzten Verbreitung von Fernwärme, die nur etwa 11 % bis 26 % des Heizbedarfs der Stadt deckt, arbeitet die Stadt stetig daran, dieses Netz auszubauen, erneuerbare Energiequellen zu integrieren und die Abhängigkeit von Erdgas zu verringern. Die langfristigen Ziele Amsterdams, zu denen die Abschaffung der **Gasheizung bis 2040** und die Erreichung der CO₂-Neutralität bis 2050 gehören, spiegeln eine umfassende Strategie wider, die verschiedene Interessengruppen, regulatorische Unterstützung und erhebliche Investitionen in Technologie umfasst.

Die Stadt nutzt ihre einzigartigen Vorzüge und Herausforderungen, um die Umgestaltung ihres Fernwärmesektors voranzutreiben. Ein wichtiger Erfolgsfaktor war die strategische Integration der Abwärme aus dem wachsenden Netzwerk von Rechenzentren in Amsterdam. Als einer der führenden Rechenzentrumsstandorte Europas hat die Stadt proaktiv daran gearbeitet, die von diesen Einrichtungen erzeugte Abwärme in eine wertvolle Energiequelle umzuwandeln.

Die Bemühungen der Stadt, erneuerbaren Strom in ihren Heizungsmix zu integrieren, zeigen, dass sie sich auf die Erhöhung der Flexibilität und Nachhaltigkeit ihrer Fernwärmeinfrastruktur



konzentriert. Diese Strategie der flexiblen Energienutzung durch erneuerbare Energien steht im Einklang mit den umfassenderen Dekarbonisierungszielen der Stadt und ist ein klares Beispiel dafür, wie Strom- und Wärmeerzeugung integriert werden können, um die Energienutzung zu optimieren.

Das Wärmeprogramm der Stadt ist so strukturiert, dass es den besonderen Heizungsbedürfnissen verschiedener Gebiete gerecht wird und sicherstellt, dass die Umstellung weg von Erdgas lokal gesteuert wird. Durch den Fokus auf bestimmte Stadtteile und die Anpassung der Lösungen an die lokalen Gegebenheiten kann Amsterdam Fernwärmelösungen in den Gebieten einführen, in denen sie am dringendsten benötigt werden, und gleichzeitig die Energieeffizienz verbessern. Dieser Raumplanungsansatz ermöglicht es der Stadt, die Anforderungen des städtischen Wachstums mit dem Bedarf an einer nachhaltigen Energieinfrastruktur in Einklang zu bringen und sicherzustellen, dass die Energiewende auf strukturierte und praktische Weise erfolgt. Zusätzlich zu diesen Bemühungen hat Amsterdam seinen Rechtsrahmen gestärkt, um sicherzustellen, dass die Energiewende der Stadt sowohl innovativ als auch gerecht verläuft. Während private Betreiber einen Großteil der Entwicklung vorantreiben, sorgt das Engagement der Stadt dafür, dass ihre Klimaziele in den operativen Entscheidungen berücksichtigt werden und nachhaltige Lösungen weiterhin im Vordergrund stehen.

Allerdings steht Amsterdam bei der Erreichung seiner Dekarbonisierungsziele noch vor Herausforderungen. Die Stadt hat mit einer begrenzten Netzausdehnung zu kämpfen, und ein Großteil der Bevölkerung ist nach wie vor auf **individuelle Gasheizungen** angewiesen. Die Ausweitung des Fernwärmenetzes auf neue Gebiete und die Gewährleistung der Bezahlbarkeit für alle Einwohner*innen bleiben erhebliche Hürden. Die steigenden Kosten für den Anschluss an das Fernwärmenetz sowie der Widerstand gegen hohe **Anschlussgebühren** verlangsamen die Einführung. Darüber hinaus plant die Stadt zwar, **Erdgas bis 2040** schrittweise abzuschaffen, doch die **Finanzierung** dieser umfangreichen Umstellung sowie die Gewinnung breiter öffentlicher Unterstützung bleiben weiterhin große Herausforderungen.

Zu den wichtigsten Erfolgsfaktoren zählen:

- **Integration von Abwärme:** Die Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren, insbesondere durch Kooperationen wie das SilverFalcon-Rechenzentrum, ist eine innovative Strategie, die Emissionen reduziert und zugleich die Effizienz des Amsterdamer Fernwärmenetzes verbessert.
- **Engagement für erneuerbare Energien:** Investitionen in erneuerbare Energien verbessern die Flexibilität und Nachhaltigkeit des Heizsystems, indem überschüssige erneuerbare Energien genutzt und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert werden.
- **Strategische räumliche Energieplanung und nachbarschaftsspezifische Ansätze:** Das Wärmeprogramm von Amsterdam passt Heizungslösungen an bestimmte Stadtteile an und stellt so sicher, dass Fernwärme dort eingeführt wird, wo sie am dringendsten benötigt wird, und gleichzeitig den lokalen Bedürfnissen und der Infrastruktur entspricht. Überdies weist das Wärmeprogramm von Amsterdam den Übergang vom Erdgas nach Stadtvierteln aus, was eine gezielte Infrastrukturentwicklung und eine klarere Kommunikation mit den Bewohnern*innen ermöglicht.
- **Governance und regulatorischer Rahmen:** Starke öffentlich-private Partnerschaften und regulatorische Unterstützung stellen sicher, dass die Fernwärmestrategie



Amsterdams mit den Dekarbonisierungszielen der Stadt in Einklang steht, wodurch der Übergang der Stadt zu nachhaltiger Energie strukturierter und besser zu bewältigen ist. Das nordwestliche Heizungsnetz von Amsterdam befindet sich im gemeinsamen Besitz der Stadtverwaltung und von Vattenfall, was gemeinsame Ziele, eine bessere Aufsicht und eine gezielte Infrastrukturplanung ermöglicht. In diesem Zusammenhang ist das Prinzip der „nicht mehr als sonst“-Wärmetarife in Amsterdam als zentrale Herausforderung für den Ausbau der Fernwärme zu nennen. Es gewährleistet die Bezahlbarkeit, indem die Verbraucherkosten auf ein Niveau begrenzt werden, welches mit den herkömmlichen Gasheizungen vergleichbar ist. Diese Einschränkung macht den Ausbau des Fernwärmenetzes in vielen Gebieten unter aktuellen Bedingungen jedoch unwirtschaftlich.

Trotz zahlreicher Herausforderungen schreitet Amsterdam mit einer klaren Vision und soliden Strategien voran, die sein Engagement für eine nachhaltige Energiezukunft widerspiegeln. Der Ansatz der Stadt, der innovative Technologien, strategische Partnerschaften, Planung auf Nachbarschaftsebene und starke regulatorische Unterstützung kombiniert, ebnet den Weg für die Zukunft der Fernwärme und bietet wertvolle Erkenntnisse für andere, die eine nachhaltige Wärmeversorgung anstreben.

Literaturverzeichnis

- [1] Gemeente Amsterdam, “Prognose bevolking 2024-2050.” Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: <https://onderzoek.amsterdam.nl/artikel/prognose-bevolking-2024-2050>
- [2] City population, “Noord-Holland (Province, Netherlands) - Population Statistics, Charts, Map and Location.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: https://www.citypopulation.de/en/netherlands/admin/NL32__noord_holland/
- [3] Climate data, “Amsterdam climate.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: <https://en.climate-data.org/europe/the-netherlands/north-holland/amsterdam-3330/>
- [4] Eurostat, “Cooling and heating degree days by NUTS 3 region - annual data.” Accessed: Aug. 13, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chddr2_a/default/table?lang=en&category=nrg_nrg_chdd
- [5] T. Rujis, “The Amsterdam Heat Guide,” Municipality of Amsterdam, Amsterdam, Dec. 2019. Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: https://openresearch.amsterdam/image/2020/12/3/the_amsterdam_heat_guide.pdf
- [6] Westpoort Warmte, “Westpoort Warmte in negen feiten en cijfers (2023).” Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: <https://westpoortwarmte.nl/>
- [7] Vattenfall, “Warmte-etiket met onze warmtebronnen in 2024.” Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmte-etiket/>
- [8] Eurostat, “Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region.” Accessed: Nov. 20, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10r_3gdp__custom_15402261/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=6d5487f1-2000-4bce-a115-94e6a258adde&c=1739789750295
- [9] South Pole and Bellona Europa, “Quick scan on the carbon removal potential in the Amsterdam Metropolitan Area and the North Sea Canal Area.” Aug. 2022. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: https://bellona.org/assets/sites/3/2023/01/221129_Amsterdam-CDR_Report_EN-1.pdf
- [10] City of Amsterdam, “New Amsterdam Climate: Roadmap Amsterdam Climate Neutral 2050”.
- [11] City of Amsterdam, “Policy: Phasing out natural gas.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.amsterdam.nl/en/policy/sustainability/policy-phasing-out/>
- [12] Noord-Hollands Energie Regio, “RES Amsterdam.” Jan. 2020.
- [13] Open Research Amsterdam, “The Heat Program of the City of Amsterdam,” openresearch.amsterdam. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://openresearch.amsterdam/en/page/110308/the-heat-program-of-the-city-of-amsterdam>
- [14] M. Kottari, “Amsterdam’s Pathway to Climate Neutrality: Creating an Enabling Environment,” in *The Palgrave Encyclopedia of Urban and Regional Futures*, Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 1–7. doi: 10.1007/978-3-030-51812-7_209-1.
- [15] DLA Piper, “Developing Renewable Energy Projects.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: https://www.dlapiper.com/-/media/project/dlapiper-tenant/dlapiper/pdf/dla-piper-nederland_renewable_energy_projects.pdf?rev=bab80a923dbc4fe68e28a8c52ac1ac60

- 
- [16] Vattenfall, “Amsterdam.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://heat.vattenfall.co.uk/why-vattenfall/our-work/amsterdam>
- [17] Vattenfall, “Stadswarmte in Amsterdam: warmtenet van Vattenfall.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmtenetten-en-warmtebronnen/amsterdam/>
- [18] Municipality of Amsterdam, “District heating and cooling.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://maps.amsterdam.nl/stadswarmtekoude/>
- [19] “Het onderzoek van de Rekenkamer Amsterdam naar Grip op Westpoort Warmte: onderzoeksrapport,” Rekenkamer Metropool Amsterdam. Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://publicaties.rekenkamer.amsterdam.nl/grip-op-westpoort-warmte-onderzoeksrapport>
- [20] Vattenfall, “Power plants: Diemen.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://powerplants.vattenfall.com/diemen/>
- [21] Vattenfall, “Biowarmte-installatie in Diemen.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmtenetten-en-warmtebronnen/biomassa-voor-stadsverwarming/diemen/>
- [22] Bioenergy Insight, “Vattenfall to build 150 MW ‘e-boiler’ in Amsterdam.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.bioenergy-news.com/news/vattenfall-to-build-150-mw-e-boiler-in-amsterdam/>
- [23] Vattenfall, “Wat is een E-boiler? Je leest het hier.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmtenetten-en-warmtebronnen/e-boiler/>
- [24] Vattenfall, “Power plants: Hemweg 9.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://powerplants.vattenfall.com/hemweg-9/>
- [25] AEB Amsterdam, “AEB’s numbers.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: https://www.aebamsterdam.com/media/is2je2to/aeb230407_schone-samenleving_online_eng.pdf
- [26] AMS - Amsterdam Institute for Advanced Metropolitan Solutions, “Digital Heat in the Amsterdam Metropolitan Area.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.ams-institute.org/urban-challenges/urban-energy/digital-heat-in-the-amsterdam-metropolitan-area/>
- [27] Data Center Dynamics, “Caransa Group to build Amsterdam’s first district heating data center.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.datacenterdynamics.com/en/news/caransa-group-build-amsterdams-first-district-heating-data-center/>
- [28] Vattenfall, “Aquathermie voor warmte en koude in huis.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmtenetten-en-warmtebronnen/aquathermie/>
- [29] Innovation Origins, “Combining district heating with heat-cold storage limits grid congestion.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://innovationorigins.com/en/combining-district-heating-with-heat-cold-storage-limits-grid-congestion/>
- [30] Think GeoEnergy, “Permit granted for geothermal exploration in Amsterdam, Netherlands.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.thinkgeoenergy.com/permit-granted-for-geothermal-exploratory-drilling-in-amsterdam-netherlands/>

- 
- [31] Think GeoEnergy, “Market consultation for partners for geothermal heating project in Amsterdam, NL.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.thinkgeoenergy.com/market-consultation-for-partners-for-geothermal-heating-project-in-amsterdam-nl/>
- [32] SilverFalcon, Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.silverfalcondc.com/>
- [33] Euroheat & Power, “Waste heat from data centre - Amsterdam, The Netherlands.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/1-17-datacentre-the-netherlands-amsterdam-in-operation>
- [34] Vattenfall, “Restwarmte van datacenters voor warmte in huis.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmtenetten-en-warmtebronnen/datacenters/>
- [35] Reuters, “Netherlands backs carbon storage project as Total, Shell step back,” Apr. 25, 2025. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/sustainability/cop/netherlands-backs-carbon-storage-project-total-shell-step-back-2025-04-25/>
- [36] SLB Capturi, “SLB Capturi to take part in carbon capture FEED delivery to AEB Amsterdam.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://capturi.slb.com/resources/news/2025/slb-capturi-to-take-part-in-carbon-capture-feed-delivery-to-aeb-amsterdam>
- [37] Gemeente.nu, “Amsterdam niet volledig aardgasvrij in 2040,” Gemeente.nu. Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.gemeente.nu/ruimte-milieu/energie/amsterdam-niet-volledig-aardgasvrij-in-2040/>
- [38] Gemeente Amsterdam, “Haven-Stad: van bedrijventgebied naar wijken voor wonen en werken,” Amsterdam.nl. Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.amsterdam.nl/projecten/haven-stad/>
- [39] Gemeente Amsterdam, “Volg het beleid: van het aardgas af,” Amsterdam.nl. Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.amsterdam.nl/bestuur-organisatie/volg-beleid/duurzaamheid/aardgasvrij/>
- [40] “Uitvoeringsprogramma Haven-Stad.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: https://openresearch.amsterdam/image/2021/5/12/uitvoeringsprogramma_haven_stad.pdf
- [41] Interreg, “NETHERLANDS – national policy framework.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: https://vb.nweurope.eu/media/5541/netherlands_heatnet-nwe_lt-wp11_final.pdf
- [42] S. de Boer, “Effects of the New Collective Heat Supply Act Determine Investment Climate for District Heating Sector,” Rabobank. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.rabobank.com/knowledge/d011367984-effects-of-the-new-collective-heat-supply-act-determine-investment-climate-for-district-heating-sector>
- [43] Rijksdienst voor Ondernemend, “Warmtenetten Investeringsubsidie (WIS),” RVO.nl. Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/wis>
- [44] R. Pascoe, “Dutch state set to take control of district heating schemes,” Dutch News. Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.dutchnews.nl/2022/10/dutch-state-set-to-take-control-of-district-heating-schemes/>

- 
- [45] Energy Cities, “Dutch cities gain new powers to disconnect gas users and accelerate shift to district heating.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://energy-cities.eu/dutch-cities-gain-new-powers-to-disconnect-gas-users-and-accelerate-shift-to-district-heating/>
- [46] CMS, “Climate change taxation reforms and incentives in the Netherlands.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-climate-change-tax-reforms-and-incentives/netherlands>
- [47] City of Amsterdam, “Meer over het warmteprogramma.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://denkmeester.amsterdam.nl/heatprogram/meer-over>
- [48] Zita Pels, “Publiek Warmtebedrijf Amsterdam: status en ontwikkelingen,” Oct. 07, 2025. Accessed: Oct. 27, 2025. [Online]. Available: https://amsterdam.raadsinformatie.nl/document/16103353/1/09012f97818bc8d1?connection_type=1&connection_id=9716290
- [49] Vattenfall, “Tarieven voor stadsverwarming.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/tarieven/>
- [50] Autoriteit Consument & Markt, “Maximum heat tariffs in 2025: variable tariff slightly lower, fixed costs almost the same.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.acm.nl/en/publications/maximum-heat-tariffs-2025-variable-tariff-slightly-lower-fixed-costs-almost-same>
- [51] NL Times, “Amsterdam social housing firms stop heat network connections over high Vattenfall prices.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://nltimes.nl/2024/03/16/amsterdam-social-housing-firms-stop-heat-network-connections-high-vattenfall-prices>
- [52] Vereniging Eigen Huis, “Huiseigenaren lopen nog niet warm voor warmtenetten.” Accessed: Aug. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.eigenhuis.nl/nieuws/huiseigenaren-lopen-nog-niet-warm-voor-warmtenetten>
- [53] NL Times, “Vattenfall stops building heat networks for existing homes.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://nltimes.nl/2024/07/13/vattenfall-stops-building-heat-networks-existing-homes>
- [54] Netherlands Court of Audit, “Government heat network policy at odds with domestic heat pump grants.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://english.rekenkamer.nl/latest/news/2025/02/04/government-heat-network-policy-at-odds-with-domestic-heat-pump-grants>
- [55] VNG, “Wet en besluit gemeentelijke instrumenten warmtetransitie.” Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://vng.nl/artikelen/wet-en-besluit-gemeentelijke-instrumenten-warmtetransitie>
- [56] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, “Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 25 juni 2018, nr. WJZ/18086924, houdende regels omtrent de aanwijzing van gebieden als bedoeld in artikel 10, zevende lid, onderdeel a, van de Gaswet (Regeling gebiedsaanwijzing gasaansluitplicht).” Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2018-36136.html>
- [57] Gemeente Amsterdam, “Bewonersparticipatie,” Amsterdam.nl. Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.amsterdam.nl/bestuur-organisatie/meedoen/bewonersparticipatie/>
- [58] Aedes, “The 70 percent ruling.” Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://aedes.nl/verduurzaming/de-70-procent-regeling>

Hamburg



9.8 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Hamburg

9.8.1 Stadtprofil Hamburg

Hamburg ist die zweitgrößte Stadt Deutschlands und die drittgrößte deutschsprachige Stadt. Sie hat rund 1,85 Millionen Einwohner und eine Fläche von 755 km². Hamburg ist ein bedeutender Logistikstandort, insbesondere aufgrund des internationalen Flughafens und des Hamburger Hafens, der zu den größten Umschlaghäfen weltweit zählt (Tabelle 34). Hamburg wird durch ein Seeklima geprägt und liegt in einer kühlgemäßigten Klimazone. Die Jahresdurchschnittstemperatur liegt bei 9,4 °C und der durchschnittliche Niederschlag bei 773 mm [1].

Tabelle 34: Überblick Hamburg [1], [2], [3]

Bevölkerungszahl (2024)	1.851.596
Fläche [km²]	755,09
Bevölkerungsdicht [Einw./km²]	2.467
Heizgradtage [Kd/a]	3.054
Wärmeabsatz Fernwärme [GWh/a]	4.000
Fernwärmeanschlüsse [Wohneinheiten]	540.000
Anteil der Fernwärme	35 % (Haushalte)
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020)	72.000 (2023)

Der Klimabeirat der Stadt Hamburg ist ein unabhängiges wissenschaftliches Gremium. Zu seinen Aufgaben zählen die Beratung des Senats bei der Umsetzung des Hamburger Klimaschutzgesetzes und des Klimaplanes sowie die Impulsgebung in der Klimapolitik. Unter anderem ist der Klimabeirat dafür zuständig, die Zielerreichung bei der Verringerung der CO₂-Emissionen und die Klimaschutzanstrengungen der Stadt einzuordnen. Dazu veröffentlicht er jährlich klimarelevante statistische Daten und daraus abgeleitete Trendeinschätzungen zur Dynamik der Hamburger Klimapolitik. Diese werden im Klimamonitor Hamburg veröffentlicht [4].

Der Klimamonitor Hamburg 2024 enthält Erkenntnisse zur Klimapolitik in den Bereichen Energiewende, Gebäudesanierung, Verkehr und Mobilitätswende, Müll und Klimaanpassungen. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Hamburg verläuft nicht im Einklang mit den Klimazielen der Stadt. Zwar sind die Emissionen seit 1990 um 33,6 % gesunken, das Tempo reicht jedoch nicht aus, um das 2022 gesetzte Ziel einer 70 %igen Reduktion bis 2030 zu erreichen. Hamburg liegt damit hinter einem linearen Reduktionspfad zurück und trägt nicht ausreichend zu nationalen Klimazielen, welche im integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) 2022 beschlossen wurden, bei. Trotz Maßnahmen ist der Energieverbrauch seit 2008 kaum gesunken, und auch in den verschiedenen Emissionssektoren zeigt sich ein uneinheitliches Bild [4].

Abbildung 86 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Hamburg seit 2003, aufgeteilt nach den Sektoren Verkehr, Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und privaten Haushalten (PHH), im Vergleich zum Basisjahr 1990. Besonders auffällig ist der Anstieg der Emissionen im Verkehrssektor seit 2008, mit einem pandemiebedingten Rückgang 2020 und anschließendem Wiederanstieg bis 2022 auf das Niveau von 2019. In den anderen Sektoren gingen die Emissionen 2022 deutlich zurück, was vor allem auf Energiesparmaßnahmen infolge

des Ukraine-Kriegs zurückzuführen ist. Gleichzeitig führte der Anstieg des Emissionsfaktors im deutschen Strommix – ebenfalls kriegsbedingt – zu einer geringeren Reduktion. Hamburg ist davon besonders betroffen, da Stromerzeugung dort eine größere Rolle spielt. Der Rückgang der Industrieemissionen zwischen 2012 und 2020 steht im Zusammenhang mit einem zuvor sinkenden Emissionsfaktor [4].

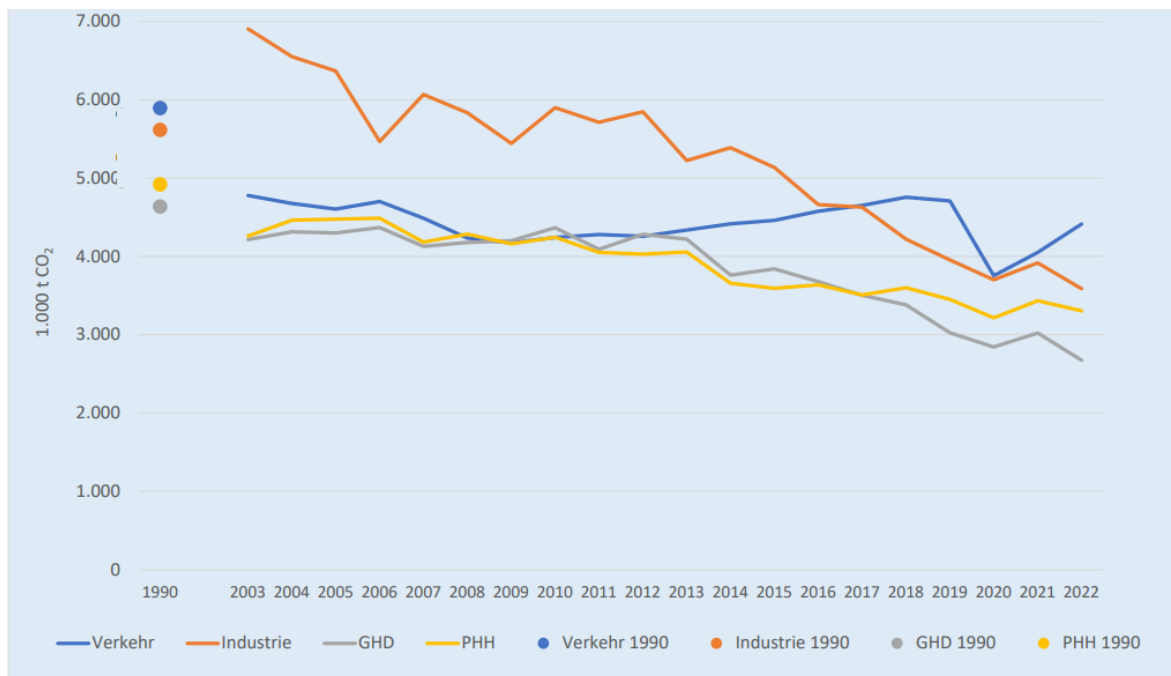


Abbildung 86 Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Sektoren in Hamburg [4]

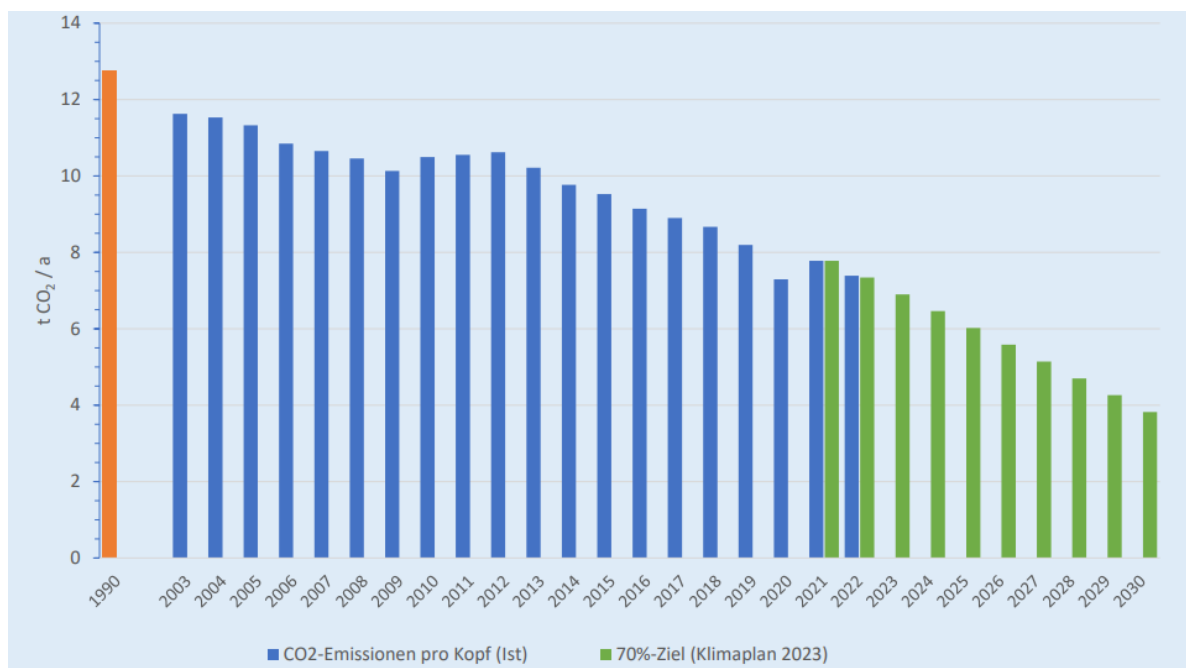


Abbildung 87: Entwicklung und Ziel der Pro-Kopf-CO₂-Emissionen in Hamburg [4]

Für die Bewertung der CO₂-Reduktion spielt auch die Entwicklung der Pro-Kopf-Emissionen eine Rolle, welche in Abbildung 87 dargestellt ist. Zu berücksichtigen ist, dass Hamburgs Bevölkerung seit 1990 um etwa 240.000 Personen gewachsen ist. Überträgt man das 70 %-Reduktionsziel auf die Emissionen pro Kopf, zeigt sich, dass dieses Ziel 2022 ebenfalls nicht erreicht wurde. Die Pro-Kopf-Emissionen sanken von 12,7 t CO₂ (1990) auf 7,4 t CO₂ (2022), hätten aber laut linearem

Reduktionspfad bereits bei 7,3 t CO₂ liegen müssen. Auch wenn die Abweichung gering erscheint, ist zu berücksichtigen, dass der Rückgang 2022 vor allem durch Energiesparmaßnahmen während des Ukraine-Krieges zustande kam [4].

Abbildung 88 zeigt die Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs der Stadt Hamburg. Trotz Effizienzmaßnahmen ist der Endenergieverbrauch in Hamburg seit 2008 nur leicht zurückgegangen, ebenso der Primärenergieverbrauch. Wirtschaftswachstum und Konsum verhindern trotz steigender Effizienz größere Einsparungen (Rebound-Effekt). Damit leistet Hamburg bisher keinen ausreichenden Beitrag zu den bundesweiten Einsparzielen, die bis 2030 eine Reduktion des Primärenergieverbrauches um 30 % gegenüber 2008 vorsehen [4].

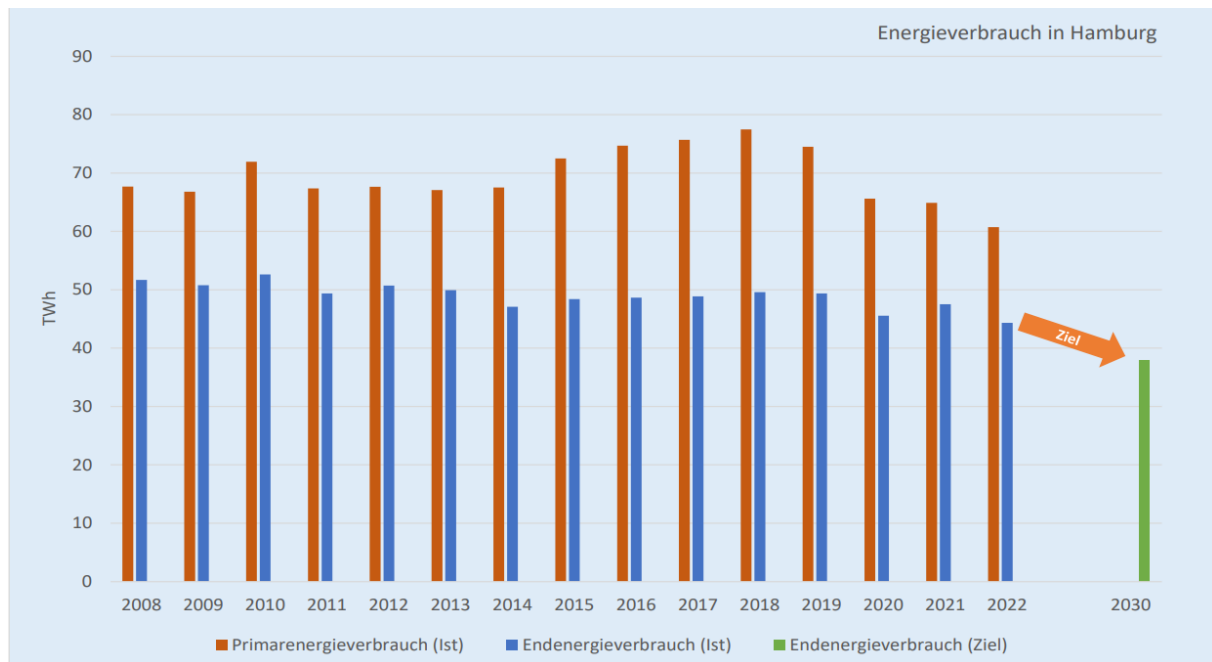


Abbildung 88: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Hamburg [4]

9.8.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Hamburg

Die Stadt Hamburg hat in ihrem Klimaschutzplan Klimaschutzziele festgelegt, welche im Hamburgischen Klimaschutzgesetz verankert sind. Die folgenden Ziele beziehen sich auf das Vergleichsjahr 1990:

- Reduktion der CO₂-Emissionen um 70 % bis 2030
- Netto-CO₂-Neutralität bis 2045 (98 %ige CO₂-Reduktion)

Der Klimaplan wird alle vier Jahre fortgeschrieben, um die Ziele und Maßnahmen anzupassen. Alle zwei Jahre legt der Senat einen Zwischenbericht vor, um ein regelmäßiges Monitoring sicherzustellen. In den vier Sektoren Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung, Private Haushalte und Verkehr werden Einsparungsziele definiert und konkrete Maßnahmen zugeordnet [5].

Am 12. Oktober 2025 gab es eine Volksentscheid, bei dem 53,1 % der Hamburger für ein strengeres Klimaschutzgesetz gestimmt haben. Es soll zu einer Vorverlegung des Zieljahres für die Klimaziele von 2045 auf 2040 kommen. Weiters wurde über eine jährliche Obergrenze für den CO₂-Ausstoß und das Prinzip, dass Klimaschutz-Kosten sozial gerecht getragen werden müssen, gestimmt [6].

9.8.2.1 Klimaneutralität auf Stadtebene

Abbildung 89 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen, die sich auf Basis der „Neuen Klimaschutzziele“ der Stadt Hamburg erzielen lässt. Die Klimaziele sind nur erreichbar, wenn Bund, EU und Hamburg wirkungsvolle Maßnahmen umsetzen. Zentrale Hebel sind: Energieeffizienz, Energieträgerwechsel und Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme. In Hamburg braucht es dafür unter anderem Investitionen in Gebäudesanierungen, Wärmepumpen, Fernwärmeanschlüsse, E-Mobilität und Netzinfrastruktur. Die CO₂-Einsparung hängt zudem stark vom Ausbau erneuerbarer Energien und vom Kohleausstieg auf Bundesebene ab [5].

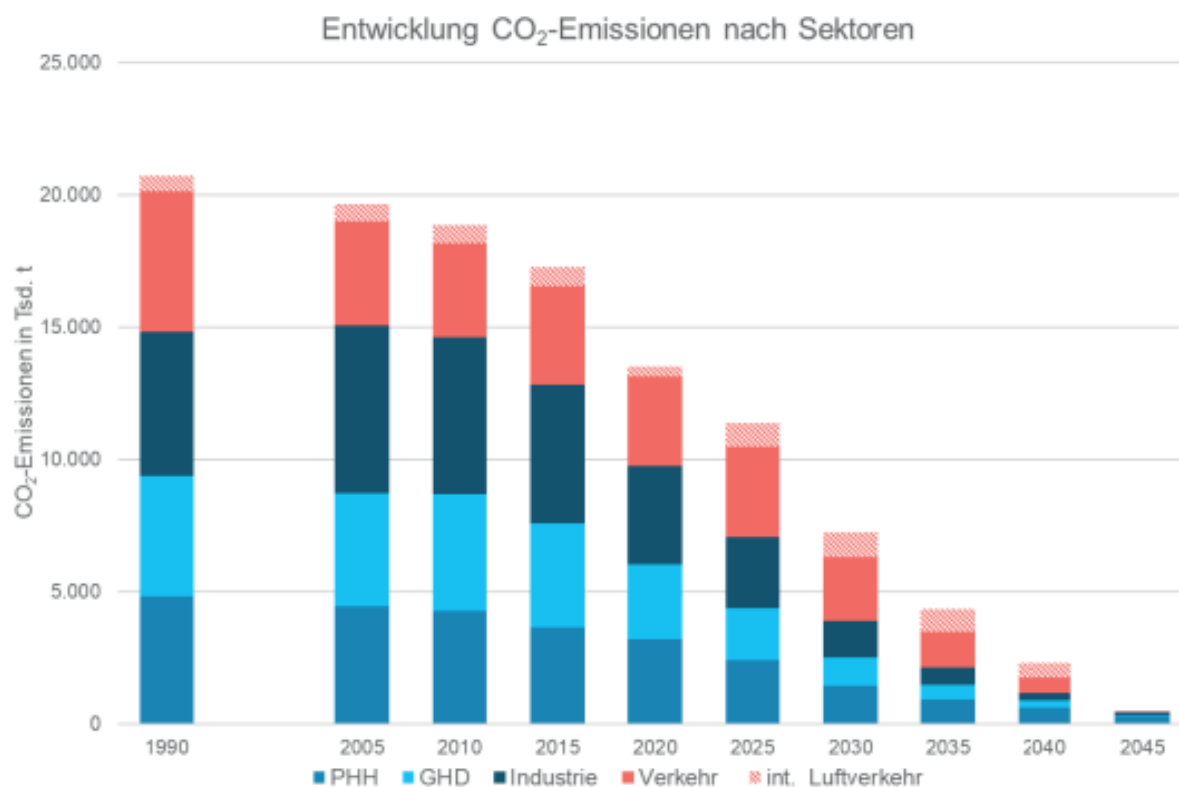


Abbildung 89: Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Sektoren in Bezug auf die Klimaschutzziele der Stadt Hamburg [5]; PHH = private Haushalte; GHD = Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Senkung der Emissionsfaktoren für Strom und Fernwärme ist zentral für Hamburgs Klimaziele. Besonders die Elektrifizierung von Industrie, Wärmeversorgung und Verkehr sowie der Ausbau der Fernwärmenetze ermöglichen große CO₂-Einsparungen. Hamburg hat schon heute einen überdurchschnittlichen Stromanteil am Endenergieverbrauch, der bis 2030 weiter steigen soll. Damit kann Hamburg ambitioniertere Ziele setzen als der Bund – ist aber auch stärker betroffen, wenn der bundesweite Ausbau erneuerbarer Energien stockt.

Zu den wichtigen Stellschrauben zählt die Minderung des Emissionsfaktors im Bundesstrommix. Diese umfasst die Einsparungen, die mit der Dekarbonisierung des deutschen Strommixes einhergehen. Maßnahmen in diesem Bereich sind u.a. der Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Ausbau der EE-Stromerzeugung.

Eine weitere wichtige Stellschraube ist die Dekarbonisierung der Fernwärme. Folgend sind die zentralen Maßnahmen aufgeführt, mit denen Hamburg die Dekarbonisierung der Fernwärme vorantreiben will:

- Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien
- Erhöhung des Anteils an Abwärme in Wärmenetzen
- Erhöhung der Effizienz in Erzeugung und Netzbetrieb
- Ausbau der Wärmespeicherung

Darüber hinaus wird der Ausbau der leitungsgebundenen Wärme forciert. Dazu soll die Anschlussrate in bestehenden Netzversorgungsgebieten erhöht und das Netzversorgungsgebiet erweitert werden [5].

9.8.2.2 Klimaneutralität der Stadtverwaltung

Die Freie und Hansestadt Hamburg verfolgt das Ziel, ihre Verwaltung bis 2030 weitgehend CO₂-neutral zu organisieren – ausgenommen ist der Gebäudebestand. Nicht vermeidbare Emissionen sollen durch Kompensationsmaßnahmen ausgeglichen werden. Grundlage hierfür ist eine CO₂-Startbilanz aus dem Jahr 2012, die derzeit fortgeschrieben wird. Die Fortschreibung dient dazu, den Erfolg bisheriger Maßnahmen zu bewerten und neue Einsparpotenziale zu identifizieren – unter anderem auf Basis von Erfahrungen aus den Energiesparmaßnahmen im Winter 2022/2023.

In der Praxis wurden bereits umweltfreundliche Beschaffungsrichtlinien umgesetzt, etwa für Fahrzeuge. Seit April 2023 beträgt die Quote batterieelektrischer Pkw in der öffentlichen Verwaltung 50,7 %, in öffentlichen Unternehmen 47,5 %. Weitere Maßnahmen umfassen die energetische Sanierung bezirkseigener Gebäude, den Ausbau von Photovoltaik, die Umrüstung auf LED-Beleuchtung sowie die Elektrifizierung des Fuhrparks.

Auch im Veranstaltungsbereich setzt die Stadt auf Nachhaltigkeit, z. B. durch eine Handreichung für klimafreundliche Events. Zudem wird regionale und klimafreundliche Ernährung in Kantinen gefördert.

Ein wichtiger Faktor ist die Digitalisierung von Verwaltungsprozessen, um Wege zu vermeiden und Papier einzusparen. Die Mitarbeitenden spielen eine zentrale Rolle: Ihre Aktivierung und Einbindung sind entscheidend für das Gelingen der Maßnahmen und damit für das Erreichen der CO₂-Neutralität bis 2030. [5]

9.8.3 Fernwärmenetz Hamburg – aktueller Stand

Das Fernwärmenetz der Hamburger Energiewerke (Stadtnetz) zählt zu den größten in Deutschland und versorgt derzeit über 538.000 Wohneinheiten über ein rund 900 km langes Rohrleitungssystem mit etwa 13.000 Übergabestationen [7]. Mit einer installierten Leistung von 1,98 TW und einem jährlichen Wärmeabsatz von ca. 4 TWh (inkl. dezentraler Netze) ist es ein zentraler Baustein der städtischen Energieversorgung [8], [9], [10].

Aktuell erfolgt die Wärmeerzeugung an einer Vielzahl von Standorten, wobei der Großteil der Wärme bisher an den Standorten Heizkraftwerken **Tiefstack und Wedel** erzeugt wurde (Abbildung 90).

- Das **Heizkraftwerk Tiefstack** ist ein zentrales Grundlastkraftwerk, das einen Großteil des Hamburger Fernwärmebedarfs abdeckt und derzeit noch mit Steinkohle betrieben wird. Bereits 1917 hatten die damaligen „Hamburgischen Elektrizitäts-Werke“ dort ihr erstes Großkraftwerk in Betrieb genommen. Die heutige Anlage stammt aus dem Jahr 1993 [11]. Die Hamburger Energiewerke haben das Heizkraftwerk Tiefstack im Jahr 2009 um eine Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD) erweitert [12]. Im Jänner 2025 wurde ein Druckwärmespeicher mit einem Volumen von 4.000 m³ in Betrieb genommen. Dieser speichert industrielle Abwärme mit einer Temperatur von 105 °C aus dem Betrieb von Aurubis [13].

- Das **Heizkraftwerk Wedel** wurde von 1961 bis 1965 gebaut; zwischen 1987 und 1993 wurde es zu einem Heizkraftwerk (HKW) umgerüstet. Teil der Sanierung war der Bau einer 16,5 Kilometer langen Transportleitung zum Haferweg. Von 2016 bis 2018 wurde das HKW umfassend modernisiert. Es verfügt über zwei Gasturbinen für die Spitzenlastproduktion. Im Jahr 2023 wurde auf dem Gelände eine Power-to-Heat (PtH)-Anlage mit einer Leistung von 100 MW erbaut, die aus Windstrom grüne Fernwärme erzeugen kann [14], [11].
- **Müllverwertungsanlage Borsigstraße (MVB):** Bereits seit 1994 liefert die Anlage Abwärme ins Hamburger Fernwärmenetz. Die Verbrennungskapazität der Anlage beträgt 320.000 t pro Jahr, verteilt auf zwei Verbrennungslinien; die Wärmeerzeugung beträgt 0,785 TWh. Im Jahr 2005 wurde auf dem Gelände ein Biomassekraftwerk erbaut. Dieses verbrennt Holzabfälle und erzeugt bis zu 20 MW elektrische Energie und Fernwärme. Die Kapazität beträgt 150.000 t pro Jahr. Durch eine Rauchgaskondensation wird seit 2024 zusätzliche Abwärme (0,35 TWh) aus der Müllverbrennung zurückgewonnen. Die Leistung beträgt bis zu 160 MW [15], [16].
- **Power-to-Heat-Anlage Karoline:** Die Anlage ist seit März 2025 im Einsatz und hat eine Leistung von 45 MW_{th}. Die Anlage wird nur zur Stabilisierung des Stromnetzes betrieben [14].

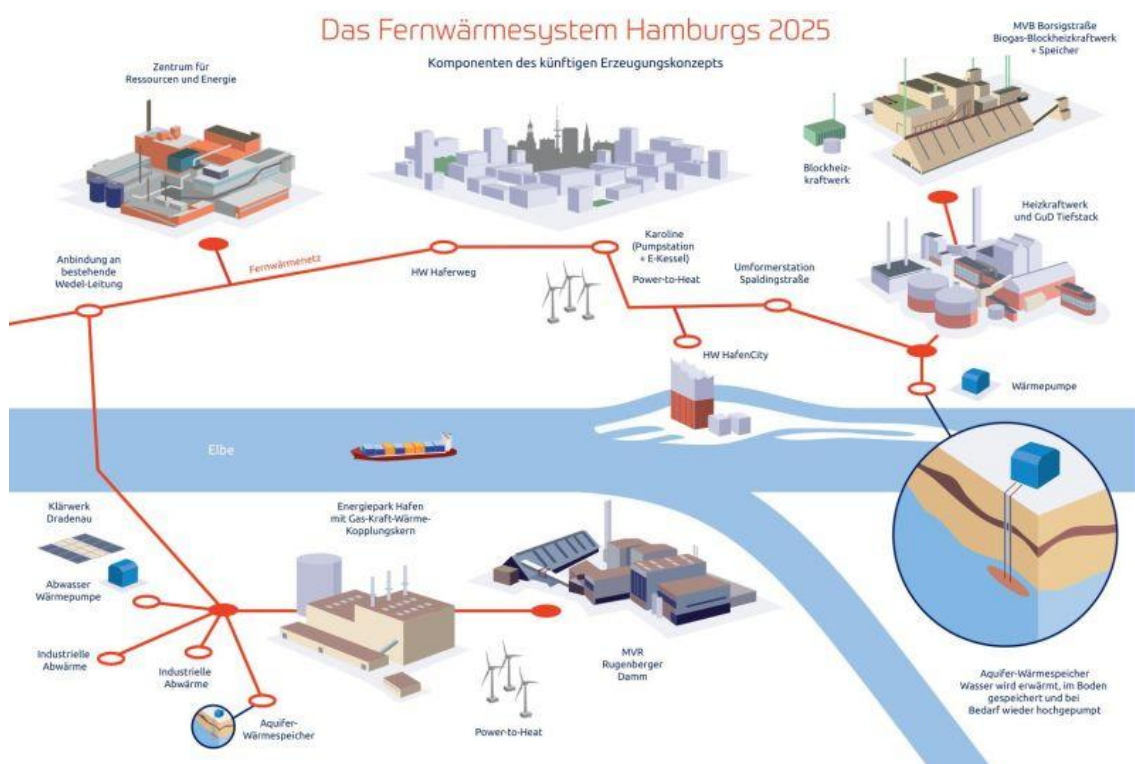


Abbildung 90: Erzeugungsanlagen im Hamburger Fernwärmesystem [17]

Zu dem **Erzeugungsmix der Fernwärme** in Hamburg gibt es keine öffentlich zugänglichen und aktuellen Informationen. Öffentliche Angaben gibt es nur zum Primärenergiefaktor (PEF): Dieser lag bei 0,33 und der Emissionsfaktor lag bei 64 g CO₂ pro kWh erzeugter Wärme (Berechnungen im Jänner 2022, Stadtnetz Hamburg) [9].



Laut einem Zeitungsartikel von 2023 [18] setzte sich der Energiemix der Fernwärme aus:

- 43 % Steinkohle
- 30 % Abwärme
- 25 % Erdgas
- 1,7 % Heizöl
- 0,3 % Biogas

In dem Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht [19] wird angegeben, dass im Jahr 2022 die Hamburger Energiewerke 3,7 TWh Fernwärme erzeugten, davon

- 71 % Steinkohle¹³
- 14 % Abwärme und
- 13 % Erdgas.

Laut „Zertifikat Erfüllungsgrad Städtnetz“ [20] waren die Anteile an der Fernwärmerzeugung im Jahr 2022 (Planungsdaten):

- 28,2 % Steinkohle KWK
- 23,2 % Erdgas KWK
- 12 % Müllverbrennung, biogen
- 4,9 % Altholz
- 4,1 % Müllverbrennung, Abwärme
- 2 % Abwärme
- 3,7 % Abwärme aus Abwasser
- 2 % Heizöl
- 19,9 % nicht angegeben

Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt 20,2 % (Biomasse, Biogas sowie der biogene Anteil des Hausmülls); dies würde einem Anteil der Müllverbrennung von 16,1 % entsprechen.

Anmerkung Müllverbrennung: Die Stadtreinigung Hamburg (SRH) betreibt die Müllverbrennungsanlagen MVB Borsigstraße und MVR Rugenberger Damm, in denen in Summe 640.000 t/a Müllverwertungskapazitäten zur Verfügung stehen (Tabelle 35). Beide Anlagen spielen eine wichtige Rolle im Fernwärmekonzept der Stadt Hamburg. Mit einer Fernwärmeerzeugung von 1,34 TWh/a (in 2020) erzeugten beide Anlagen eine Fernwärmemenge, die rund einem Drittel der im selben Jahr im Hamburger Fernwärmenetz verbrauchten Menge (3.639.000 MWh/a) entspricht. Aktuell versorgt die MVR Rugenberger einen Industriebetrieb mit Energie, soll aber bis 2026 wieder an das Fernwärmenetz der Stadt angeschlossen werden. Durch die Nutzung der Wärme im Rauchgas über Großwärmepumpen kann die MVB ab Mitte 2023 bei gleichbleibender Müllmenge zusätzlich rund 350.000 MWh/a Fernwärme erzeugen. Eine vergleichbare Technik soll auch in der MVR installiert werden und dort - bei anders gelagerten Rauchgasparametern - 160.000 MWh/a zusätzliche Energie erzeugen. Dazu kommen ab 2025 neue Entsorgungskapazitäten (323.000 t/a) im geplanten Zentrum für Ressourcen und Energie (ZRE). [21].

Der Energiebunker Wilhelmsburg: Der ehemalige Flakbunker in Hamburg-Wilhelmsburg wurde im Rahmen der Internationalen Bauausstellung (IBA) von 2006 bis 2013 wiederbelebt. In einem aufwendigen Prozess wurden mehr als 25.000 Tonnen Trümmer entfernt, das Gebäude statisch gesichert und zu einem Vorzeigeprojekt der Energiewende umgestaltet. Seit April 2013 ist der

¹³ Die Kohle stammte zu 45 % aus den USA, 5 % aus Südafrika und 15 % aus Kolumbien. Ungefähr 35 % stammten aus Russland. Der Import von russischer Kohle war durch Altverträge geregelt und wurde mit dem EU-Embargo im August 2022 beendet

Umbau abgeschlossen, der Energiebunker in Betrieb und eine Ausstellung zu dessen Geschichte zugänglich. Auf dem Dach und an der Südseite sind über 2.000 Quadratmeter Solarkollektoren und -zellen angebracht. Die Solarthermieanlage auf dem Dach erzeugt Wärme, die Photovoltaikanlage an der Südseite Strom. Aus einem benachbarten Industriegebiet wird Abwärme in den Energiebunker geleitet, dort gespeichert und anschließend als Wärme an die Verbraucher*innen weitergegeben. Die moderne Energiezentrale versorgt rechnerisch rund 2.250 Wohneinheiten mit klimafreundlicher Wärme und speist Ökostrom in das lokale Stromnetz ein [7].

Tabelle 35: Anlagenkapazitäten der Müllverbrennung der Stadtreinigung Hamburg (SRH) aktuell und geplant [21]

Anlage	Anlagenart	SRH-Ist-Kapazität 2020 (t/a)	SRH-Kapazität 2025 (t/a)	SRH-Kapazität 2030 (t/a)	Anmerkungen
MVB Borsigstraße Linie I und II	MVA	337.410*	320.000	320.000	SRH-Anlage, Nennkapazität von 320.000 t/a
MVB Borsigstraße Linie III	Biomasseheizkraftwerk	145.444	150.000	150.000	SRH-Anlage, Nennkapazität von 150.000 t/a
MVR Rugenberger Damm	MVA	336.711*	320.000	320.000	SRH-Anlage, Nennkapazität von 320.000 t/a, hiervon rund 40 % für vier niedersächsische Landkreise
ZRE	MVA		27.000	323.000	Inbetriebnahme der SRH-Anlage ab 12.2025 geplant
Drittanlagen	MVA	106.900	nur bei Bedarf	nur bei Bedarf	in 2020 MVA Stapelfeld
Summe		926.465	817.000	1.113.000	

* Auslastungsgrad in 2020 > 100 % aufgrund hoher Anlagenverfügbarkeit und niedriger Heizwerte

9.8.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Hamburg

Die Hamburger Energiewerke verfolgen das Ziel, bis 2045 eine vollständig klimaneutrale Wärmeversorgung zu erreichen (Abbildung 91). Eine zentrale Maßnahme ist der vollständige Ausstieg aus der Kohleverfeuerung bis spätestens 2030: Mit der schrittweisen Stilllegung des Heizkraftwerks Wedel (2026), dem Verzicht auf die Einbindung des Kraftwerks Moorburg und der geplanten Umstellung des Standorts Tiefstack wird der heutige Kohleanteil auf null reduziert. Die Hamburger Energiewerke setzen dafür auf eine umfassende Transformationsstrategie, die auf Versorgungssicherheit, Innovation und Klimaschutz ausgerichtet ist. Grundlage dafür ist das entsprechende Ziel der Deutschen Bundesregierung, das durch die „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) unterstützt wird.

Bei der Dekarbonisierung der Hamburger Fernwärme spielen bislang ungenutzte Abwärme aus Industrie, Kläranlagen und Müllverwertung sowie eine Flusswasser-Wärmepumpe eine wichtige Rolle. Diese Wärmequellen werden in den beiden modularen Erzeugerparks „Energiepark Hafen“ und „Energiepark Tiefstack“ gebündelt; zwischen 2025 und 2029 sollen dafür ca. 2,5 Milliarden Euro investiert werden [7].

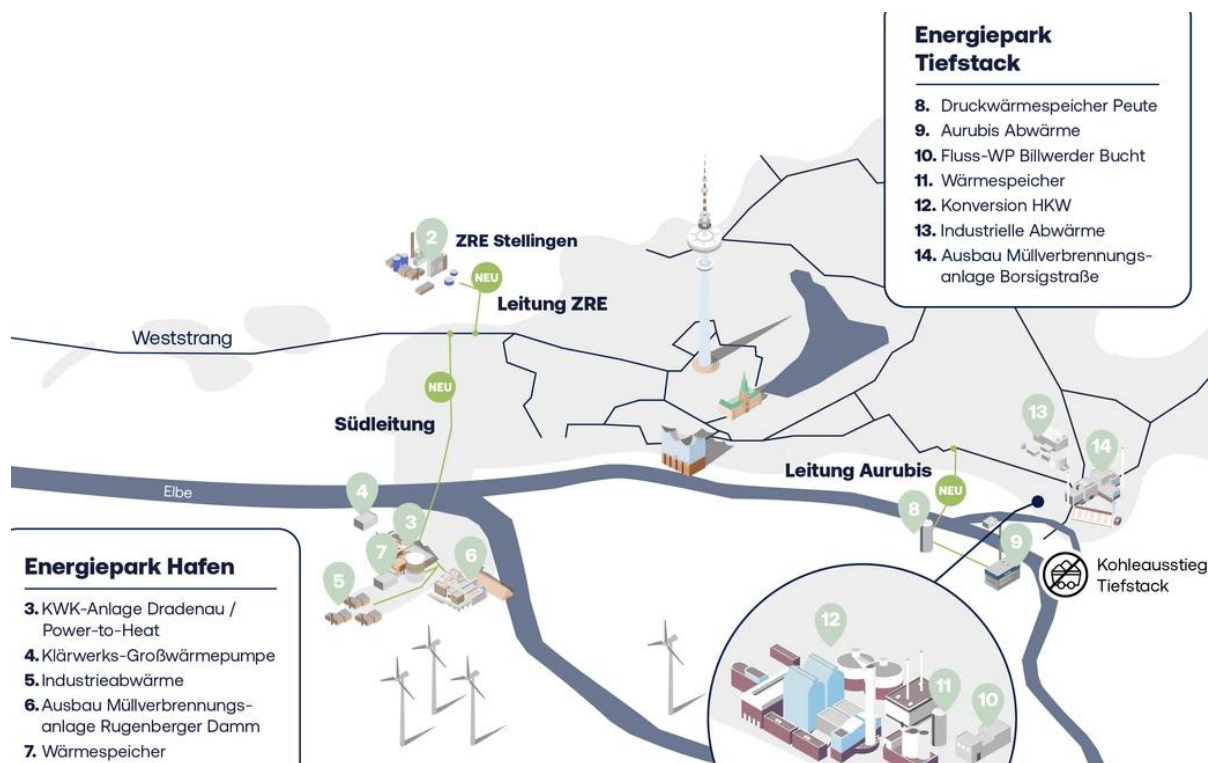


Abbildung 91: Die vollständig klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis spätestens 2045 [22]

Der **Energiepark Hafen** ersetzt das Kraftwerk Wedel ab 2025. Hier werden folgende Wärmequellen erschlossen:

- Industrielle Abwärme (Stahlproduktion)
- Wärme aus der Müllverwertungsanlage Rugenberger Damm
- Abwärme aus dem künftigen Zentrum für Ressourcen und Energie (ZRE) nördlich der Elbe (Müllverbrennung) – 80 MW_{th} Leistung [23]
- Abwasserwärme aus dem Klärwerk Dradenau mittels Großwärmepumpe – 60 MW_{th} Leistung
- Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD) auf der Dradenau (schwarzstartfähig, im Bau).
- Wärmespeicher mit einem Volumen von 50.000 m³
- Power-to-Heat (PtH) / Elektrodirektheizung mit einer Leistung von 30 MW_{th}.

Die installierte Leistung der KWK- und Power-to-Heat-Anlage wird 290 MW_{th} betragen [24]. Über eine neue, 7,6 km lange Leitung, die teilweise unter der Elbe verläuft (Abbildung 92), wird die gewonnene Wärme des Energieparks Hafen in das bestehende Fernwärmenetz eingebunden. [7].



Abbildung 92: Blick in die Fernwärmeleitungen unter der Elbe [7]

Ein weiterer Schritt ist die Entwicklung des Energieparks Tiefstack, der das bestehende Steinkohleheizkraftwerk Tiefstack bis spätestens 2030 ersetzen soll (Abbildung 93). Die Wärmeversorgung dieses Standorts wird ab 2030 durch eine Kombination aus klimafreundlichen Technologien bis zu 70 % sichergestellt [7], [17].

- Umstellung des **HKW Tiefstack** von Steinkohle- auf Erdgasbetrieb
- **industrielle Abwärme** aus der Produktion bei Aurubis: Die bereits bestehende Abwärmelieferung aus dem Kupferwerk von Aurubis soll erweitert werden. Diese wird über einen Druckwärmespeicher ins Fernwärmenetz eingespeist – Leistung der Abwärmeeinspeisung: 40 MW
- **Flusswärmepumpe** in der Billwerder Bucht mit der Elbe als Wärmequelle: 60 MW Leistung. Zusätzlich wird es eine zweite Flusswasser-Wärmepumpe geben, für die aktuell mögliche Standorte geprüft werden.
- **Wärmespeicher** mit 40.000 m³ Volumen ist geplant/in Ausschreibung.



Abbildung 93: Das Erzeugungskonzept des Energieparks Tiefstack [12]

In der **Übergangsphase** kommen noch erdgasbasierte Anlagen zum Einsatz, die perspektivisch durch erneuerbare Brennstoffe ersetzt werden sollen. Die neuen KWK-Anlagen werden bereits heute – soweit technisch möglich – für einen späteren Betrieb mit grünem Wasserstoff ausgelegt. Sobald grüner Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu angemessenen Preisen verfügbar ist, werden die Anlagen umgerüstet [22].

Wesentliche Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Fernwärme: In einer unlängst veröffentlichten Studie [25] zu Szenarien für die Klimaneutralität der Stadt Hamburg sind folgende Maßnahmen für eine schnellere Dekarbonisierung der Fernwärme genannt:

- Bereitstellung der notwendigen Flächen für die Erzeugung, Speicherung und Verteilung der Fernwärme seitens der Stadt Hamburg.
- Die Bereitstellung der notwendigen Investitionsmittel für die Umstellung des Erzeugungsportfolios
- die Verfügbarkeit von ausreichend grünem Wasserstoff

In der Studie wurde auch angemerkt, dass mit der Transformation der Fernwärmeversorgung auch die Preise für die Endkunden steigen werden. Hierbei ist jedoch immer der Vergleich zu einer dezentralen Wärmeversorgung anzustellen, die in Zukunft auch die gesetzlichen Anforderungen eines steigenden Anteils an erneuerbaren Energien beinhaltet. Wesentlich hierbei sind die langfristige Stilllegung des Erdgasverteilnetzes und die Rolle des CO₂-Preises.

Anmerkung Carbon-Capture and Storage (CCS): Nach Angaben der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA) und der Stadtreinigung Hamburg (SRH) gibt es insbesondere für die Anlagen MVR (Rugenberger Damm), AVG (Sondermüll) und ZRE (Zentrum für Ressourcen und Energie) konkrete Überlegungen zur Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung (bei der AVG sind die Planungen allerdings derzeit bis zur Verbesserung der rechtlichen, finanziellen und



infrastrukturellen Voraussetzungen zurückgestellt). Für die Anlagen MVB (Borsigstraße) und VERA (Klärschlammverbrennung) wurden entsprechende Überlegungen vor allem aus Platzgründen verworfen bzw. zurückgestellt [25].

9.8.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Hamburg

In den kommenden Jahren wird das Fernwärmenetz stark ausgebaut und verdichtet. Derzeit investieren die Hamburger Energiewerke 6,5 Mio. € in die Ausstattung aller Hausanschlüsse mit digitalen Smart-Metern. Durch eine jährliche Netzerweiterung von 5–10 km sowie einen kontinuierlichen Anschluss neuer Liegenschaften wird der Ausbau konsequent vorangetrieben; bis 2030 sollen rund 30 Prozent der Wärme in Hamburg leitungsgebunden sein [7].

Die Hamburger Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument auf dem Weg zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045. Sie wird im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes bis spätestens 30. Juni 2026 erstellt und gibt Auskunft darüber, welche Heizlösungen – wie Fernwärme, Nahwärmenetze oder Wärmepumpen – in den verschiedenen Stadtteilen sinnvoll und möglich sind. Ziel ist es, fossile Heizungen systematisch durch klimafreundliche Alternativen zu ersetzen. Die Planung berücksichtigt dabei drei zentrale Handlungsfelder: den Ausbau und die Verdichtung von Wärmenetzen, die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen sowie die Dekarbonisierung dezentraler Heizsysteme.

Die Hamburger Wärmeplanung verfolgt das Ziel, für jede Straße und jedes Gebäude konkrete Wege zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung aufzuzeigen. Grundlage dafür sind umfangreiche Datenanalysen zu Verbrauch, Infrastruktur, künftigen Bedarfen und erneuerbaren Potenzialen. In der Eignungsprüfung wird bewertet, wo Wärmenetze voraussichtlich wirtschaftlich sinnvoll sind und wo dezentrale Lösungen wie Wärmepumpen besser geeignet erscheinen. Die Bestandsanalyse beleuchtet den aktuellen Zustand der Wärmeversorgung, während die Potenzialanalyse erneuerbare Wärmequellen wie Solarthermie, Umweltwärme oder Abwärme systematisch räumlich erfasst.

Basierend auf diesen Erkenntnissen entsteht ein Zielszenario mit einer räumlich und zeitlich gestuften Planung bis 2045, das die jeweils geeignete Wärmeversorgungsart (z. B. Fernwärme, Wasserstoff oder dezentrale Lösungen) aufzeigt. Ergänzend wird eine Umsetzungsstrategie entwickelt, die konkrete Maßnahmen und Kooperationen zur Umsetzung umfasst. Die Wärmeplanung ist dynamisch angelegt: Durch kontinuierliches Monitoring sowie eine begleitende Akteursbeteiligung wird gewährleistet, dass sich die Strategie an technische, gesellschaftliche und rechtliche Veränderungen anpasst [26].

Hamburg befindet sich bereits in der Umsetzung und zentrale Teil- und Zwischenergebnisse aus dem fortlaufenden Prozess der kommunalen Wärmeplanung sind bereits verfügbar. Die Stadt Hamburg stellt im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verschiedene interaktive Karten bereit, die wichtige Informationen zur zukünftigen Wärmeversorgung liefern.

- Die **Eignungsprüfungskarte** zeigt Gebiete, in denen eine dezentrale Wärmeversorgung – etwa mit Wärmepumpen – wahrscheinlich bleibt, da dort kein Fernwärme- oder Wasserstoffnetz zu erwarten ist. Ergänzend dazu weist die
- **Wärmepumpenpotenzialkarte:** Standorte, an denen grundsätzlich ein technisches Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen besteht.
- Die **Wärmenetzeignungskarte** gibt eine erste Einschätzung darüber, wo bestehende Fernwärmenetze verdichtet oder erweitert werden könnten und wo neue Netze möglich wären. Ein Ausschnitt der Karte ist in Abbildung 94 zu sehen.

Alle Karten sollen Bürger*innen und Planer*innen bei der Wahl geeigneter Heizlösungen unterstützen [26]. Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung entwickeln die Hamburger Energiewerke derzeit einen langfristigen Transformationspfad, der zeigt, wie das Fernwärmenetz zwischen 2030 und 2045 gezielt ausgebaut, verdichtet und schrittweise klimaneutral umgestaltet werden soll. Der Fokus liegt dabei auf städtischen Verdichtungs- und Wachstumszonen, insbesondere mit mehrgeschossigen Wohn- und Bürogebäuden, um möglichst viele fossile Heizsysteme durch klimaneutrale Fernwärme zu ersetzen. Abbildung 95 veranschaulicht die geplanten Nachverdichtungsgebiete, Wachstumszonen sowie potenzielle Erweiterungsflächen des künftigen Fernwärmenetzes. [9].

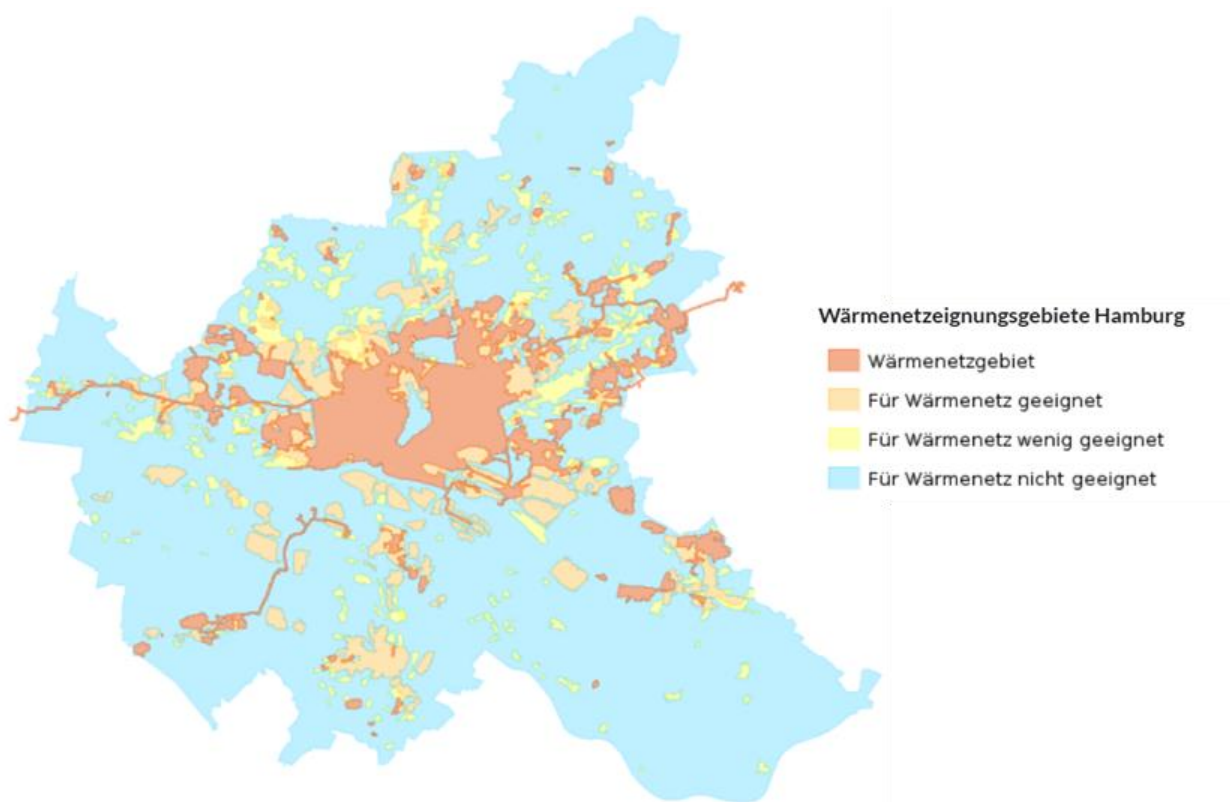


Abbildung 94: Wärmenetzgebungskarte Hamburg [26]

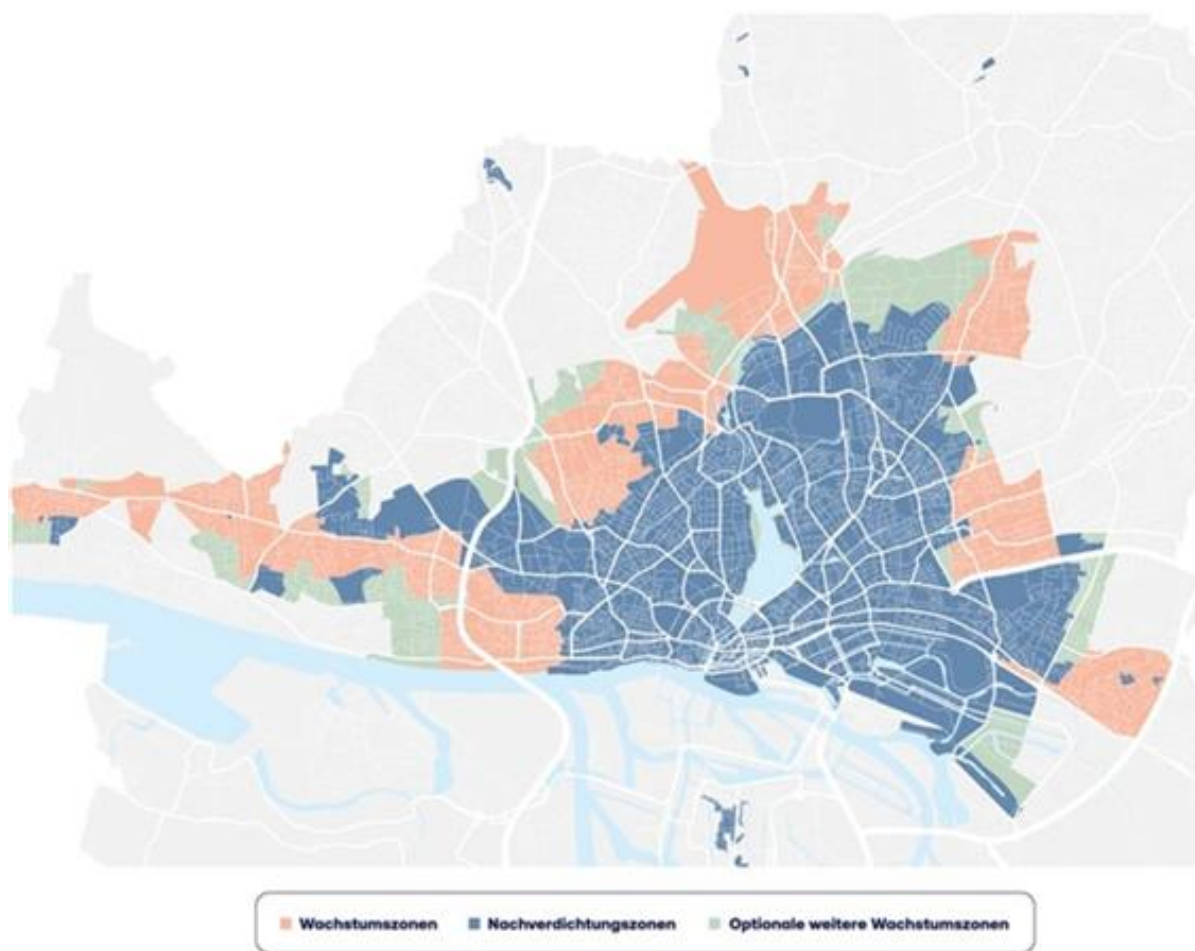


Abbildung 95: Hamburger Transformationsplan für die Fernwärme [9]

9.8.6 Governance und Regulierung in Hamburg

9.8.6.1 Organisationsstruktur der Fernwärme

Das Fernwärmenetz Hamburgs befindet sich heute vollständig im Besitz der Freien und Hansestadt Hamburg und wird von der Hamburger Energiewerke GmbH (HENW) betrieben. Dieses kommunale Unternehmen ist verantwortlich für den Betrieb, den Ausbau und die Dekarbonisierung eines der größten Fernwärmesysteme Deutschlands.

Die Grundlage dafür wurde im Jahr 2013 mit einem Volksentscheid gelegt, in dem sich die Hamburger Bevölkerung mehrheitlich für den Rückkauf der Energienetze aus privater Hand aussprach. Infolgedessen konnte die Stadt Hamburg im September 2019 das Fernwärmenetz vom schwedischen Energiekonzern Vattenfall übernehmen. Das übernommene Unternehmen wurde in Wärme Hamburg GmbH umbenannt und verblieb vollständig in öffentlicher Hand. Im Jahr 2022 erfolgte schließlich die Fusion mit der ebenfalls städtischen Hamburg Energie GmbH – seither agieren beide unter dem gemeinsamen Namen Hamburger Energiewerke GmbH. [17]

9.8.6.2 Endkund*innentarife

Das Preisblatt Stadtnetz 2025 der Hamburger Energiewerke sieht einen Jahresgrundpreis von 14,38 €/l/h netto sowie einen Arbeitspreis von 8,433 ct/kWh netto vor. Rabatte von bis zu 5 % auf Grund- und Arbeitspreise werden gestaffelt nach dem vertraglich vereinbarten Heizwasservolumendurchfluss (HVD) gewährt und beginnen ab 1.000 l/h bei 2 %. Für den Baukostenzuschuss fallen bei einem HVD bis 1.000 l/h einmalig 9.500 € netto an; jeder weitere l/h wird mit 9,50 € netto berechnet. Zudem werden Hausanschlusskosten separat vom



Anschlussnehmer an die Hamburger Energiewerke GmbH erstattet, und Heizwasserverluste werden netto 22,00 €/m³ verrechnet. Die Rechnungslegung basiert auf den Nettopreisen und die Bruttopreise ergeben sich durch die Zugabe einer Umsatzsteuer von 19 % [27].

Ein zentrales Anliegen bei der Dekarbonisierung der Fernwärme ist die Wirtschaftlichkeit: Die Preise für Fernwärme werden laut Senatsbeschluss nicht stärker steigen als die vergleichbaren Kosten anderer Energieformen [9].

9.8.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Hamburg

Zu den Highlights der Umsetzungsprojekte in Hamburg zählen:

- der Energiepark Tiefstack:
 - Übergang der Fernwärmeerzeugung von derzeit Erdgas und Kohle auf Abwärmenutzung, Wärmepumpen und Speicher bis 2045.
 - Nutzung von industrieller Abwärme aus der Kupferproduktion von Aurubis. Nutzung eines Druckwärmespeichers. Die Leistung beträgt 40 MW und die Versorgungskapazität entspricht bis zu 20.000 Haushalten.
 - Die Abwärme der Müllverbrennungsanlage Borsigstraße wird bereits seit 1994 in das Fernwärmenetz eingespeist. Seit 2024 gibt es eine Rauchgaskondensation, welche einen Teil der Wärmeproduktion mit Steinkohle ersetzt. Die Leistung beträgt bis zu 160 MW
 - Zurzeit ist eine Flusswasser-Wärmepumpe in Planung. Diese soll Umweltwärme aus dem Flusswasser der Elbe in der Billwerder Bucht gewinnen und eine Leistung von 60 MW besitzen.
 - Um die Flexibilität zu erhöhen, ist der Bau eines 40.000-m³-Wärmespeichers geplant [28].
- der Energiepark Hafen:
 - Neuer Energiepark, um das Kraftwerk Wedel abzulösen.
 - Bau einer 7,6 km langen Trasse, um den Energiepark Hafen mit dem bestehenden Stadtnetz im Süden Hamburgs zu verbinden.
 - Abwärmenutzung aus Industrie, Müllverbrennung, Klärwerk und zukünftig auch aus dem Zentrum für Ressourcen und Energie (ZRE)
 - Gas- und Dampfturbinen-Anlage und Power-to-Heat-Anlage mit einer thermischen Leistung von ca. 290 MW (max. elektrische Leistung: 180 MW)
 - Weiterhin wird ein Wärmespeicher integriert [29].

9.8.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Hamburg

- Politische Unterstützung des Transformationsprozesses durch die „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) und Zielvorgabe der CO₂-Neutralität bis 2045
- Vollständiger Ausstieg aus der Kohleverfeuerung bis spätestens 2030, Ersatz durch industrielle Abwärme und Wärmepumpen, Einsatz erdgasbasierter Anlagen in der Übergangsphase für Spitzenlasten, Umstellung auf erneuerbare Brennstoffe
- Zielvorgabe, dass die Preise für Fernwärme nicht stärker steigen als die vergleichbaren Kosten anderer Energieformen
- Kommunalen Wärmeplanung mit kontinuierlichem Monitoring und begleitender Akteursbeteiligung
- Ausweisung konkreter Gebiete bzgl. der dezentralen Wärmeversorgung, der Eignung von Wärmepumpen und der Anschlussmöglichkeit an Fernwärmenetze

Literaturverzeichnis

- [1] Wikipedia, „Hamburg“, Wikipedia. 28. Mai 2025. Zugriffen: 30. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Hamburg&oldid=256439449>
- [2] Eurostat, „Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region“. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2908/NAMA_10R_3GDP
- [3] Eurostat, „Population on 1 January by age group, sex and NUTS 3 region“. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2908/DEMO_R_PJANGRP3
- [4] Klimabeirat Hamburg, „Klimamonitor Hamburg 2024 - Indikatoren für Klimaschutz und Klimaanpassung“, Hamburg, 2024.
- [5] Stadt Hamburg, „Zweite Fortschreibung des Hamburger Klimaplan“, Hamburg, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/klima/klimaschutz-klimaplan>
- [6] ndr.de, „Klimaschutz in Hamburg wird bindend und sozial gerecht - die wichtigsten Fragen und Antworten dazu“, ndr.de. Zugriffen: 27. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/hamburg/klimaentscheid-was-sind-die-folgen-fuer-hamburg,zukunftsentscheid-138.html>
- [7] Hamburger Energiewerke, „Unser Werk, Wir gestalten Hamburgs Energiezukunft“. 30. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/services/downloads>
- [8] Hamburger Energiewerke GmbH, „Geschäftsbericht 2024“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/services/downloads>
- [9] Hamburger Energiewerke, „Unsere Netze“, Wärme Hamburg Energiewerke. Zugriffen: 10. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://waerme.hamburger-energiewerke.de/netze-und-projekte/unsere-netze>
- [10] Hamburger Energiewerke, „Fernwärme Stadtnetz Netz & Primärenergiefaktor Bestwerte für unser Stadtnetz“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/waerme/fernwaerme-stadtnetz/netz-primaeerenergiefaktor>
- [11] Hamburger Energiewerke, „Erzeugungsanlagen Damit Hamburg warm bleibt; Unsere Erzeugungsanlagen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/erzeugungsanlagen/stadtnetz-kraftwerke>
- [12] Hamburger Energiewerke, „Kohleausstieg: Energiepark Tiefstack Klimafreundliche Wärmeerzeugung an bestehendem Kraftwerksstandort“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/kohleausstieg/energiepark-tiefstack>
- [13] aurubis, „Symbolischer Start der Industriewärmelieferung für das Hamburger Stadtnetz“. [Online]. Verfügbar unter: <https://jobs.aurubis.com/aurubis-com/medien/pressemitteilungen/pressemitteilungen-2025/symbolischer-start-der-industriewaermelieferung-fuer-das-hamburger-stadtnetz>
- [14] Hamburger Energiewerke, „Erzeugungsanlagen Power-to-Heat: Aus Ökostrom wird grüne Wärme“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/erzeugungsanlagen/power-to-heat>
- [15] Wikipedia, „Müllverwertung Borsigstraße Hamburg“. [Online]. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/wiki/M%C3%BCllverwertung_Borsigstra%C3%9Fe_Hamburg
- [16] Hamburger Energiewerke, „Fernwärme aus Abfällen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/services/magazin/fernwaerme-aus-abfaellen>

- 
- [17] Stadt Hamburg, „Hamburgs Fernwärme wird klimafreundlich“. Zugriffen: 10. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/klima/klimaschutz-klimaplan/fernwaerme-hamburg-169216?>
- [18] Süddeutsche Zeitung, „CDU kritisiert Informationslage zum Fernwärmenetz-Ausbau“, Süddeutsche.de. Zugriffen: 10. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sueddeutsche.de/politik/energie-cdu-kritisiert-informationslage-zum-fernwaermenetz-ausbau-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-230519-99-745717>
- [19] Hamburger Energiewerke, „Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2022“; [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/services/downloads>
- [20] Hamburger Energiewerke, „Zertifikat Erfüllungsgrad Stadtnetz / Bescheinigung über die energetische Bewertung“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/services/downloads>
- [21] Freie und Hansestadt Hamburg; Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, „ABFALLWIRTSCHAFTSPLAN SIEDLUNGSABFÄLLE 2023“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/resource/blob/159264/ab28920e7dba9c4f33cc0d9f0db0d15a/d-awp-siedlungsabfaelle-2023-data.pdf>
- [22] Hamburger Energiewerke, „Energiewende in Hamburg Kohleausstieg Hamburg – Vorreiter beim Kohleausstieg“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/kohleausstieg>
- [23] Stadtreinigung Hamburg, „Zentrum für Ressourcen und Energie“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtreinigung.hamburg/zre/>
- [24] Hamburger Energiewerke, „Kohleausstieg Energiepark Hafen Modularer Erzeugerpark südlich der Elbe“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/kohleausstieg/energiepark-hafen>
- [25] „Klimaschutzzielszenario-Maßnahmen zur Klimaneutralität 2040 Entwicklungsszenarien für neue Klimaziele“. 9. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/entwicklungsszenarien-fuer-neue-klimaziele/>
- [26] „Kommunale Wärmeplanung“. Zugriffen: 10. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/energie/kommunale-waermeplanung>
- [27] Hamburger Energiewerke, „Preisblatt Stadtnetz 2025“. 2025.
- [28] Hamburger Energiewerke, „Energiepark Tiefstack“, Wärme Hamburg. Zugriffen: 10. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/kohleausstieg/energiepark-tiefstack>
- [29] Hamburger Energiewerke, „Energiepark Hafen“, Wärme Hamburg. Zugriffen: 10. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/kohleausstieg/energiepark-hafen>

Paris



9.9 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Paris

9.9.1 Stadtprofil Paris

Paris ist die viertgrößte Stadt der Europäischen Union und hat rund 2,07 Millionen Einwohner*innen innerhalb der Stadtgrenzen und rund 12,4 Millionen Einwohner*innen in der Metropolregion (Tabelle 36). Sie ist die Hauptstadt Frankreichs und liegt in der Region Île-de-France. Durch die geringe Stadtfläche von 105 km² ist Paris die am dichtesten besiedelte Großstadt Europas. Die Metropolregion erstreckt sich hingegen über eine Fläche von 14.518 km². Die Stadt ist das politische, wirtschaftliche und kulturelle Zentrum Frankreichs und der größte Verkehrsknotenpunkt des Landes. Paris befindet sich in einer gemäßigten Klimazone mit einer Jahresmitteltemperatur von 10,8 °C und einer durchschnittlichen Jahresniederschlagsmenge von 649,6 mm [1].

Tabelle 36: Überblick Paris [1], [2], [3]

Bevölkerungszahl (2024)	2.070.806
Fläche [km²]	105,40
Bevölkerungsdichte [Einw./km²]	20.054
Heizgradtage [Kd/a]	2.222
Anschlussrate Fernwärme (Wohnungen, Region)	19 %
BIP/Kopf [€] (PPS, EU27 2020)	126.000 (Paris) 63.400 (Ile de France) (2023)

Der Energieverbrauch der Wohngebäude in der Metropolregion Paris betrug im Jahr 2019 insgesamt 43,1 TWh. Das entspricht einem durchschnittlichen Verbrauch von etwa 6.000 kWh pro Person und Jahr. Wie in Abbildung 96 ersichtlich, wurde der größte Anteil der Energie (64 %) für das Heizen verwendet. Es gibt einen deutlichen Unterschied im Energieverbrauch pro Einwohner*in zwischen den einzelnen Gebieten. Gründe dafür sind unter anderem das Verhalten und das Einkommensniveau, die städtische Typologie, das Heizungssystem und die energetische Sanierung der Gebäude. Der Energieverbrauch pro Einwohner*in variiert bis zu einem Faktor 5 zwischen den Stadtteilen. [4]

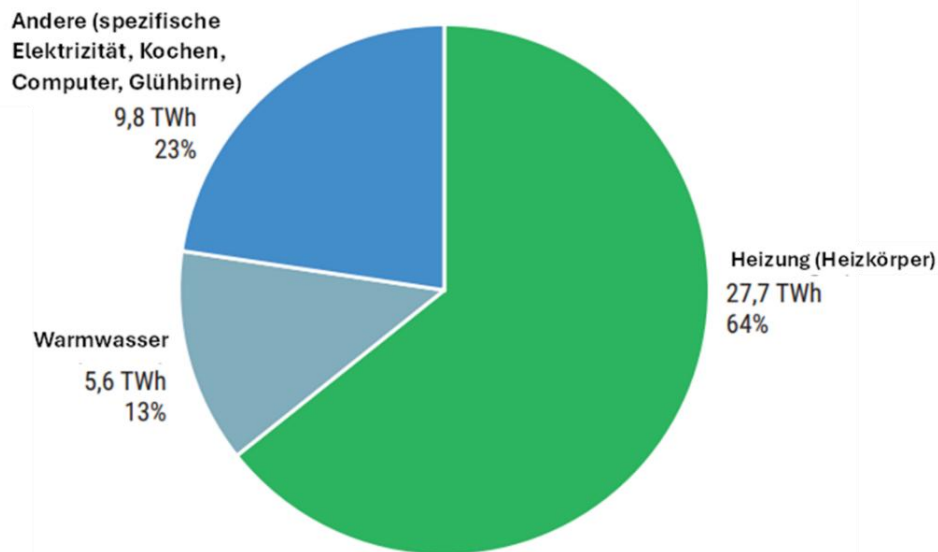


Abbildung 96: Endenergieverbrauch im Wohnbereich nach Verwendung in der Metropolregion Paris 2019 [4]

Abbildung 97 zeigt die prozentualen Anteile der Heizsysteme im Wohnungsbau in der Metropolregion Paris im Jahr 2018. In der Metropolregion haben

- 57 % der Haushalte ein individuelles Heizungssystem, davon
 - 31 % elektrische Heizsysteme,
 - 25 % Gas (Individualheizungen) und
 - 1 % Öl (Individualheizungen).
- 43 % der Haushalte werden zentral beheizt, davon sind
 - 19 % an die Fernwärme angeschlossen,
 - 18 % haben Gas (Zentralheizungen) und
 - 4 % Öl (Zentralheizungen).

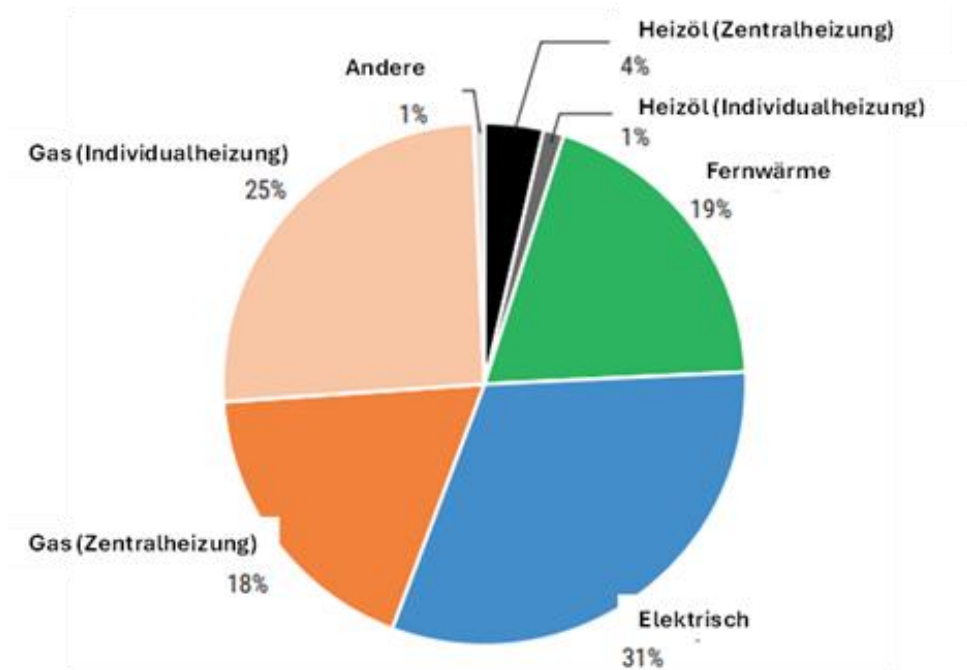


Abbildung 97: Anteile der Heizsysteme im Wohnungsbau in der Metropolregion Paris 2018 [4]

Abbildung 98 zeigt den Anteil der Haushalte nach Heizungsart in den verschiedenen Gebieten. Klar erkennbar ist der hohe Anteil der Haushalte mit individueller Gasheizung in den

Randgebieten. Dies ist vor allem auf den erhöhten Anteil an Einfamilienhäusern zurückzuführen [4].

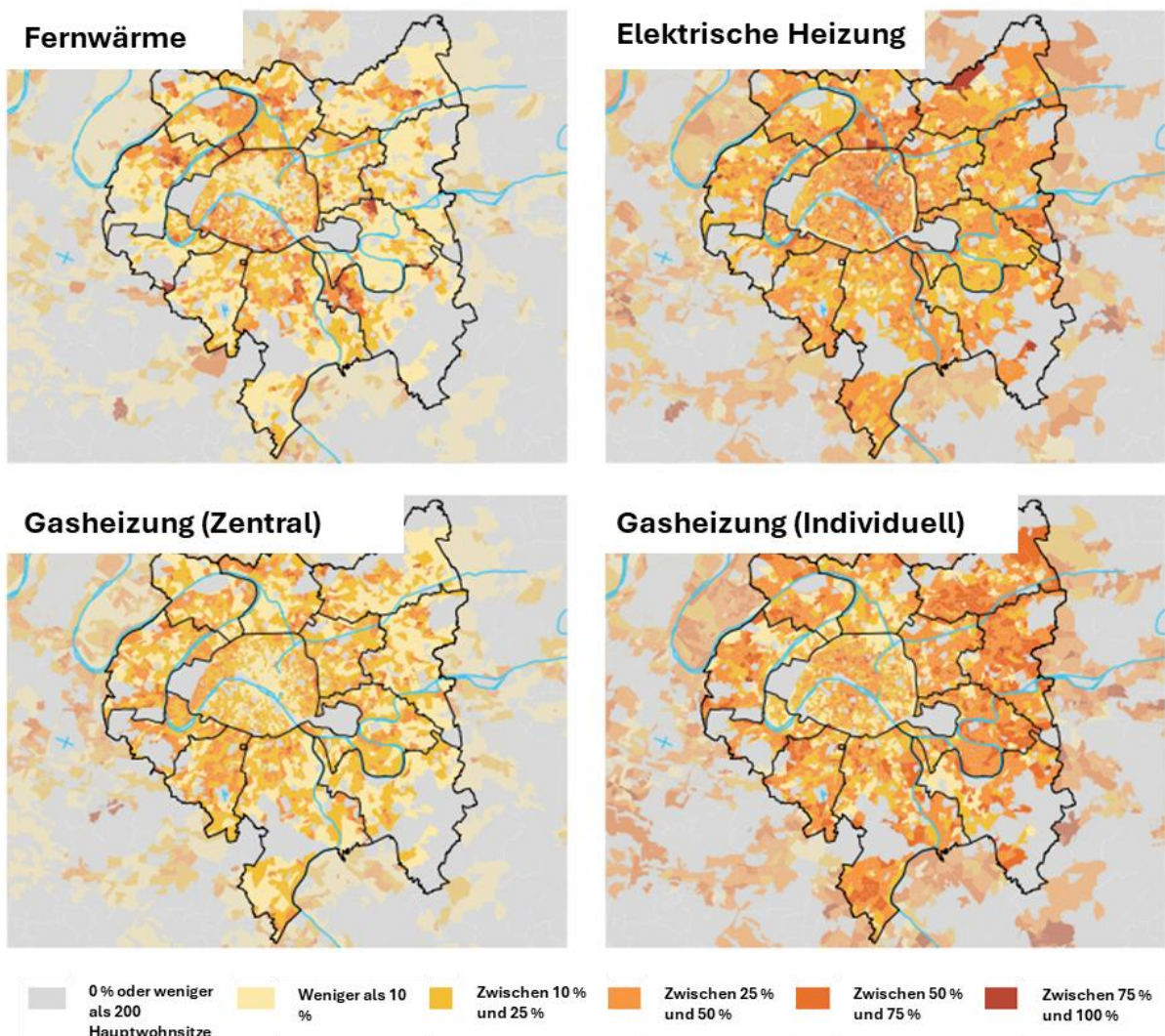


Abbildung 98: Räumliche Verteilung der Haushalte nach Heizungsart in der Metropolregion Paris 2018 [4]

9.9.2 Dekarbonisierungsstrategie – Stadtebene Paris

Der CO₂-Fußabdruck von Paris hat sich zwischen 2004 und 2022 um ca. 32 % reduziert. Diese Verringerung beruht auf gezielten Maßnahmen, die das städtische Leben verändern. Abbildung 99 zeigt die lokalen Treibhausgasemissionen, welche innerhalb der geografischen Grenzen der Stadt verursacht werden. Der Verlauf der Emissionen von 2004 bis 2022 wird in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent angegeben und ist in die Bereiche Wohngebäude, Dienstleistungssektor, Industrie, Verkehr und Müll unterteilt. Die lokalen Emissionen, die in Paris 2022 direkt verursacht wurden, betrugen 4,72 Mio. Tonnen CO₂. Sie sind im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2004 vor allem in den Bereichen Verkehr und Gebäude zurückgegangen. Die Anzahl der Autos auf den Straßen von Paris sank um 45 %, auf der Ringstraße um 13 %. Diese Entwicklung ist auf den Ausbau von Umweltzonen, Radwegen, dem öffentlichen Nahverkehr und "Kinderstraßen" zurückzuführen. Im Bereich Gebäude sind die Emissionen um 28 % gesunken. Das liegt an den energetischen Sanierungen und der Modernisierung der Fernwärmenetze [5].

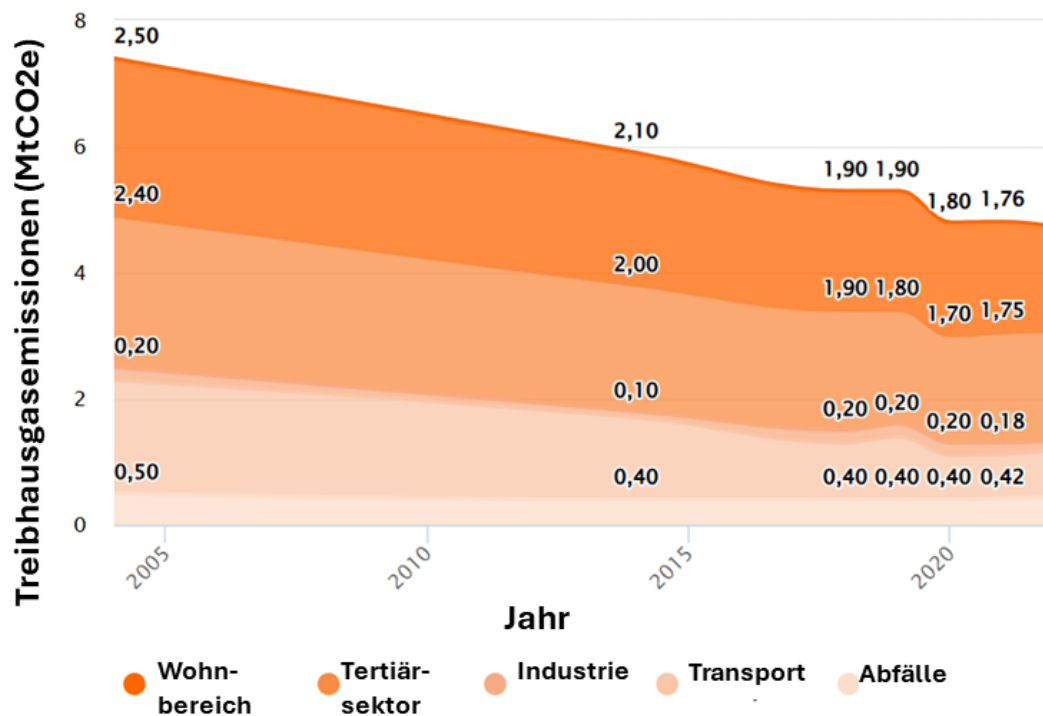


Abbildung 99: Lokale THG-Emissionen der Stadt Paris [5]

Abbildung 100 zeigt die Treibhausgasemissionen, welche außerhalb der geografischen Grenzen der Stadt verursacht werden. Der Verlauf der Emissionen von 2004 bis 2022 wird in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent angegeben und ist in die Bereiche Luftverkehr, Bau und Baustoffe, Energieerzeugung, Verkehr außerhalb von Paris und Ernährung unterteilt. Diese Emissionen sind zwar um 31 % gesunken, bleiben jedoch hoch. Der Luftverkehr ist mit 26 % der Hauptverursacher der Emissionen. Diese Emissionen sind von 2004 bis 2022 um 57 % gesunken, was jedoch durch die Corona-Krise verstärkt wurde. Der Bereich Ernährung ist für 21 % der Emissionen verantwortlich und ist um 8 % zurückgegangen. Hier besteht die Notwendigkeit, sich weiter in Richtung einer nachhaltigen Landwirtschaft zu bewegen. Der Verkehr außerhalb von Paris, also Fahrten, die mit Paris in Verbindung stehen, aber außerhalb der Stadt (Straße, Schiene, Fluss) unternommen werden, macht 18 % des Fußabdrucks aus und ist um 13 % zurückgegangen. Bau und Baustoffe machen 6 % der Emissionen aus [5].

Die Stadt Paris hat sich schon sehr früh für den Kampf gegen den Klimawandel eingesetzt. Seit mehr als 20 Jahren agiert Paris im Rahmen ihres Klimaplanes. Dieser enthält die ökologische Planung, die Ziele und den Aktionsplan zur Verringerung der Treibhausgase, zur Verbesserung der Luftqualität und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels. Die erste Ausgabe des Pariser Klimaplanes 2007 setzte ambitionierte Ziele und beeinflusste die städtischen Politiken für den Zeitraum von 2010 bis 2020. Das Engagement von Paris erhielt 2015 mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens auf der COP21 eine neue Dimension. Die 4. Auflage des Klimaplanes 2024-2030 wurde am 20. November 2024 vom Pariser Rat verabschiedet [6]

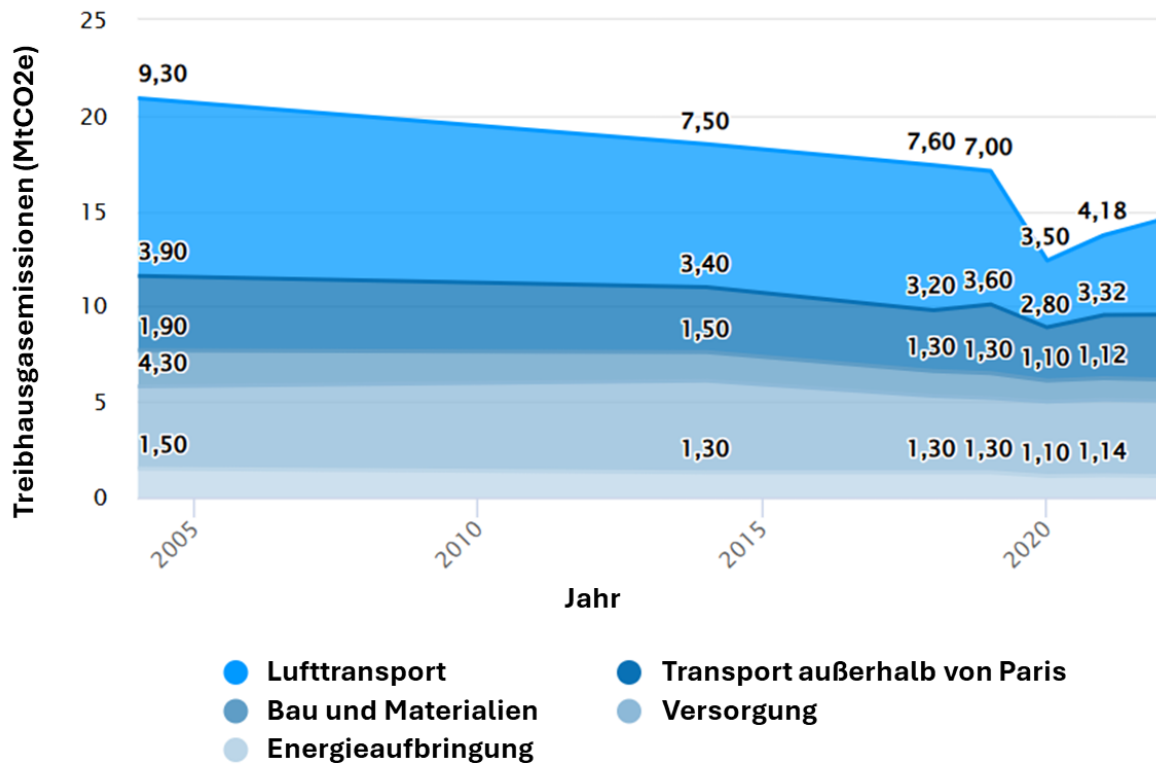


Abbildung 100: Treibhausgasemissionen außerhalb des Stadtgebiets von Paris [5]

Die Ziele auf Stadtebene, welche im Klimaplan definiert sind, sind im Vergleich zu den Werten des Referenzjahrs 2004:

- Pariser Ziele für 2030:
 - Reduktion des CO₂-Fußabdruckes um -40 %
 - Reduktion der lokalen THG-Emission um -50 %
 - 45 % erneuerbare Energie, wovon 10 % lokal produziert werden sollen
 - Reduktion des Energieverbrauchs um -35 %
- Pariser Ziele für 2050:
 - Reduktion des CO₂-Fußabdruckes um -80 %
 - Reduktion der lokalen THG-Emission um -100 %
 - 100 % erneuerbare Energie, wovon 20 % lokal produziert werden sollen
 - Reduktion des Energieverbrauchs um -50 % [6]

Im Bereich Energie will Paris seinen Verbrauch um 50 % bis 2050 im Vergleich zum Referenzjahr 2004 reduzieren. Dazu sollen folgende Kernmaßnahmen getroffen werden:

- 100 % erneuerbarer Energien im Fernwärmenetz bis 2050
- Die Nutzung „grüner“ Energieverträge für Bewohner*innen und wirtschaftliche Akteur*innen erleichtern
- Beschleunigung der lokalen Produktion von erneuerbarer und rückgewonnener Energien
- Prüfung von rechtlichen Änderungen, um die Verteilung fossiler Energien in den Netzen der Stadt Paris zu begrenzen

Ein entscheidender Hebel ist die energetische Sanierung der rund 120.000 Pariser Gebäude, um den Energiebedarf zu halbieren. Dieses Ziel ist sowohl für Paris als auch für Frankreich zentral, da die nationale Klimaneutralität ohne umfangreiche Gebäudesanierungen nicht erreichbar ist. Die Stadt fordert deshalb ehrgeizigere gesetzliche Rahmenbedingungen und bessere finanzielle Unterstützung für Haushalte [6].

9.9.3 Fernwärmenetz Paris – aktueller Stand

Das Fernwärmenetz von Paris wurde 1927 erbaut und versorgt aktuell rund 6.000 Kunden (entspricht ca. 425.000 Wohnungen) bzw. hat 6.199 Übergabestellen (2023). Das Netz hat eine Länge von 515 km; davon werden 8 % mit Heißwasser und 92 % mit Dampf betrieben.

Im Jahr 2023 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix 48,8 %. Die direkten CO₂-Emissionen lagen bei 157 gCO₂/kWh, die gesamten direkten und indirekten Emissionen bei 182 gCO₂/kWh. Das Pariser Fernwärmenetz versorgt zahlreiche Standortgemeinden rund um die Hauptstadt, darunter Asnières-sur-Seine, Boulogne-Billancourt, Charenton-le-Pont, Clichy, Gennevilliers, Gentilly, Issy-les-Moulineaux, Ivry-sur-Seine, L'Île-Saint-Denis, Le Kremlin-Bicêtre, Paris selbst, Saint-Ouen-sur-Seine und Vitry-sur-Seine. Die räumliche Ausdehnung des Netzes ist in Abbildung 101 dargestellt [7].

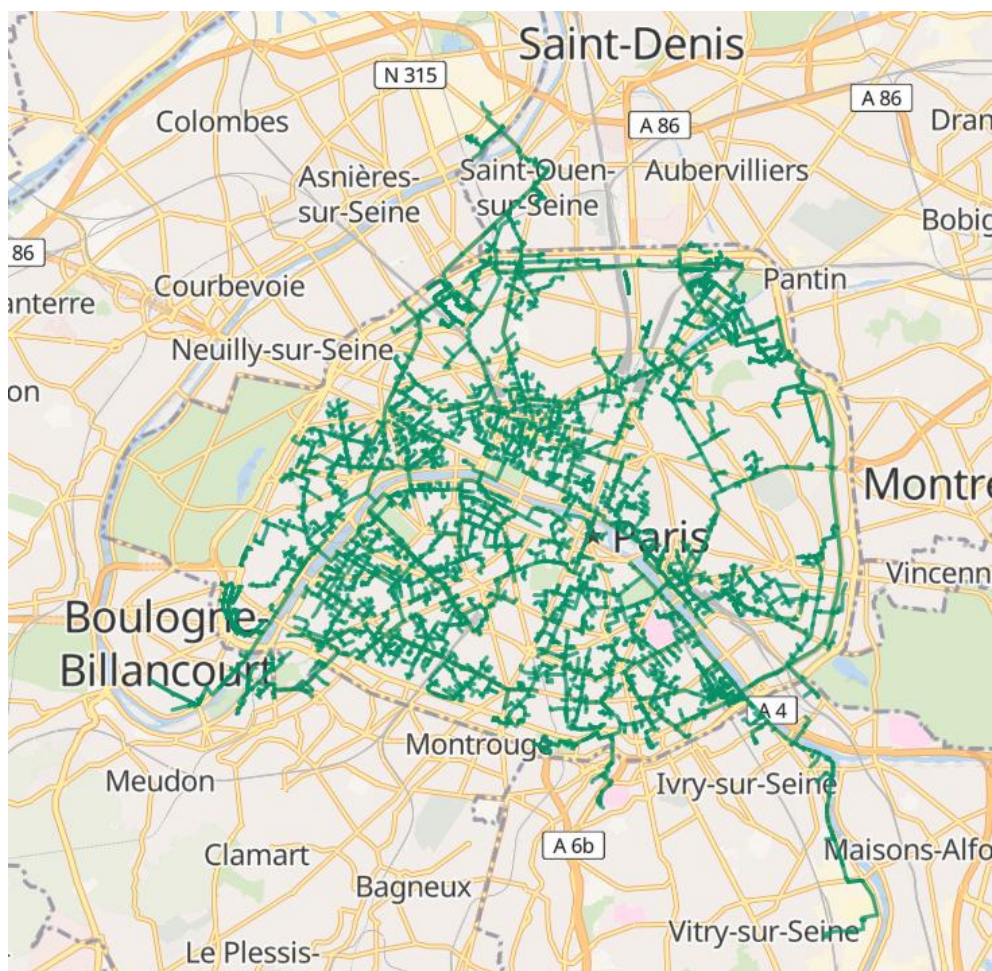


Abbildung 101: Fernwärmenetzkarte Paris [7]

Tabelle 37 gibt einen Überblick über die Struktur des Pariser Fernwärmenetzes im Jahr 2023. Sie zeigt zentrale Kennzahlen wie den Anteil erneuerbarer Energien (48,8 %), die CO₂-Emissionen sowie die Anzahl der Übergabepunkte und die aufgeschlüsselte Wärmeabgabe.

Tabelle 37: Überblick über die Struktur des Fernwärmenetzes der Stadt Paris [7]

Anteil an Erneuerbaren [%]	48,8
Direkte und indirekte CO₂-Emissionen [gCO₂/kWh]	182
Direkte CO₂-Emissionen [gCO₂/kWh]	157
Übergabepunkte	6.199
Gesamte Wärmeabgabe [TWh]	3,74
Wohn [TWh]	2,11
Tertiär [TWh]	1,62
Industrie [GWh]	8,31

Die gesamte Wärmeabgabe belief sich 2023 auf 3,74 TWh. Davon entfielen 2,11 TWh auf den Wohnsektor, 1,62 TWh auf den tertiären (Dienstleistungs-)Sektor sowie rund 8,31 GWh auf industrielle Abnehmer. Die gesamte Wärmeproduktion lag bei 5,91 TWh. Davon stammten 3,01 TWh aus Erdgas, 2,34 TWh aus Müllverbrennung (UVE), während feste Biomasse 375 GWh und Wärmepumpen 24,7 GWh beitrugen. Weitere erneuerbare Quellen lieferten 20,6 GWh, während kleinere Mengen aus Holzkohle (132 GWh) und Heizöl (664 MWh) den restlichen Bedarf deckten. Tabelle 38 gibt einen Überblick über die Wärmeproduktion des Fernwärmenetzes im Jahr 2023. In Abbildung 102 ist die prozentuelle Aufteilung der Wärmeproduktion zu sehen [7].

Tabelle 38: Überblick über die Wärmeproduktion des Fernwärmenetzes Paris 2023 [7]

Gesamte Wärmeproduktion [GWh]	5.910	
Erdgas [GWh]	3.010	50,99 %
Holzkohle [GWh]	132	2,24 %
Heizöl [GWh]	0,664	0,01 %
Feste Biomasse [GWh]	375	6,35 %
Müllverbrennung [GWh]	2.340	39,64 %
Wärmepumpen [GWh]	24,7	0,42 %
Andere Erneuerbare [GWh]	20,6	0,35 %

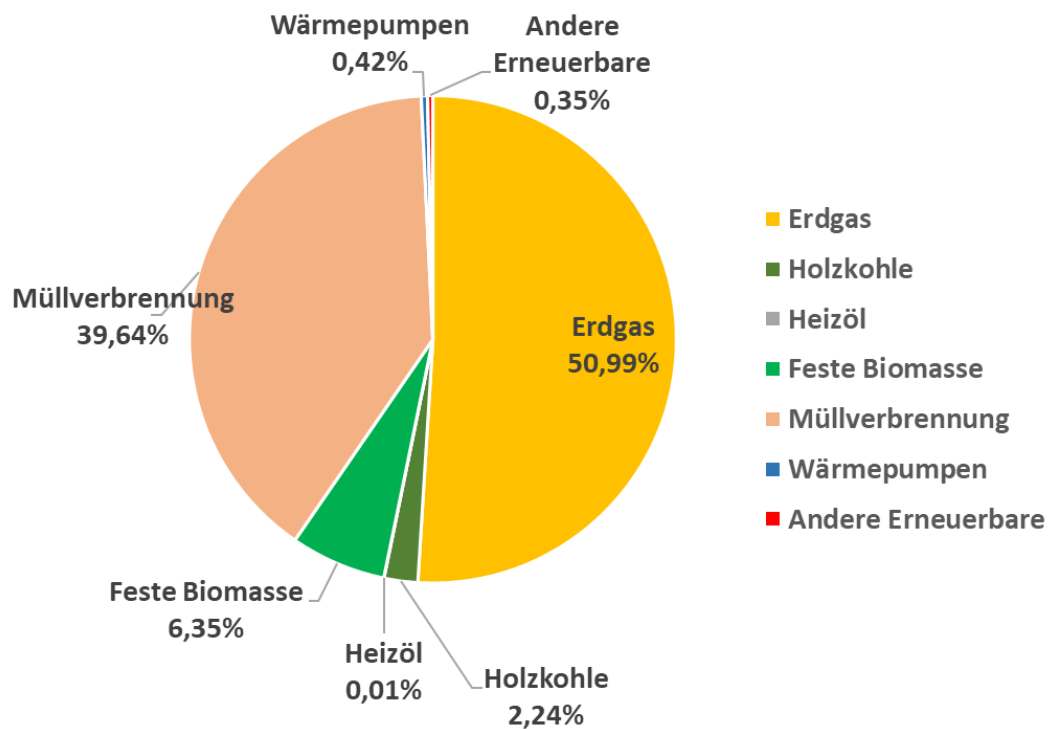


Abbildung 102: Energiemix des Fernwärmenetzes Paris im Jahr 2023 (eigene Darstellung nach [7])

Die installierte Gesamtleistung des Systems betrug 3,57 GW (Tabelle 39). Dabei entfielen 2,34 GW auf Erdgas, 397 MW auf Müllverbrennung, 366 MW auf feste Biomasse und 425 MW auf weitere erneuerbare Quellen. Wärmepumpen machten 13 MW aus, während Holzkohle- und Heizölanlagen mit 129 MW bzw. 1 MW nur eine untergeordnete Rolle spielten. [7]

Tabelle 39: Überblick über die installierten Leistungen im Fernwärmenetz Paris 2023 [7]

Installierte Gesamtleistung [GW]	3,57
Erdgas [MW]	2.340
Holzkohle [MW]	129
Heizöl [MW]	1,0
Feste Biomasse [MW]	366
Müllverbrennung [MW]	397
Wärmepumpen [MW]	13,0
Andere Erneuerbare [MW]	425

9.9.3.1 Fernkältenetz in Paris

Paris verfügt seit 35 Jahren auch über ein Fernkältenetz. Das Netz hat eine Länge von ca. 110 km und wird von 12 Kälteanlagen versorgt. Insgesamt werden ca. 900 Gebäude versorgt, darunter bekannte Sehenswürdigkeiten, Schulen, Krankenhäuser und Einkaufszentren. Privathäuser sind derzeit noch nicht an das Netz angeschlossen [8]. Abbildung 103 zeigt eine Karte des Pariser Fernwärmenetzes.



Abbildung 103: Karte des Fernkältenetzes in Paris [9]

Fraîcheur de Paris nutzt die natürliche Kälte der Seine im Winter, um über free cooling den Verbrauch von elektrischer Energie zu reduzieren. Wenn die Temperatur der Seine unter 8 °C liegt, wird das Wasser im Netz über Wärmetauscher gekühlt. Dabei können die Kühlaggregate abgeschaltet werden, wodurch Strom gespart wird. Bei einer Temperatur der Seine von etwa 10 °C wird Kälte über eine Kombination aus free cooling und konventionellen Kühlaggregaten bereitgestellt. Dabei wird als erste Kühlstufe das Wasser aus der Seine genutzt, bevor mit dem Kühlaggregat die gewünschte Kühlwassertemperatur erreicht wird. Die Temperatur im Vorlauf beträgt zwischen 2 °C und 4 °C, jene im Rücklauf 12 °C bis 14 °C. Im Winter wird die Vorlauftemperatur auf 10 °C angehoben, um die Nutzung von free cooling zu erhöhen [9].

Insgesamt werden 3 Eisspeicher (30 MW, 20 MW und 26 MW) sowie ein Kaltwasserspeicher mit 12.000 m³ verwendet. Die Speicher werden genutzt, um Bedarfsspitzen tagsüber zu decken. Dazu werden nachts, wenn ein geringerer Bedarf besteht, die Kühlaggregate genutzt, um die Speicher zu beladen [9].

Das Unternehmen Fraîcheur de Paris ist eine Tochtergesellschaft von ENGIE (85 %) und RATP Solutions Ville (15 %). Im Vergleich zu individuellen Kühlanlagen verbraucht das Pariser Kältenetz 50 % weniger Strom und verursacht 50 % weniger CO₂-Emissionen [8]. In den 12 Kälteanlagen wird 100 % erneuerbarer Strom verwendet. Ab 2026 soll 70 % des Stromes aus insgesamt 4 Photovoltaikparks geliefert werden [9].

9.9.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Paris

Der Klimawandel und die Energiewende machen eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien und energieeffizienter Lösungen notwendig. Bis 2030 sollen 2,6 TWh der 23 TWh Energie, die in der Stadt verbraucht werden, aus erneuerbaren Quellen stammen. Dazu sollen Solarenergie, Geothermie und Abwärme verstärkt genutzt werden. Tabelle 40 fasst die genauen Ziele hinsichtlich des Energieverbrauchs in Paris zusammen, und in Tabelle 41 sind die Ziele hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien ersichtlich.[6]

Tabelle 40: Ziele bezüglich des Endenergieverbrauchs bis 2050 mit Referenzjahr 2004 [6]

Energieverbrauch (GWh)		2004 (Referenz)	Ziel 2030 (-35 %)	Ziel 2050 (-50 %)
Gebäude	Wohngebäude	15.268	10.092	7.423
	Gewerbe/ Dienstleistungen	16.897	11.542	9.849
	Industrie	1.630	1.675	1.484
Zwischensumme		33.795	23.309	18.756
Verkehr		7.679	3.886	3.154
Gesamt		41.474	27.195	21.910

Tabelle 41: Ziele bezüglich des Anteils erneuerbarer Energien bis 2050 mit Referenzjahr 2004 [6]

Anteil erneuerbarer Energien	2004 (Referenz)	Ziel 2030	Ziel 2050
Im Verbrauch	13 %	45 %	100 %
Davon lokale Produktion	4 %	10 %	20 %

Das Fernwärmenetz von Paris, das bereits 4,3 TWh Energie liefert, spielt eine zentrale Rolle in der Energiewende der Stadt. Es wird weiterhin ausgebaut und umweltfreundlicher gestaltet, mit dem Ziel, bis 2050 vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Herausforderungen bestehen vor allem in:

- einem noch zu geringen Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix,
- der überwiegend außerhalb von Paris gelegenen Erzeugungsanlagen,
- der Optimierung der Vor- und Rücklaufleitungen
- den Anschlussbedingungen, Preisen und Serviceleistungen für Kund*innen,
- der Anpassung an geringeren Energieverbrauch und beschleunigte Gebäudesanierungen.

Bis 2050 sind zusätzliche Ausgaben von etwa 1,7 Milliarden Euro erforderlich, davon 720 Millionen für die Dekarbonisierung der Produktion und 1 Milliarde für den Ausbau des Netzes.

Die Stadt plant zudem, ihr Hochdruckdampfwärmenetz schrittweise auf Warmwasser umzustellen (65 km bis 2030, im Vergleich zu derzeit 34 km).

Paris erstellt erstmals einen Masterplan für die Fernwärme bis 2050, um seine zukünftige Entwicklung zu steuern. Der Masterplan wird vom Pariser Stadtrat diskutiert und beschlossen. Er ist wirtschaftlich, sozial und ökologisch bedeutsam und soll in Abstimmung mit der Métropole du Grand Paris entwickelt werden.



Das Ziel, ab 2024 keine Kohle mehr im Fernwärmenetz zu verwenden, konnte nicht erreicht werden. Das letzte Kohlekraftwerk in der Region stellt derzeit auf Biomasse um, was bis Ende 2026 abgeschlossen sein soll. Das Projekt wird vom französischen Staat über die ADEME mit 7,1 Millionen Euro aus dem Wärmefonds gefördert, was etwa 30 % der Gesamtkosten entspricht [10].

Zudem wird die Stadt bis 2050 4 bis 8 Biomasse- oder Müllverbrennungsanlagen bauen, um die erneuerbare Wärmeproduktion zu steigern.

Die größte Quelle erneuerbarer Energie in Paris liegt im Untergrund. Laut dem Geologischen und Bergbaulichen Forschungsbüro (BRGM) und der APUR beträgt das theoretische Potenzial für geothermische Energie im Pariser Untergrund 249 GWh (geschlossener Kreislauf), während das Potenzial für Grundwasser mit 6,2 TWh (offener Kreislauf) noch höher ist.

Bis 2022 erzeugten 70 geothermische Anlagen in Paris jährlich 91 GWh. Um die lokalen Produktionsziele für 2030 zu erreichen, sind zusätzliche 100 GWh geothermische Energie erforderlich, was eine Verdopplung der aktuellen Produktionskapazität bedeutet. Große Projekte für tiefe Geothermie, wie das neue Arena-2-Geothermiekraftwerk an der Porte de la Chapelle, das jährlich 4,7 GWh (2,5 GWh Wärme und 2,2 GWh Kälte) produzieren wird, sind bereits in Planung und Umsetzung. Weitere geothermische Projekte in den 14. und 11. Arrondissements sollen 2025 in Betrieb gehen und zwei weitere Projekte sind für 2026 geplant.

Neben geothermischer Energie verfügt Paris auch über ein großes Potenzial an Abwärme. Derzeit werden in Paris 11 GWh Abwärme genutzt; bis 2030 soll diese Zahl verzehnfacht werden.

Paris nutzt sein Abwassernetz zur Rückgewinnung von Wärme bereits erfolgreich für öffentliche Gebäude. Bis 2030 sollen 10 GWh aus Abwasserwärme gewonnen werden. Zudem wird Abwärme aus Grauwasser, Rechenzentren und dem Nicht-Trinkwasser-Netz genutzt. Die Stadt plant, bis 2030 insgesamt 30 GWh Abwärme wiederzuverwenden. 2025 wird ein „Renewable Heat Contract“ eingeführt, um den Übergang zu erneuerbarer Wärme zu beschleunigen [11].

9.9.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in der Stadt Paris

Bis 2050 wird der gesamte Energieverbrauch von 21,9 TWh in Paris durch Fernwärme (vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt), Kältenetze und lokale erneuerbare Energiequellen gedeckt werden (Abbildung 104).

Neben dem Fernwärmeausbau wird auch das Kältenetz erweitert. 2023 versorgt das Kältenetz mehr als 700 Kund*innen mit nahezu 370 GWh Kühlenergie. Die Stadt verfolgt ein ehrgeiziges Ziel, die Umweltauswirkungen des Netzes weiter zu verringern und Synergien zwischen den Heiz- und Kältenetzen zu nutzen [11].

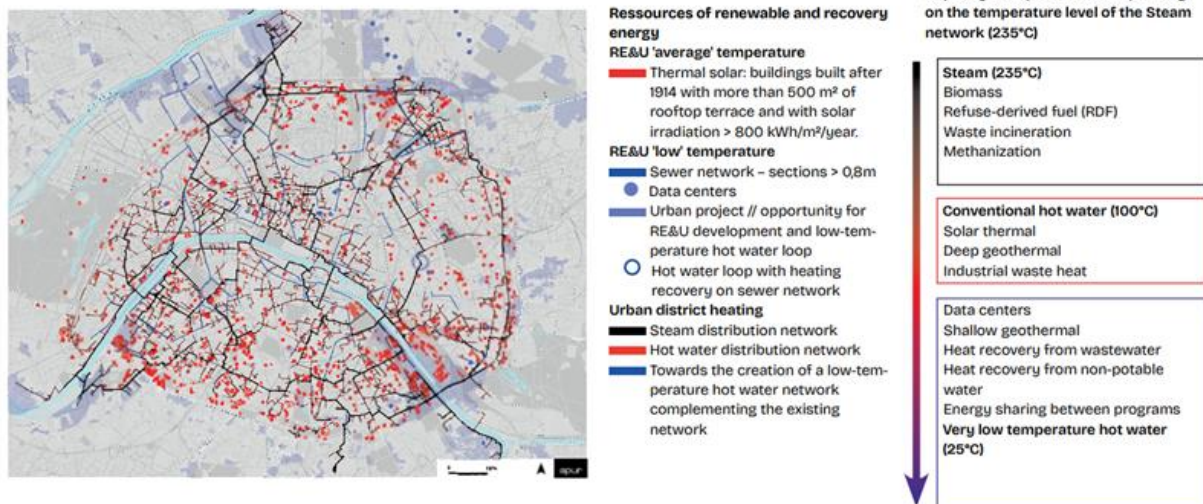


Abbildung 104: Möglichkeiten zur Wärmerückgewinnung in Paris [11]

Die Wärmefonds („Heat Funds“ [12]) sind die wichtigsten öffentlichen Fördermittel für den Auf- und Ausbau von Fernwärmenetzen in Frankreich. Der französische Staat hat den Fonds für thermische erneuerbare Energien (Wärmerückgewinnung, Geothermie, Solarthermie, Biomasse) und Fernwärmenetze bereitgestellt. Die Verwaltung liegt bei der ADEME, einem Betreiber des Staates. Zusätzlich gibt es ein Instrument namens „classement des réseaux“, das der Gemeinde ermöglicht, den Anschluss an das Fernwärmenetz in vordefinierten Gebieten unter bestimmten Bedingungen verpflichtend zu machen [13]. Um die Energiewende in Gebieten zu beschleunigen, ist es möglich, bestehende Wärmenetze zu klassifizieren. Das ermöglicht die Festlegung eines Bebauungsperimeters, in dem der Anschluss an das Netz unter bestimmten Bedingungen obligatorisch ist. National werden Wärmenetze automatisch klassifiziert, wenn sie folgende Kriterien erfüllen:

- Anteil an erneuerbarer Energie oder Abwärme von mindestens 50 %,
- Sicherstellung der Zählung der abgegebenen Energiemenge pro Abgabepunkt,
- Gewährleistung des finanziellen Gleichgewichts des Betriebs während des Abschreibungszeitraumes der Anlagen.

Das Fernwärmenetz der Stadt Paris erfüllt diese Bedingungen. Im Juli 2022 hat die Gemeinde in der Ratssitzung die Bedingungen für die Einstufung festgelegt. Es wurden eine vorrangige Entwicklungszone definiert sowie die Bedingungen für den verpflichtenden Anschluss festgelegt. Als vorrangige Entwicklungszone gelten alle Katastergrundstücke, deren Fläche zu mehr als 50 % weniger als 60 m vom Netz entfernt liegt. Weiters fallen diese fünfzehn Entwicklungsvorhaben ebenfalls unter die Klassifizierung: Messageries, Netter, Paul Valéry, Bédier-Oudiné, Paris Rive Gauche (Austerlitz, Massena, Tolbiac), Saint-Vincent de Paul, Ateliers Vaugirard, Clichy-Batignolles, Porte de Saint-Ouen, Paris Pucés, Gare des Mines, Chapelle Charbon, Chapelle International, Hebert, Orgues de Flandres. Innerhalb des Perimeters müssen Gebäude nur angeschlossen werden, wenn sie folgende Bedingungen erfüllen:

- Neue Gebäude oder Gebäude, die erweitert oder erhöht werden sollen (min. 150 m² oder 30 % der Fläche des Bestandes) und deren Heiz- oder Warmwasserbedarf einer Leistung von mindestens 100 kW entspricht (gilt für Anträge auf Baugenehmigung ab dem 1. September 2022);
- Bestandsgebäude, in denen die Heizungsanlage und/oder die industrielle Wärmeherzeugungsanlage mit einer Leistung von mehr als 100 kW ersetzt wird.



Nicht betroffen sind Gebäude, in denen größere Sanierungsarbeiten durchgeführt werden und individuell beheizt werden [14].

9.9.6 Governance und Regulierung in Paris

Das Fernwärmenetz von Paris ist das größte in Frankreich und wird vom Unternehmen CPCU (Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain) betrieben. Die CPCU ist ein öffentlich-privates Gemeinschaftsunternehmen, welches sich mehrheitlich im Besitz der Stadt Paris und zu einem kleineren Teil im Besitz des Energiekonzerns ENGIE befindet. Das Fernwärmenetz wurde von der Stadt Paris erbaut und wird von CPCU (ENGIE SOLUTIONS) betrieben. Das private Unternehmen ist dafür verantwortlich, Kund*innen zu gewinnen und sicherzustellen, dass der Ausbau des Fernwärmenetzes wirtschaftlich und technisch machbar ist [13].

Der derzeitige durchschnittliche Wärmepreis liegt bei 110 €/MWh inkl. aller Steuern. Davon sind 2,4 % fixer Anteil und 76 % variabel, also abhängig vom Verbrauch [7].

9.9.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Paris

Paris setzt derzeit mehrere Projekte zur Dekarbonisierung seiner Wärme- und Kälteversorgung um. Dazu zählen die vollständige Stilllegung der Kohleverfeuerung im Fernwärmenetz bis 2024 sowie der Ausbau der erneuerbaren Wärmeproduktion durch neue Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen. Besonders stark entwickelt sich der Bereich der Geothermie mit mehreren neuen Anlagen, wie dem Projekt „Arena 2“ an der Porte de la Chapelle, sowie zusätzlichen Bohrungen in den 11. und 14. Arrondissements. Auch in die Nutzung von Abwärme aus Abwasser, Rechenzentren und Grauwasser wird investiert. Parallel dazu werden Abschnitte des Hochdruck-Dampfsystems auf Warmwasserbetrieb umgestellt, um Effizienzverluste zu reduzieren. Im Bereich der Kälteversorgung erweitert Fraîcheur de Paris das Fernkältenetz und nutzt zunehmend die Free-Cooling-Potenziele der Seine sowie Photovoltaikstrom, um den CO₂-Fußabdruck weiter zu senken.

9.9.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Paris

- Ausstieg aus der Kohle bis 2026
- Untersuchung der Optionen für Geothermie und Abwärme
- Städtische Investitionen in die Infrastruktur der Fernwärme, privatwirtschaftlich orientierter Betrieb, inkl. Neuausschreibung der FW-Konzession
- Politische Unterstützung durch Fördermittel, mit dem Fokus auf erneuerbare Energien (Wärmerückgewinnung, Geothermie, Solarthermie, Biomasse);
- Möglichkeit für Gemeinden, einen Anschlusszwang vorzusehen, wenn der Anteil an erneuerbarer Energie oder Abwärme mindestens 50 % beträgt.

Literaturverzeichnis

- [1] Wikipedia, „Paris“, Wikipedia. 28. Mai 2025. Zugriffen: 29. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Paris&oldid=256438183>
- [2] Eurostat, „Population on 1 January by age group, sex and NUTS 3 region“. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2908/DEMO_R_PJANGRP3
- [3] Eurostat, „Gross domestic product (GDP) at current market prices by NUTS 3 region“. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2908/NAMA_10R_3GDP
- [4] apur, „LA CONSOMMATION EN ÉNERGIE DES HABITANTS DU GRAND PARIS“. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.apur.org/sites/default/files/16p227_conso_energie_habitant_mgp.pdf?token=9pWxnuA1
- [5] Paris, „Emissions de gaz à effet de serre : où en est Paris ?“, Paris. Zugriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.paris.fr/pages/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-de-paris-29491>
- [6] Paris, „Paris pour le climat“, Paris. Zugriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.paris.fr/pages/paris-pour-le-climat-2148>
- [7] France Chaleur Urbaine, „Paris et communes limitrophes“, France Chaleur Urbaine. Zugriffen: 29. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://france-chaaleur-urbaine.beta.gouv.fr/reseaux/7501C>
- [8] Euroheat & Power, „How does Paris keep it cool?“ Zugriffen: 14. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.euroheat.org/news/how-does-paris-keep-it-cool>
- [9] Fraîcheur de Paris, „Rafraîchir durablement Paris grâce au réseau de froid“, Fraîcheur de Paris. Zugriffen: 14. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fraicheurdeparis.fr/home/homepage/>
- [10] Sustainable Heating & Cooling by Sweden, „France news update September 2025“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.shcbysweden.se/france-news-update-september-2025/>
- [11] Ville de Paris, „Paris Climate Action Plan 2024-2030“.
- [12] Le Fonds Social Chauffage, „Le Fonds Social Chauffage“, Fonds Social Chauffage. Zugriffen: 14. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fondschauffage.be/>
- [13] J. Ayrault und C. Florette, E-Mail Konversation, 3. Oktober 2025.
- [14] „Le réseau de chaleur de la Ville de Paris est classé ! Que cela change-t-il pour vous ?“, Agence Parisienne du Climat. Zugriffen: 28. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.apc-paris.com/le-reseau-de-chaleur-de-la-ville-de-paris-est-classe-que-cela-change-t-il-pour-vous/>

Zürich



9.10 Dekarbonisierung des Wärmesektors – Zürich

9.10.1 Stadtprofil Zürich

Zürich ist die größte Stadt der Schweiz und zählt 448.664 Einwohner*innen. Sie liegt im gleichnamigen Kanton und bildet gleichzeitig den Bezirk Zürich. Die Fläche der Stadt beträgt 87,93 km², was einer Bevölkerungsdichte von 4936 Einwohner*innen pro km² entspricht (Tabelle 42). Zürich befindet sich im östlichen Schweizer Mittelland, an der Limmat, beim Ausfluss des Zürichsees. Die Stadt liegt auf 409 m ü. M., mit einem Höhenbereich von 391 bis 867 m ü. M. Zürich ist ein international bedeutender Finanzplatz mit Sitz großer Banken und Versicherungen sowie ein zentraler Verkehrsknotenpunkt mit dem größten Bahnhof der Schweiz und dem nahegelegenen Flughafen Zürich. Die Stadt beherbergt zudem die beiden größten Hochschulen der Schweiz: die ETH Zürich und die Universität Zürich [1].

Tabelle 42: Überblick Zürich [1], [2], [3], [4]

Bevölkerungszahl (2024)	448.664
Fläche [km²]	87,93
Bevölkerungsdichte [Einw./km²]	4.936
Heizgradtage [Kd/a]	3.110
Fernwärme Anschlüsse	7.500
Fernwärmedurchdringung	ca. 33 % (Liegenschaften)
BIP/Kopf [€]	113.000 (2023)
Netztemperatur Vorlauf (Wärmeverbund KVA und Holz)	125 °C

Abbildung 105 zeigt die Entwicklung der Primärenergie pro Kopf in Watt Dauerleistung pro Einwohner*in, gegliedert nach eingesetzten Energieträgern. Seit 2014 ist insgesamt ein klarer Rückgang zu erkennen, vor allem beim Primärenergieeinsatz für Strom und Fernwärme und beim verminderten Einsatz fossiler Brennstoffe wie Heizöl und Erdgas. Gleichzeitig steigt der Anteil erneuerbarer Quellen wie importiertes Biogas, Holz, Umweltwärme und Sonnenkollektoren an. In Abbildung 106 wird die gleiche Primärenergiebilanz nach Nutzungsbereichen dargestellt, beispielsweise für Wärme, Mobilität oder Strom. Auch in dieser Darstellung zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Energiebedarfs pro Kopf seit etwa 2014. Rund 40 % der Primärenergie entfällt auf den Bereich Wärme. Von 2010 bis 2022 steigt der erneuerbare Anteil der Endenergie von 26 % auf 42 % [5].

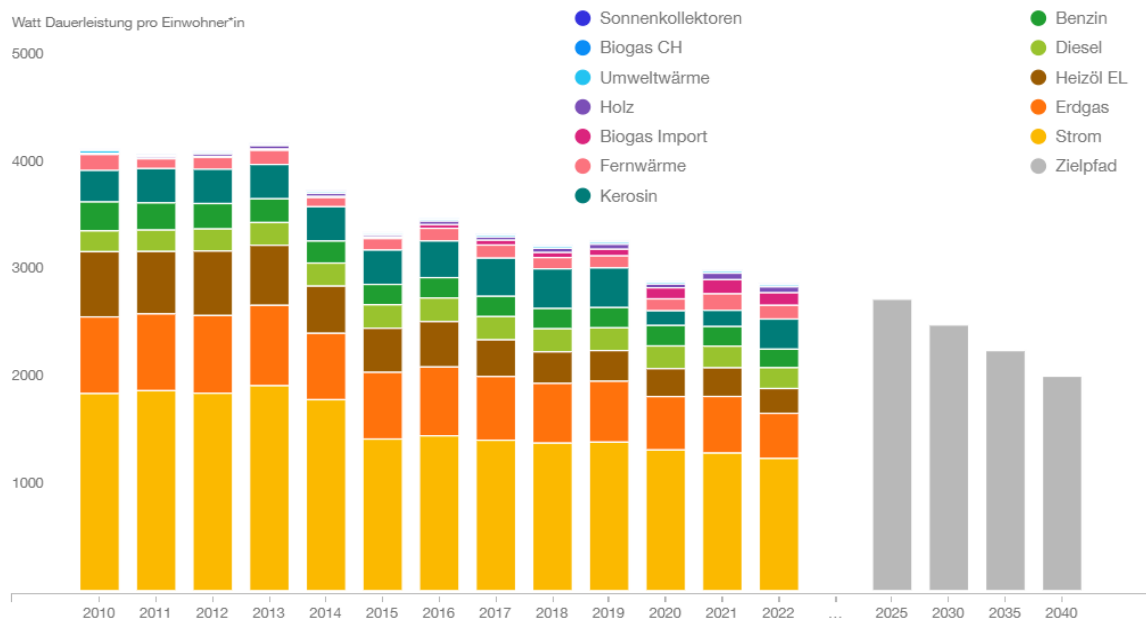


Abbildung 105: Primärenergiebilanz nach Energieträgern der Stadt Zürich [5]

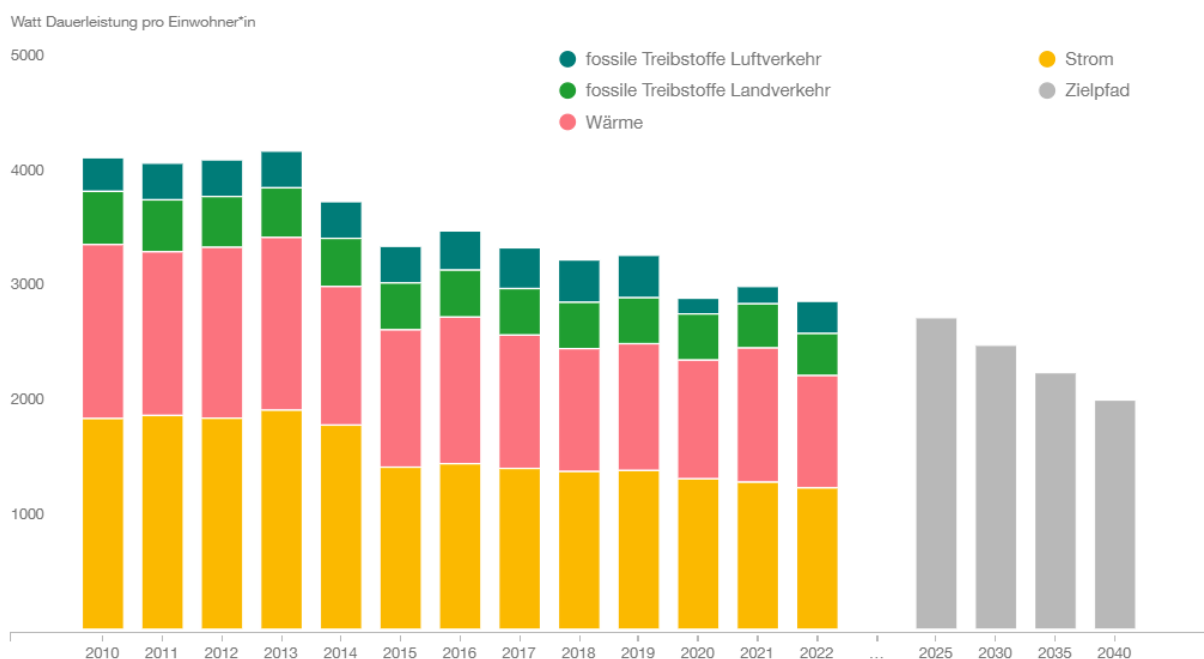


Abbildung 106: Primärenergiebilanz nach Einsatzbereich der Stadt Zürich [5]

Die Stadt Zürich hat einen Klimaschutzplan und einen jährlich erscheinenden Netto-Null-Zwischenbericht, der den aktuellen Stand des Klimaschutzes in der Stadt Zürich zeigt. Darin werden die Entwicklungen der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen der Gesamtstadt Zürich und der Stadtverwaltung verfolgt. Die Gesamtstadt Zürich umfasst alle Treibhausgasverursacher*innen im Stadtgebiet. Direkte Emissionen entstehen durch Haushalte, Unternehmen, Besucher*innen und Pendler*innen, etwa durch Heizen oder Autofahren. Indirekte Emissionen fallen außerhalb der Stadt an, werden aber durch Aktivitäten in Zürich verursacht – z. B. durch den Konsum importierter Güter, den Bau städtischer Infrastruktur oder Reisen der Bevölkerung. Die Stadtverwaltung wird separat bilanziert und umfasst auch städtisch kontrollierte Beteiligungen. Direkte Emissionen entstehen aus Quellen, die sie selbst besitzt oder steuert – etwa städtische Busse, auch außerhalb der Stadt. Indirekte Emissionen stammen aus

schwer beeinflussbaren Quellen wie beschafften Gütern oder gemieteten Gebäuden. Die Bilanzierung erfolgt unabhängig von jener der Gesamtstadt [6].

Am 15. Mai 2022 gab es eine Volksabstimmung, bei der die Züricher Bevölkerung unter anderem über die Änderung der Kantonsverfassung, bzgl. Klimaschutz abstimmen konnte [7]. Die Züricher Bevölkerung stimmte dafür,

- dass die Stadt ihre direkten Treibhausgasemissionen bis 2040 auf netto null senken soll.
- Zudem sollen die indirekten Emissionen pro Einwohner*in gegenüber dem Stand von 1990 um 30 % reduziert werden.
- Für die Stadtverwaltung wurden noch ambitioniertere Vorgaben festgelegt: Sie soll bereits bis 2035 klimaneutral in Bezug auf direkte Emissionen sein, ihre indirekten Emissionen ebenfalls um 30 % senken und alle ihr möglichen Maßnahmen zur Erreichung der städtischen Klimaziele umsetzen, ausgenommen ist dabei die Wärmeversorgung Dritter.

Am 28. September 2025 gab es im Kanton Zürich eine weitere Abstimmung zum Energiegesetz (EnerG). Dabei haben 59,3 % gegen eine Netto-Null „bis 2040, spätestens aber bis 2050“ gestimmt. Für den Kanton Zürich gilt nun das Ziel netto null bis 2050. Die Stadt Zürich stimmt mit 58 % der Änderung des Energiegesetzes zu [8].

Abbildung 107 und Abbildung 108 geben einen Überblick über Ausgangswerte, Zwischenstände und Ziele der THG-Emissionen der Gesamtstadt und der Stadtverwaltung. [6]

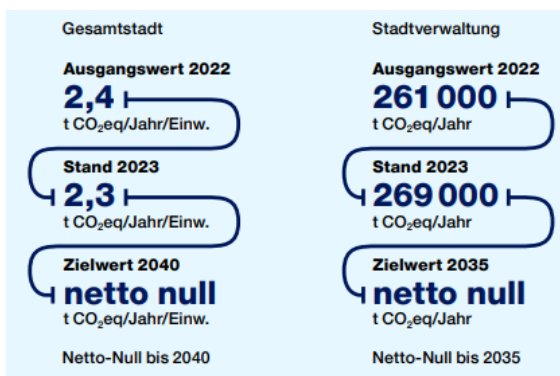


Abbildung 107: Ziele und aktueller Stand der direkte THG-Emissionen minus negative Emissionen [6]



Abbildung 108: Ziele und aktueller Stand der indirekten THG-Emissionen [6]

Abbildung 109 zeigt die direkten THG-Emissionen der Gesamtstadt in t CO₂eq/Einw. und Jahr. Die direkten Treibhausgasemissionen der Stadt Zürich entwickeln sich positiv in Richtung Netto-Null und sind zwischen 2022 und 2023 weiter gesunken – vor allem dank des Austauschs fossiler Heizsysteme in Gebäuden durch erneuerbare Alternativen. Auch der Verbrauch von Heizöl und Erdgas hat abgenommen. Das Ziel, bis 2040 Netto-Null direkte Emissionen zu erreichen, rückt näher, bleibt jedoch ambitioniert und erfordert weiterhin klimafreundliche Entscheidungen von der Bevölkerung, Unternehmen und konsequentes Handeln der Stadtverwaltung. Entscheidend für den weiteren Fortschritt sind ein weiterhin zügiger Heizungsersatz, der Ausbau der Fernwärme, die Elektrifizierung der Mobilität sowie die geplante Inbetriebnahme einer CO₂-Abscheidungsanlage in der Müllverbrennungsanlage Hagenholz bis 2035 (siehe unten).

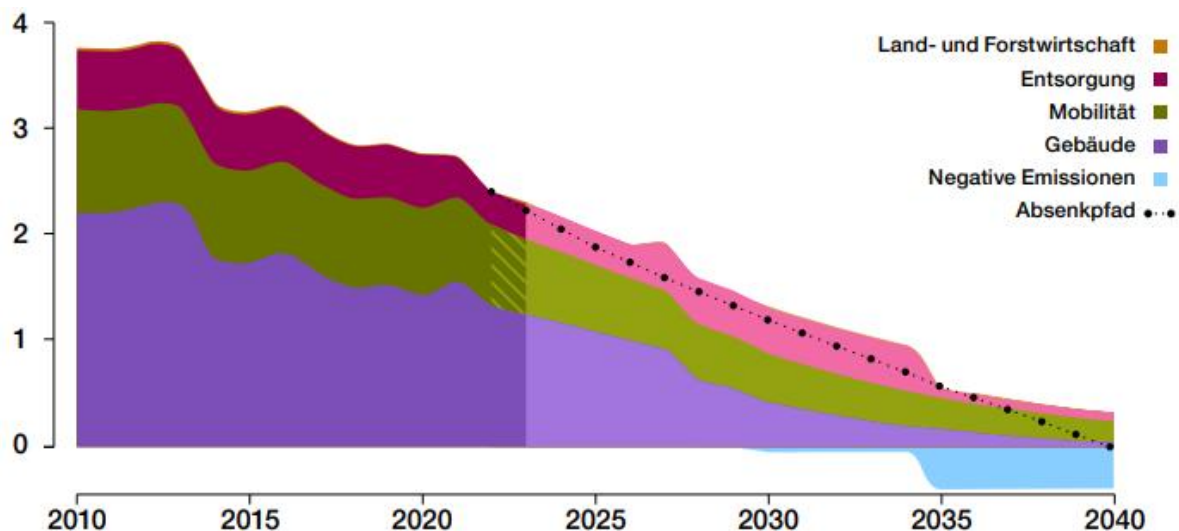


Abbildung 109: Direkte THG-Emissionen der Gesamtstadt in t CO₂eq/Einw. und Jahr [6]

Im Gegensatz dazu sind die indirekten Emissionen seit 1990 gestiegen, was die geplante Reduktion um 30 % zu einer großen Herausforderung macht. Insbesondere durch vermehrtes Fliegen und Bauen kommt es zu einer Steigerung, die sich in den Bereichen Mobilität und Gebäude zeigt. Während der Pro-Kopf-Ausstoß 1990 bei etwa 9,8 Tonnen CO₂-Äquivalent lag, betrug er 2022 rund 25 % mehr. 2023 erreichten die indirekten Emissionen sogar 12,5 Tonnen pro Person. Die Entwicklung der indirekten Treibhausgasemissionen in Zürich hängt stark davon ab, wie klimafreundlich sich Wirtschaft und Politik weltweit entwickeln. Wenn andere Länder Emissionen reduzieren, verringert sich auch der CO₂-Fußabdruck von importierten Gütern und Dienstleistungen. Eine Studie im Auftrag der Stadt Zürich zeigt, dass sich Klimaziele international zwar zunehmend durchsetzen, ihre Umsetzung ist jedoch oft lückenhaft oder verspätet. Hinzu kommt, dass viele Länder Klimaneutralität erst bis 2050 anstreben, während Zürich seine Ziele bereits bis 2035 bzw. 2040 erreichen will. Dadurch könnten wichtige Fortschritte außerhalb der Stadt zu spät kommen. Zudem ist unklar, wie sich globale Lieferketten entwickeln, da Herkunft und Produktionsweise vieler Produkte schwer nachvollziehbar sind. Dies ist entscheidend für die tatsächlichen Emissionen. Abbildung 110 zeigt den Verlauf der indirekten jährlichen THG-Emissionen der Gesamtstadt in t CO₂eq/Einw.

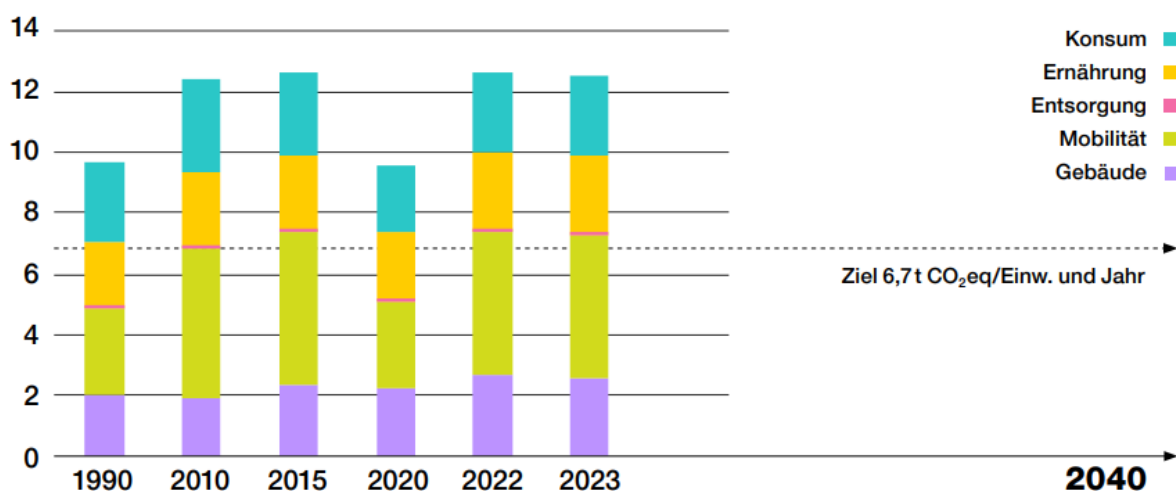


Abbildung 110: Indirekte jährliche THG-Emissionen der Gesamtstadt in t CO₂eq/Einw [6]

In Abbildung 111 sind die direkten THG-Emissionen im Bereich Gebäude der Gesamtstadt im Jahr 2023 dargestellt. Sie entsprechen 54 % der gesamten direkten Emissionen. Die direkten Emissionen sind im Vergleich zum Vorjahr um 8 % gesunken. Durch das Förderprogramm der Stadt Zürich für den Ersatz fossiler Heizungen und das revidierte Energiegesetz des Kantons Zürich schreitet der Umbau der Wärmeversorgung voran. Das Energiegesetz verlangt seit 2022 den Ersatz von Öl- und Gasheizungen, welche sich am Ende ihrer Lebensdauer befinden, durch umweltfreundliche Alternativen. Der Klimaschutzplan sieht eine Versorgung der Stadt mit 50 % Fernwärme aus erneuerbaren Quellen vor. Innerhalb eines Jahres wurden 1.100 Heizungen, die zuvor mit fossilen Energieträgern betrieben wurden, auf Fernwärme oder Wärmepumpen umgestellt. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, sind der weitere Ausbau und die Dekarbonisierung der Fernwärme wesentlich [6].

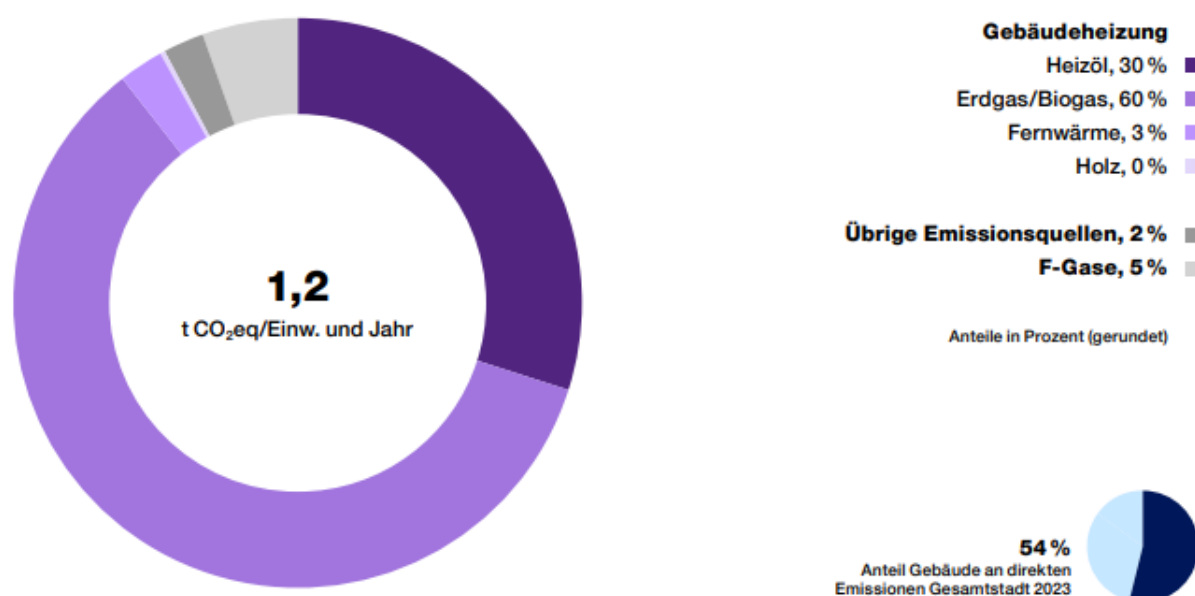


Abbildung 111: Direkte THG-Emissionen im Bereich Gebäude der Gesamtstadt im Jahr 2023 [6]

9.10.2 Dekarbonisierungsstrategie - Stadtebene

Die Stadt Zürich verfolgt das Ziel, bis 2040 ihre direkten Treibhausgasemissionen (THG) auf netto Null zu senken und die indirekten THG-Emissionen pro Einwohner*in um 30 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Stadtverwaltung muss alle Maßnahmen in ihrem Einflussbereich bereits bis 2035 umsetzen. Maßnahmen im Bereich Wärmeversorgung sind davon ausgenommen und müssen bis 2040 umgesetzt werden. Grundlage dafür ist ein Klimaschutzplan, der konkrete Zielsetzungen und Maßnahmenpakete für sechs verschiedene Bereiche (Gebäude, Mobilität, Entsorgung, Ernährung, Konsum sowie Land- und Forstwirtschaft) definiert. Diese Maßnahmen sollen eine mindestens lineare Absenkung der Emissionen ab dem Referenzjahr 2022 gewährleisten.

Der Klimaschutzplan basiert auf sechs Bereichen und insgesamt 20 Maßnahmenpaketen. Acht davon zielen auf direkte, zwölf auf indirekte Emissionen. Für direkte Emissionen wird deren zukünftige Entwicklung modelliert und im Netto-Null-Cockpit transparent dargestellt. Indirekte Emissionen sind schwieriger zu beeinflussen und zu quantifizieren, da sie stark vom Verhalten der Bevölkerung und globalen Entwicklungen abhängen. Deshalb fehlen hier meist konkrete Zielwerte, und es besteht zusätzlicher Handlungsbedarf.

Zur Erfolgskontrolle dienen das Netto-Null-Cockpit sowie ein jährlicher Zwischenbericht, der analysiert, ob die Maßnahmenpakete ausreichen. Die Stadtverwaltung trägt Verantwortung für die Umsetzung, Wirkungskontrolle und Weiterentwicklung der Maßnahmen [9].

9.10.2.1 Klimaneutralität auf Stadtebene

Im Klimaschutzplan der Stadt Zürich gibt es 20 Maßnahmenpakete, die 8 Bereichen zugeteilt sind. Tabelle 43 listet alle Bereiche mit den dazugehörigen Maßnahmenpaketen zur Reduktion der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen auf.

Tabelle 43: Bereiche und Maßnahmenpakete des Züricher Klimaschutzplans [9]

Bereich	Massnahmenpakete direkte THG-Emissionen	Massnahmenpakete indirekte THG-Emissionen
Gebäude	G1: Heizungsersatz und Ausbau thermische Netze G2: Reduktion des Wärmeenergiebedarfs	G3: Kreislauforientiertes Bauen G4: Optimierung der Baumaterialien G5: Suffizientes Bauen G6: Optimierung der Stromnutzung G7: Ausbau von erneuerbarem Strom
Mobilität	M1: Vermeidung von Verkehrsaufkommen M2: Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs (MIV) in Richtung Umweltverbund M3: Verträgliche Abwicklung des Verkehrs	M4: Klimaschonender internationaler Personenverkehr M5: Klimaschonender Inlandverkehr M6: Kreislauforientierter, suffizienter Tiefbau
Entsorgung	EN1: CO ₂ -Entnahme und -Speicherung (CCS)	Keine Massnahmenpakete zu indirekten THG-Emissionen
Ernährung	Keine Massnahmenpakete zu direkten THG-Emissionen	E1: Lebensmittelverluste senken E2: Gesunde, umweltfreundliche Ernährung
Konsum	Keine Massnahmenpakete zu direkten THG-Emissionen	K1: Kreislauforientierter, klimaschonender Konsum K2: Kreislauforientierte, klimaschonende Produktion der Konsumgüter
Land- und Forstwirtschaft	L1: Landwirtschaftliche Treibhausgasenken L2: Klimafreundliche Tierhaltung	Keine Massnahmenpakete zu indirekten THG-Emissionen

Der Gebäudebereich verursacht rund ein Viertel der gesamten Treibhausgasemissionen (THG) pro Person in Zürich, also etwa 4 Tonnen CO₂eq pro Einwohner*in. Diese sind aufgeteilt in direkte Emissionen (z. B. fossile Heizungen) und indirekte Emissionen (z. B. durch Baumaterialien). Ein Drittel dieser Emissionen entsteht durch die Wärmeversorgung mit fossiler Energie, zwei Drittel durch Bauaktivitäten und Strombereitstellung. Ziel ist es, bis 2040 alle Gebäude mit fossilfreier Energie zu versorgen und den Wärmebedarf trotz Bevölkerungswachstums um 20 % zu senken. Indirekte Emissionen, insbesondere aus der Materialproduktion, sind derzeit schwer quantifizierbar, müssen aber dennoch gesenkt werden. Die Stadt verfolgt hierzu mehrere Maßnahmenpakete (G1–G7), wobei G1 und G2 auf direkte Emissionen, G3–G7 auf indirekte Emissionen abzielen.

Maßnahmen im Bereich Wärme

In Bezug auf Heizsysteme und Wärmebedarf sind besonders die Maßnahmenpakete G1: Heizungsersatz und Ausbau thermischer Netze und G2: Reduktion des Wärmeenergiebedarfs interessant und werden folgend näher erläutert. Im Jahr 2022 waren in Zürich noch knapp 20.000 fossil betriebene Heizungen in Betrieb, die rund 1,3 Tonnen CO₂eq pro Person verursachten.

Das **Maßnahmenpaket G1**, Heizungsersatz und Ausbau thermischer Netze, strebt an, diese bis 2040 nahezu vollständig durch CO₂-neutrale Heizsysteme zu ersetzen, was eine Reduktion der

direkten Emissionen im Gebäudebereich um über 90 % bewirken würde. Unterstützt durch neue gesetzliche Grundlagen (EnerG, CO₂-Gesetz), dürfen fossil betriebene Heizsysteme nur noch in Ausnahmen installiert werden. Parallel dazu wird der Ausbau der thermischen Netze (v. a. Fernwärme) forciert: Bis 2040 soll 60 % des Siedlungsgebiets angeschlossen und die Fernwärme vollständig fossilfrei erzeugt werden. Die Stilllegung des Gasnetzes sowie die Nutzung von erneuerbarem Gas für Spitzenlasten sind ebenfalls Teil der Strategie. Da die Ressourcen begrenzt sind, ist auch die Reduktion des Wärmeenergiebedarfs durch Effizienzsteigerungen zwingend erforderlich. In Tabelle 44 sind die Ziele für das Maßnahmenpaket G1: Heizungsersatz und Ausbau thermischer Netze bis 2040 mit Zwischenzielen aufgelistet. [9]

Tabelle 44: Ziele des Maßnahmenpakets G1: Heizungsersatz und Ausbau thermischer Netze bis 2040 [9]

Zielbereich	2022 (Ausgang)	2025	2030	2035	2040 (Ziel)
Wärme aus erneuerbarer Energie, Müll oder Abwärme	23 %	32 %	72 %	89 %	100 %
Anteil thermische Netze am Wärmebedarf	19 % (690 GWh)	24 %	33 %	41 %	49 % (1.300 GWh)
Fossilfreie Energie in thermischen Netzen	67 %	70 %	95 %	98 %	100 %
Wärmepumpenanteil am Wärmebedarf	4 % (140 GWh)	9 %	18 %	27 %	35 % (1.000 GWh)
Holz & thermische Solarkollektoren	5 % (190 GWh)	5 %	6 %	6 %	7 % (200 GWh)
Dezentrale Gasheizungen (max.)	53 %	46 %	33 %	21 %	9 %
Erneuerbares Gas im verbleibenden Gasbedarf	2 %	3 %	50 %	75 %	100 %
Erneuerbares Gas für Prozessenergie & Blockheizkraftwerke	8 %	–	–	–	100 %

In Bezug auf das Maßnahmenpaket G1 „Heizungsersatz und Ausbau thermischer Netze“ werden folgende Maßnahmen der Stadtverwaltung angegeben:

- **Kommunale Energieplanung**
 - Beurteilung des zukünftigen Wärme- und Kältebedarfs.
 - Analyse des Potenzials an erneuerbaren Energien und Abwärme.
 - Grundlage für energie- und klimapolitische Entscheidungen im Gebäudebereich.
- **Abstimmung zwischen Siedlungs- und Energieplanung**
 - Koordination von räumlicher Entwicklung und Energieversorgung.
 - Optimale Nutzung lokaler Energiepotenziale.
 - Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs der leitungsgebundenen Energieversorgung.
- **Ausbau der thermischen Netze (bis 2040)**
 - Erschließung von mindestens 60 % des Siedlungsgebiets mit thermischen Netzen.
 - Planung, Bau und Betrieb durch den städtischen Energieversorger.

- Förderung hoher Anschlussgrade durch Information, Koordination und finanzielle Anreize.
- **Dekarbonisierung der thermischen Netze (bis 2040)**
 - Umstellung der thermischen Netze auf 100 % CO₂-neutrale Energiequellen.
- **Ausbau der 3. Verbrennungslinie der KVA Hagenholz (bis 2027, siehe unten)**
 - Erhöhung der Kapazität von 240.000 auf 360.000 Tonnen Müll pro Jahr.
 - Technische Vorbereitung zur zukünftigen CO₂-Abscheidung.
- **Energieberatung (Daueraufgabe)**
 - Beratung zu Heizungsersatz, energetischen Sanierungen und Solaranlagen.
 - Information über Förderprogramme und Bewilligungsverfahren.
 - Etwa 1 000 Beratungen pro Jahr.
- **Informationsplattformen: EnerGIS und Energieplattform (Daueraufgabe)**
 - Online-Zugang zu Informationen über Heizungsersatz und verfügbare Optionen.
 - Übersicht über alle Förderprogramme und Beratungsangebote.
- **Förderung erneuerbarer Energien beim Heizungsersatz**
 - Finanzielle Unterstützung beim Umstieg auf klimafreundliche Heizsysteme.
 - Förderung auch bei vorzeitigem Ersatz fossiler Heizungen.
- **Stilllegung des Gasverteilnetzes (bis 2040)**
 - Etappenweise Abschaltung des Netzes mit Ausnahmen für Industrie und Spitzenlast.
 - Voraussetzung ist die Erschließung CO₂-neutraler Alternativen.
- **Erneuerbares Gas (bis 2040)**
 - Steigerung des Anteils erneuerbaren Gases auf 100 %.
 - Einsatz nur bei Fehlen anderer klimafreundlicher Alternativen.
- **Heizungsersatz bei städtischen Liegenschaften**
 - Vorbildfunktion der Stadt durch konsequenten Ersatz fossiler Heizungen.
 - Umsetzung suffizienter, effizienter und konsistenter Energienutzung in eigenen Gebäuden. [9]

Das Maßnahmenpaket G2 zielt auf die **Reduktion des Wärmeenergiebedarfs** ab, um den Einsatz erneuerbarer Energien effizienter zu ermöglichen und die Abhängigkeit von fossilen Heizungen zu verringern. Trotz Bevölkerungswachstum soll der Wärmebedarf bis 2040 um 700 GWh bzw. 20 % gesenkt werden, was einer Reduktion von 32 % pro Kopf entspricht. Ein besonderer Hebel liegt bei den Liegenschaftseigentümer*innen, die durch energetische Sanierungen, optimierten Gebäudebetrieb und sparsamen Flächenverbrauch wesentlich zur Zielerreichung beitragen sollen. Die Stadt unterstützt dies durch Coaching, Förderprogramme und Vorgaben zur Sozialverträglichkeit. Zur Umsetzung sollen die energetischen Sanierungsraten bei Wohn- und Nichtwohngebäuden deutlich steigen. Zusätzlich können durch die Optimierung der Gebäudetechnik und einen bewussteren Umgang mit Raumwärme weitere Einsparungen erzielt werden. Auch eine Reduktion des Flächenverbrauchs – insbesondere im gemeinnützigen Wohnbau – trägt zur Senkung des Wärmeenergiebedarfs bei. Die Stadt geht mit eigenen Gebäuden als Vorbild voran und sensibilisiert die Bevölkerung, etwa durch Empfehlungen zur Absenkung der Raumtemperatur im Winter.

Die nachfolgenden Ziele sind im Maßnahmenpaket G2 definiert. Die Details zu den Zielen sind in Tabelle 45 aufgelistet:

- Senkung des Wärmeenergiebedarfs aller Gebäude auf Stadtgebiet um 20 % gegenüber dem Mittelwert 2018–2022
- Senkung des jährlichen spezifischen Raumwärmebedarfs des gesamten Gebäudeparks um 37 %
- Senkung des Flächenverbrauchs durch suffiziente Nutzung [9]

Tabelle 45: Ziele des Maßnahmenpakets G2: Reduktion des Wärmeenergiebedarfs bis 2040 [9]

Zielbereich	2022 (Ausgang)	2025	2030	2035	2040 (Ziel)
Nutzwärmebedarf (gesamt)	3.300 GWh	3.100 GWh	3.000 GWh	2.800 GWh	2.600 GWh
Endenergiebedarf (gesamt)	4.000 GWh	3.600 GWh	3.400 GWh	3.000 GWh	2.700 GWh
Spez. Raumwärmebedarf -36 % bei Wohngebäuden	101 kWh/m ²	87 kWh/m ²	79 kWh/ m ²	71 kWh/m ²	64 kWh/m ²
Spez. Raumwärmebedarf -39 % bei Nichtwohngebäuden	94 kWh/m ²	81 kWh/m ²	72 kWh/ m ²	64 kWh/m ²	58 kWh/m ²
Flächenverbrauch (Geschossfläche) -7 % beim Wohnen	54 m ² / Einwohner*in	53 m ²	52 m ²	51 m ²	50 m ²
Flächenverbrauch (Geschossfläche) -6 % beim Nicht-Wohnen	45 m ² / Nicht- Wohnen, Arbeitsplatz	45 m ²	44 m ²	43 m ²	43 m ²

Die Stadt Zürich setzt zahlreiche Maßnahmen um, um die Energieeffizienz zu steigern, den Wärmeenergiebedarf zu senken und klimafreundliches Bauen zu fördern. Ein zentraler Fokus liegt auf umfassender Energieberatung, etwa zu Heizungsersatz, energetischer Sanierung und Solaranlagen. Ergänzt wird dies durch gezielte Unterstützung bei Betriebs- und Heizungsoptimierung sowie eine Energieplattform mit leicht zugänglichen Informationen. Ein Förderprogramm für energetische Sanierungen läuft bis 2025 und unterstützt rund 500 Projekte mit insgesamt 18 Mio. Franken – vor allem an der Gebäudehülle und bei Schutzobjekten.

Weitere Maßnahmen stärken die energetischen Standards bei Sondernutzungsplanungen sowie Arealüberbauungen. Unternehmen profitieren vom ewz-Effizienzbonus und kantonalen Zielvereinbarungen, während KMU mit dem Öko-Kompass unkomplizierte Unterstützung für Sofortmaßnahmen erhalten. Auch der gemeinnützige Wohnungsbau wird gefördert, um den Flächenverbrauch pro Kopf zu senken. Die Stadt selbst geht mit gutem Beispiel voran: Der Immobilienstandard Meilenschritte 23 setzt strenge energetische Anforderungen für städtische Gebäude, und die städtischen Liegenschaften werden im Sinne einer sparsamen Energienutzung bewirtschaftet. Die Kernpunkte sind:

- Energieberatung & -coaching für Eigentümer*innen
- Förderprogramm für Sanierungen (bis 2025)
- Betriebs- und Heizungsoptimierung (inkl. Plattform)

- Erhöhte Energiestandards bei Neubauplanungen
- Förderung von Unternehmen & KMU (Effizienzbonus, Öko-Kompass)
- Unterstützung des gemeinnützigen Wohnbaus (Reduktion Flächenverbrauch)
- Vorbildfunktion der Stadt durch ambitionierte Bauvorgaben und Nutzung städtischer Liegenschaften [9]

9.10.2.2 Klimaneutralität der Stadtverwaltung

Die Stadtverwaltung Zürich soll eine Vorreiterrolle übernehmen und ihre Klimaziele bereits bis 2035 erreichen. Seit 1990 sind ihre direkten Treibhausgasemissionen leicht gesunken, während die indirekten Emissionen um rund 40 % gestiegen sind.

Abbildung 112 zeigt die direkten THG-Emissionen der Stadtverwaltung in t CO₂eq/Jahr. Seit 2010 konnten die direkten Emissionen insgesamt um etwa ein Viertel reduziert werden – trotz wachsender Verwaltung und Stadt. Den größten Rückgang gab es im Bereich Entsorgung, vor allem durch die Stilllegung der KVA Josefstraße. Auch bei den Gebäuden und der Mobilität gingen die direkten Emissionen leicht zurück. Rund 80 % der direkten Emissionen entstehen durch Dienstleistungen, die die Verwaltung für die Bevölkerung erbringt, etwa bei der Abwasserreinigung, der Müllverbrennung, der Fernwärme- und Stromlieferung sowie dem Betrieb des öffentlichen Verkehrs. Wenn diese Angebote künftig klimafreundlicher gestaltet werden – beispielsweise durch CO₂-Abscheidung, einen dekarbonisierten öffentlichen Verkehr und erneuerbare Energien – kann die Verwaltung nicht nur ihre eigenen Emissionen deutlich verringern, sondern auch einen wichtigen Beitrag zum Netto-Null-Ziel der gesamten Stadt leisten.

Der Klimaschutzplan 2023 enthält hierzu bereits passende Maßnahmen. Wenn diese konsequent umgesetzt und bei Bedarf weiterentwickelt werden, ist das Erreichen von Netto-Null bei den direkten Emissionen der Stadtverwaltung bis 2035 realistisch. [6]

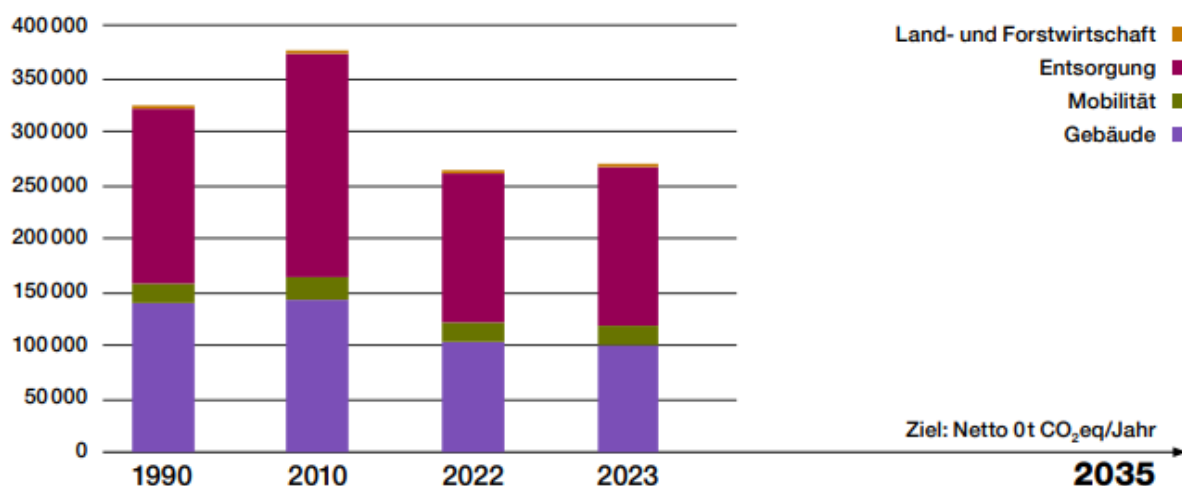


Abbildung 112: Direkte jährliche THG-Emissionen der Stadtverwaltung in t CO₂eq/a [6]

In Abbildung 113 sind die indirekten THG-Emissionen der Stadtverwaltung in t CO₂eq/Jahr dargestellt. Seit 1990 sind die indirekten Treibhausgasemissionen der Stadtverwaltung um fast 40 % gestiegen, was die Zielerreichung deutlich erschwert. Um das Reduktionsziel von minus 30 % zu schaffen, müssten sie gegenüber 2022 sogar halbiert werden. Etwa die Hälfte dieser indirekten Emissionen entsteht durch die Beschaffung von Gütern und Dienstleistungen, insbesondere im Bauwesen und bei Fahrzeugen. Diese Emissionen schwanken stark, je nachdem, wie viel gebaut oder angeschafft wird. Eine klimafreundliche Beschaffung ist deshalb zentral: Mit dem gezielten Einkauf emissionsarmer und kreislauffähiger Produkte kann die

Verwaltung Vorbild sein und Innovationen fördern. Längere Nutzung oder Wiederverwendung von Materialien trägt ebenfalls dazu bei, Beschaffungsmengen und damit indirekte Emissionen zu verringern [6].

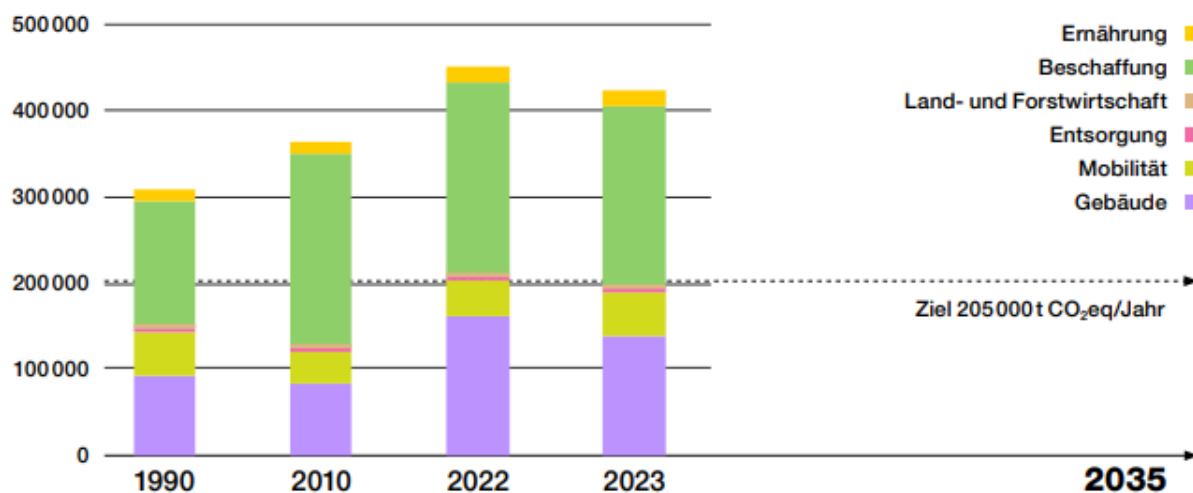


Abbildung 113 Indirekte THG-Emissionen der Stadtverwaltung in t CO₂eq/Jahr [6]

9.10.3 Fernwärmenetz Zürich – aktueller Stand

Die Nutzung von Abwärme zur Wärmeversorgung hat in Zürich eine lange Tradition: Schon in den 1970er Jahren wurde Abwärme aus der Müllverbrennung¹⁴ eingesetzt, seit dem Jahr 2000 zunehmend auch aus erneuerbaren Quellen. Aktuell bestehen innerhalb der Region Zürich mehrere Fernwärmegebiete sowie sogenannte „Energieverbünde“ für die Nahwärme- und Kälteversorgung bzw. sind mehrere Systeme geplant, siehe Abbildung 114.

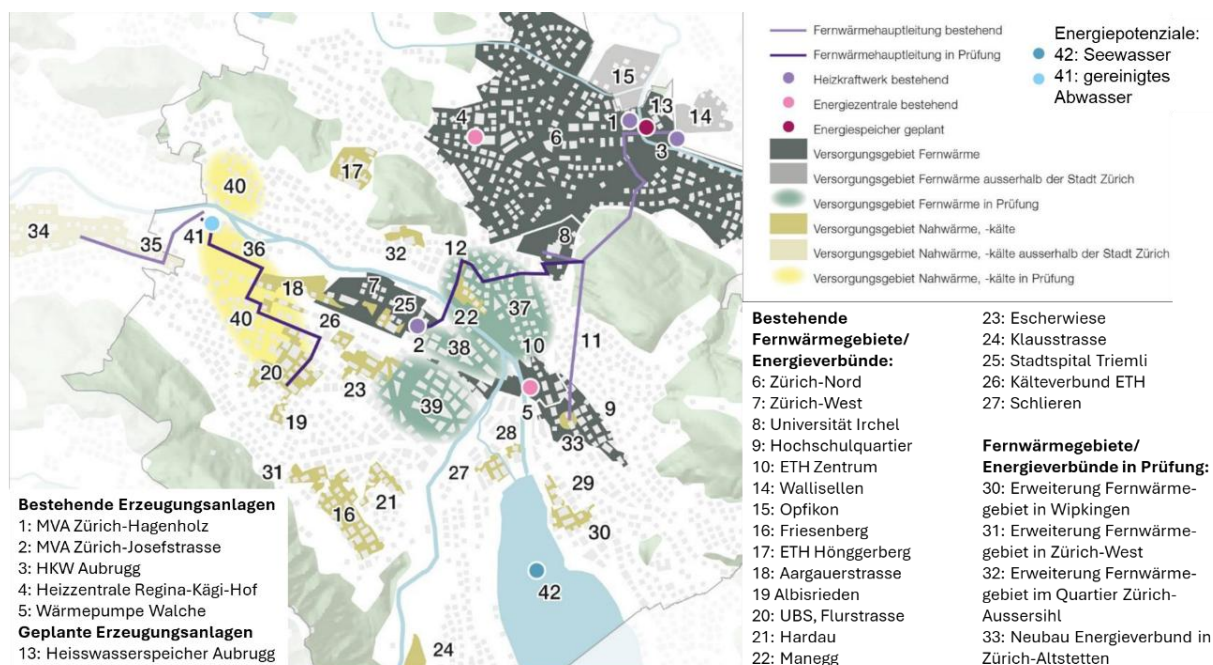


Abbildung 114: Bestehende und geplante Fernwärmegebiete, bestehende Energieverbünde für die Nahwärme- und Kälteversorgung, die wichtigsten Leitungen und Anlagen zur Gasversorgung in der Region Zürich sowie große noch ungenutzte Potenziale an lokal verfügbarer Umweltenergie und Abwärme [10]

¹⁴ In der Schweiz auch als „Kehrichtverbrennung“ bezeichnet



Seit 1. Januar 2025 werden die Fernwärmenetze vom Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) betrieben. Derzeit umfassen die Fernwärmenetze der ewz zusammen 250 km Leitungslänge. Bereits heute sind über 7500 Liegenschaften in der Stadt Zürich an die Fernwärmenetze von ewz angeschlossen, was ca. 1/3 der Stadt Zürich entspricht. Als erneuerbare Energiequellen dienen Seewasser, Holz sowie Abwärme aus der Müllverbrennung und der Abwasserreinigungsanlage [2].

Das größte Fernwärmegebiet in Zürich mit einer Gesamterzeugung von 894 GWh ist der „**Wärmeverbund KVA und Holz**“. Dieses Netz hat seinen Ursprung im Jahre 1927 mit den ersten Fernwärmeleitungen in Zürich-West und 1928 mit dem Fernheizkraftwerk der ETH im Hochschulquartier. Das Fernwärmenetz Zürich-West wurde seit 1928 von der KVA Josefstraße versorgt, welche 2021 stillgelegt wurde. Im Jahr 1972 folgte der Bau eines Verbindungstunnels mit Stollenbahn vom Hagenholz durch den Zürichberg zum Universitätsspital. Im Jahre 2022 wurde eine weitere Verbindungsleitung (ein 6,5 km langer Heißwasser-Kanal) zwischen den Fernwärmegebieten Zürich-Nord und Zürich-West errichtet, siehe Abbildung 115 [11]. Die Gemeinden Wallisellen und Opfikon werden aus dem Netz mitversorgt [12].

Seit Oktober 2022 wird die Fernwärme hauptsächlich in der Müllverbrennungsanlage Hagenholz, im Holzheizkraftwerk Aubrugg (Zürich-Nord) sowie in fossilen Spitzenlasterzeugern produziert (Abbildung 116). Das Fernwärmenetz wird mit gleitender Vorlauftemperatur betrieben. Die Maximaltemperatur beträgt ca. 125 °C bei –11 °C Lufttemperatur [13]. Die angeschlossene Leistung beträgt ca. 500 MW [14]. Das Netz weist eine Länge von über 150 km auf und verfügt über Anschlüsse von mehr als 6.600 Liegenschaften [15].

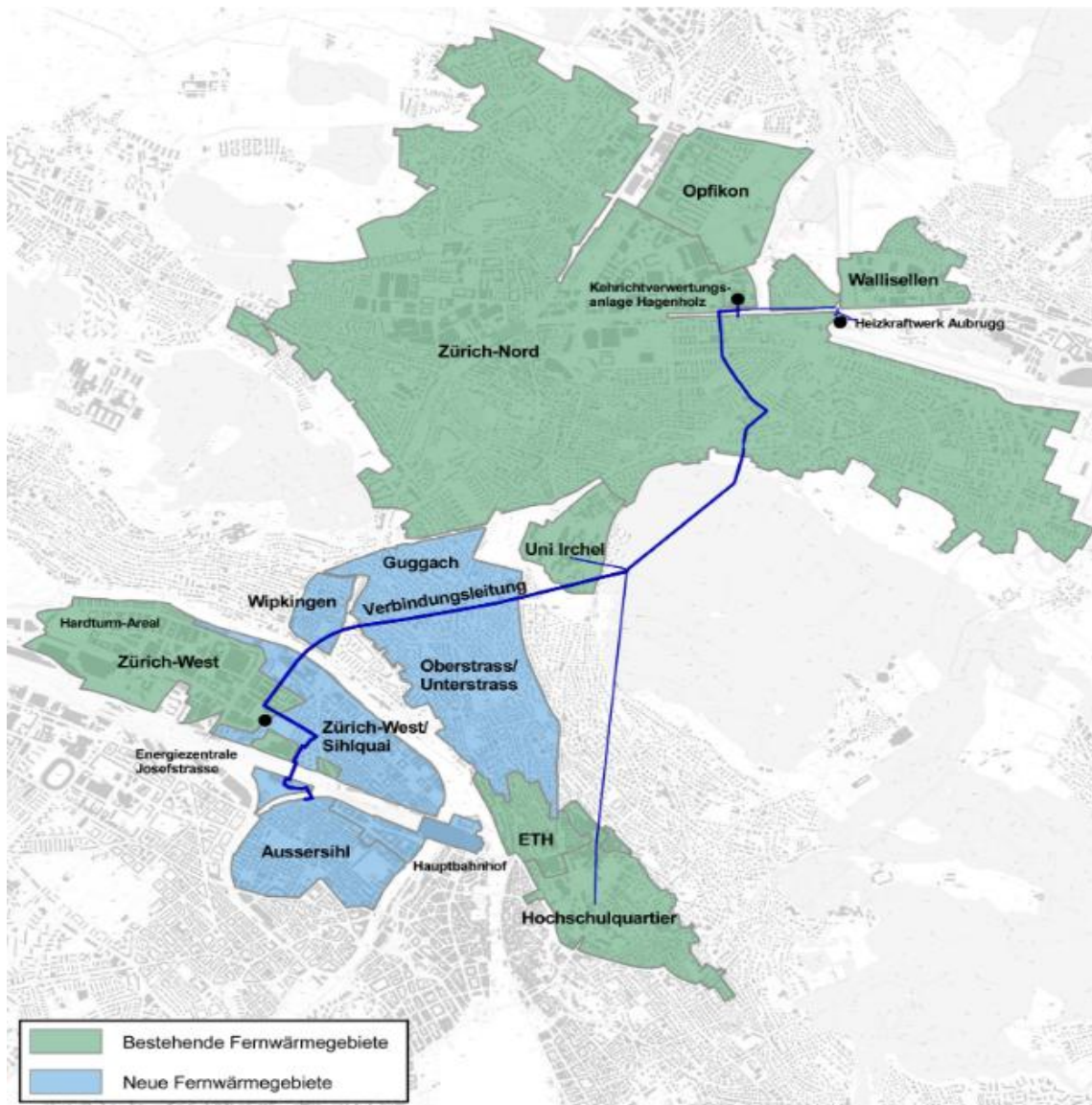


Abbildung 115: Verbindungsleitung von Zürich-Nord und Zürich-West [11]

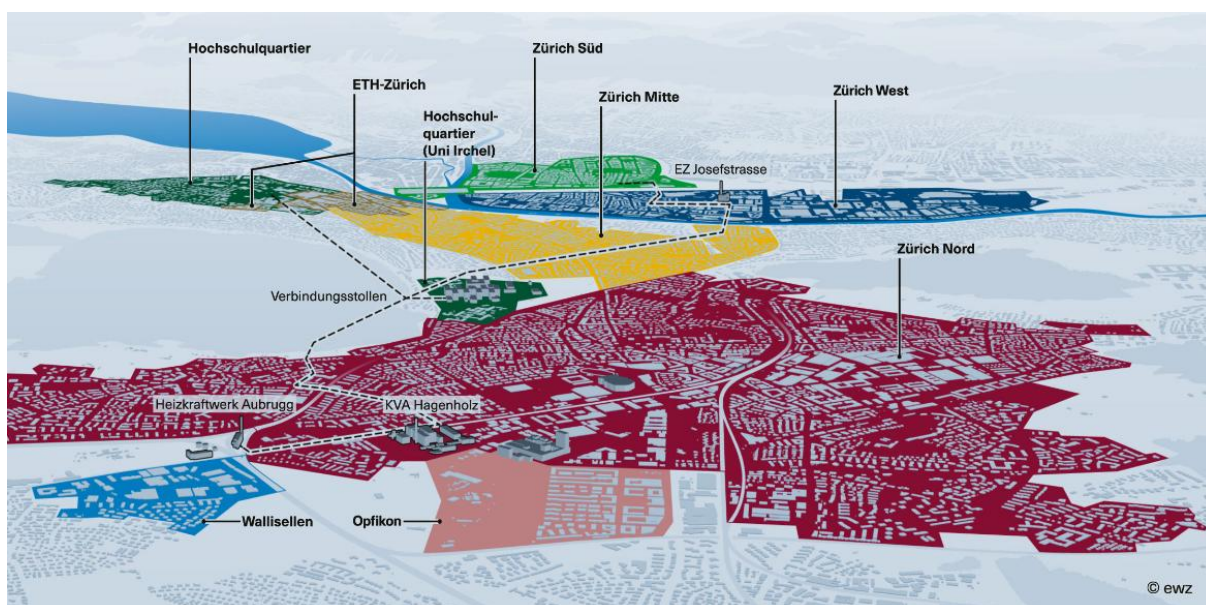


Abbildung 116: Wärmeverbund KVA und Holz [15]

Im Detail zu den Erzeugungsanlagen:

- **Das Holzheizkraftwerk Aubrugg** besteht seit 2010 und hat eine Kapazität von 11 MW_{el} und 28 MW_{th}. Es liefert ca. 40.000 MWh Strom, 110.000 MWh Fernwärme. Es verbrennt pro Jahr rund 70.000 Tonnen Holzschnitzel aus dem Kanton Zürich und den umliegenden Kantonen im Umkreis von maximal 50 km. In den Wintermonaten wird ein Wirkungsgrad von 90 % erreicht. Der Jahresnutzungsgrad liegt bei knapp unter 80 %. Die ewz ist verantwortlich für die technische Betriebsführung der Anlage [13], [16].
- **Fossile Spitzenlasterzeuger** (Erdgas- und Ölkessel) mit einer Gesamtleistung von 192 MW_{th} befinden sich am Standort Aubrugg [10].
- **Die KVA-Hagenholz** ist eine der größten Müllverbrennungsanlagen in der Schweiz mit einer thermischen Leistung von 96 MW_{th}, einer maximalen Stromauskopplung von 19,5 MW_{el} sowie einer Kapazität von 240.000 Müll/Jahr [17] und einer energetischen Nettoeffizienz über 85 %. Die KVA-Hagenholz wird von ERZ betrieben [10], [14], [18].

Das Holzheizkraftwerk wird wärmegeführt betrieben und im Sommer bei ausreichender Abwärme aus dem Müllheizkraftwerk Hagenholz stillgelegt. Die gesamte Wärmeerzeugung im „Wärmeverbund KVA und Holz“ ist in Abbildung 117 und in Tabelle 46 dargestellt.

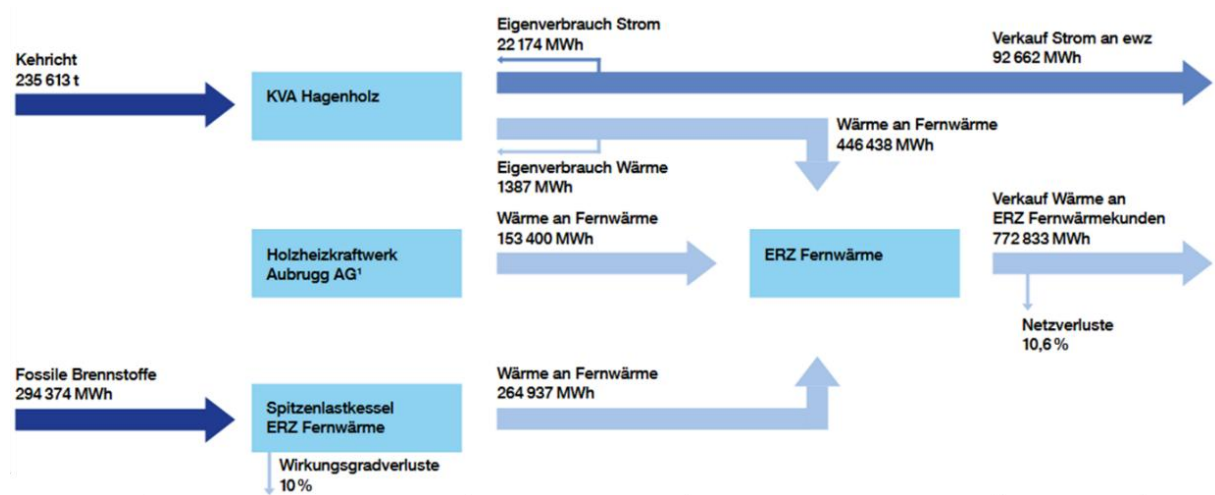


Abbildung 117: Energieflussdiagramm der Erzeugungsanlagen im „Wärmeverbund KVA und Holz“ im Jahr 2024
(Anmerkung: Bis Ende 2024 hat ERZ das Fernwärmenetz betrieben) [14]

Tabelle 46: Energiebezug und Fernwärmeerzeugung im „Wärmeverbund KVA und Holz“ im Jahr 2024 [14]

		2020	2021	2022	2023	2024
Abonnierte Leistung	MW	466	470	483	496	501
Wärmeübergabestellen ¹	Anzahl	2 167	2 255	2 352	2 516	2 678
Netzlänge ¹	km	164	167	172	185	190
Energiebezug	MWh	870 524	957 495	838 743	857 512	894 212
Abwärme aus KVA ²	MWh	549 833	511 030	417 981	432 906	446 438
Abwärme aus HHKW	MWh	133 028	149 017	140 516	146 423	153 400
Erdgas (Heizwert)	MWh	187 249	275 541	265 662	275 595	290 693
Heizöl (Heizwert)	MWh	414	21 907	14 584	2 588	3 681
Produktion	MWh	851 758	927 750	810 718	829 694	864 775
	%	100	100	100	100	100
Wärme aus KVA	MWh	549 833	511 030	417 981	432 906	446 438
	%	64,6	55,1	51,6	52,2	51,6
Wärme aus HHKW	MWh	133 028	149 017	140 516	146 423	153 400
	%	15,6	16,1	17,3	17,6	17,7
Wärme aus Erdgas ³	MWh	168 524	247 987	239 096	248 036	261 624
	%	19,8	26,7	29,5	29,9	30,3
Wärme aus Heizöl ³	MWh	373	19 716	13 126	2 329	3 313
	%	0	2,1	1,6	0,3	0,4
Anteil fossilfreie Wärme⁴	%	80,2	71,1	68,9	69,8	69,4
Netzverluste	%	10,5	8,4	9,6	9,7	10,6
Absatz	MWh	762 000	850 000	733 000	748 963	772 833

¹ ab 2020 exkl. ETH-Netz² Josefstrasse bis März 2021³ Wirkungsgrad Heizkessel ~90%⁴ Rückwirkende Anpassung der Berechnungsgrundlage mit dem Bericht 2023: Die Werte basieren seitdem auf der Kategorie Energieproduktion (bisher Energiebezug).

9.10.4 Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärmeversorgung in Zürich

Derzeit erstellt ewz in Zusammenarbeit mit Wärme Zürich und dem Energieversorger Energie 360° AG sowie Entsorgung + Recycling Zürich (ERZ) für die Stadt Zürich das Gesamtkonzept thermischer Netze [19].

Die Wärmeerzeugung im „**Wärmeverbund KVA und Holz**“ ist derzeit zu 69 % fossilfrei, wobei hier die Wärme aus der Müllverbrennung als vollständig fossilfrei angenommen wird. Konkrete Maßnahmen zur Reduktion des Biomasseeinsatzes im Netz sind bislang nicht bekannt. Mittel- und langfristig soll das CO₂ der KVA-Hagenholz abgeschieden und langfristig gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, CCS). Der Bund hat die KVA-Betreiber dazu verpflichtet, bis 2030 mindestens eine CO₂-Abscheidungsanlage in Betrieb zu nehmen [18]. Im Rahmen des geplanten Ausbaus der dritten Verbrennungslinie sollen die technischen Voraussetzungen für die CO₂-Abscheidung geschaffen werden [20].

Aktuell läuft die Totalrevision der Energieplanung. Hierbei werden u.a. die Auswirkungen des Klimawandels bei der Bestimmung des zukünftigen Wärmebedarfs einbezogen. Im Fokus liegt das Szenario «2035» RCP8.5 (DRY, design reference year) [21].

Für die **anderen Wärmenetze bzw. Wärmeverbünde** in Zürich werden als potenzielle Wärme- oder Kältequellen unter anderem genannt: Abwärme aus Abwasserreinigungsanlagen (ARA) oder technischen Anlagen wie Rechenzentren. Auch Holz, Grundwasser und Seewasser eignen sich. In Abbildung 118 sind die klimafreundlichen Energiequellen in Zürich visualisiert [2].

Für die Dekarbonisierungsstrategie der Fernwärme Zürich sind die Projekte Seewasserverbund und Energieverbund Höngg und Altstetten, welche im Folgenden genauer beschrieben werden, essenziell.

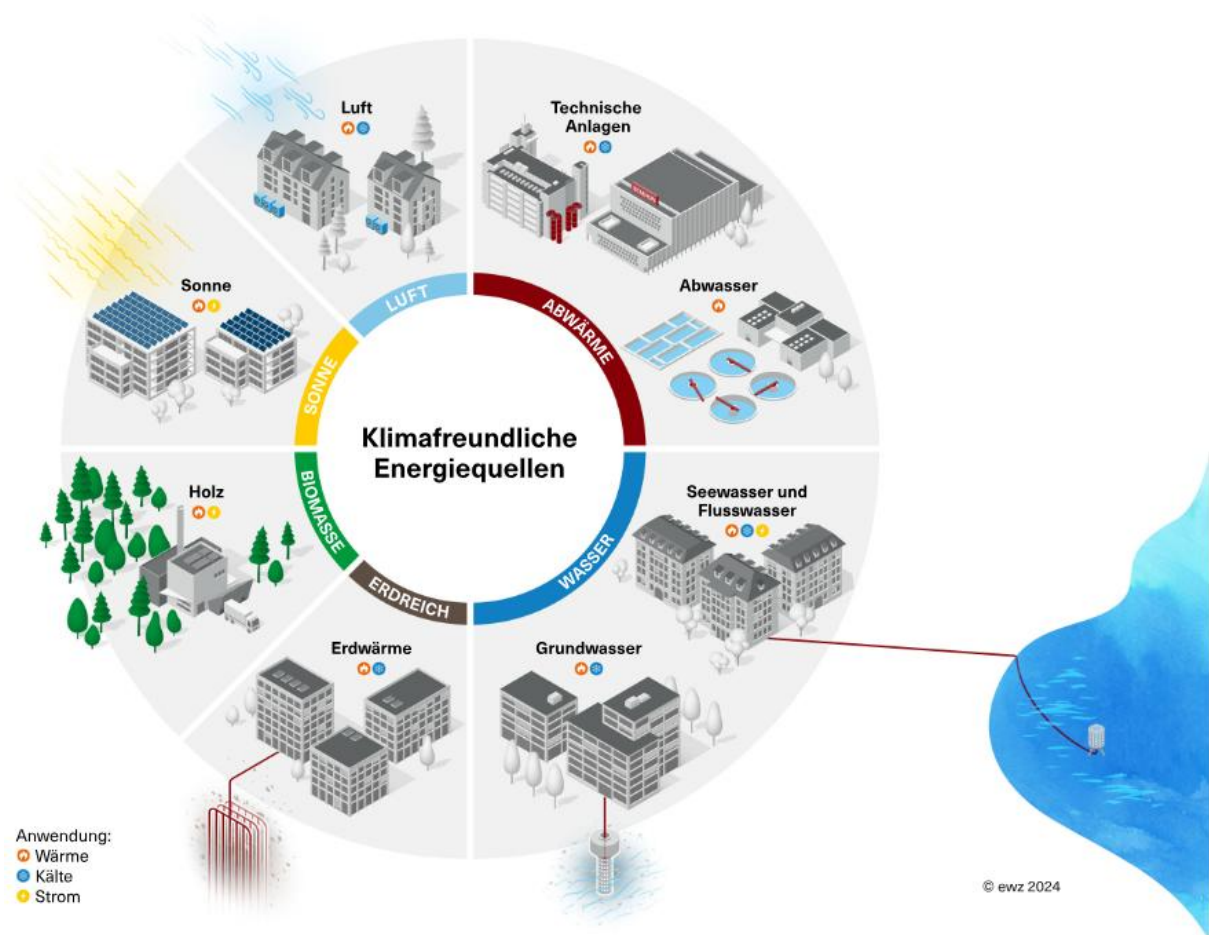


Abbildung 118: Mögliche klimafreundliche Energiequellen in Zürich [2]

Energieverbund Höngg und Altstetten

Der Energieverbund Altstetten und Höngg soll nach dem vollständigen Ausbau etwa 30.000 Haushalte mit klimafreundlicher Wärme und teilweise auch mit Kälte beliefern. [22]

Bereits im Januar 2020 wurde im Rahmen des Energieverbunds Altstetten und Höngg eine unterirdische Verbindung unter der Limmat hinweg geschaffen. Mit einer Spülbohrung wurde das Klärwerk Werdhölzli an das künftige Fernleitungsnetz in Höngg angeschlossen. Das gereinigte Abwasser aus dem Klärwerk Werdhölzli sowie die Klärschlammverwertungsanlage (Monoverbrennungsanlage mit einer Wärmeabgabe von 37,9 GWh in 2023 [23]) werden zum Heizen und Kühlen genutzt. Dadurch kann die Stadt Zürich 13 Mio. Liter Heizöl einsparen, was einer CO₂-Reduktion von 30.000 Tonnen entspricht [2].

Im Mai 2025 startet ein weiterer Meilenstein mit dem Bau eines Mikrotunnels zur Erschließung der zukünftigen Energiezentralen in Herrlig und Rautistraße mittels Anergieleitung. Damit sollen die Gebiete Altstetten West und Ost mit Fernwärme und Fernkälte erschlossen werden. Abbildung 119 zeigt einen Überblick über die Gebiete Höngg und Altstetten.

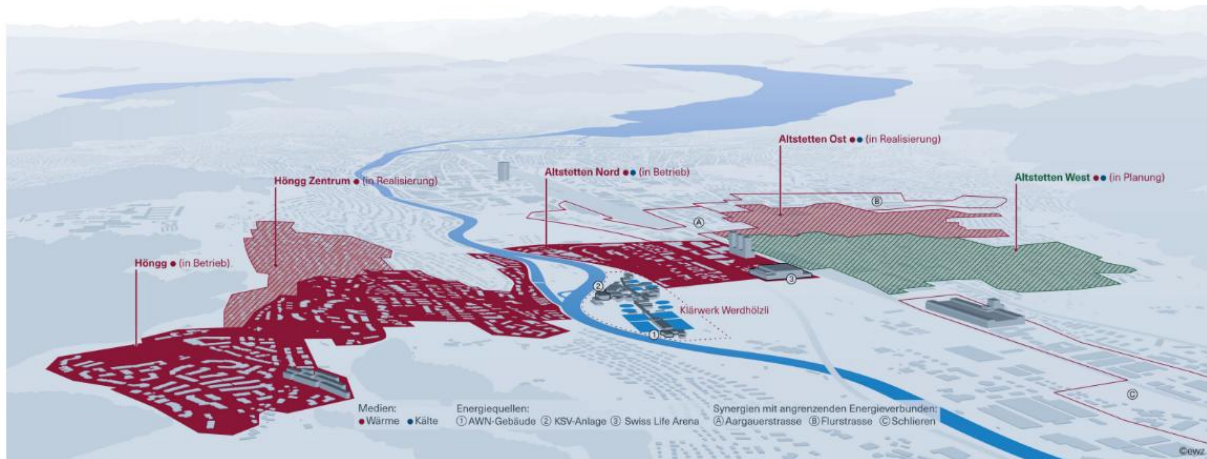


Abbildung 119: Übersicht der Gebiete Altstetten und Höngg [22]

Seewasserverbund

Der Seewasserverbund umfasst mehrere Projekte, die das Wasser des Zürichsees als Wärme- und Kältequelle nutzen. In Abbildung 120 ist der Seewasserverbund im Endausbau dargestellt. Grundsätzlich ist das Potenzial des Zürichsees hoch. Eine Untersuchung der Eawag schätzt, dass das theoretische Potenzial der Kühlung rund 800 GWh pro Sommersaison beträgt. Für den Wärmeentzug zu Heizzwecken ergibt sich eine maximale Nutzung von Wärmeenergie von 1.900 GWh pro Saison [24].

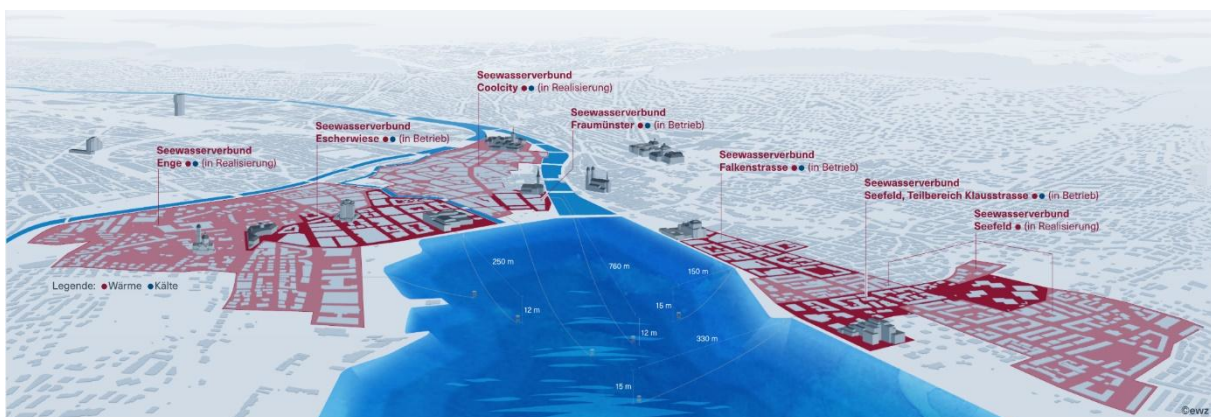


Abbildung 120: Seewasserverbunde im Endausbau [24]

Seit der Wiedereröffnung des Kongresshauses im September 2021 fungiert das Gebäude gleichzeitig als Energiezentrale des Seewasserverbunds **Escherwiese**. Über eine 250 Meter lange Leitung wird Seewasser aus 12 m Tiefe ins Gebäude geleitet und als Energiequelle für die kombinierten Wärmepumpen und Kältemaschinen genutzt, um das Kongresshaus, das Hotel Park Hyatt und die umliegenden Bürogebäude mit Wärme und Kälte zu versorgen.

Im Februar 2022 konnte der Seewasserverbund **Fraumünster** erweitert werden (Abbildung 121) und versorgt das Stadthaus Zürich, das Bellevue-Haus sowie weitere Objekte an der Fraumünsterstrasse und am Paradeplatz/Bahnhofstrasse [2].

Im Sommer 2024 wurde die Energiezentrale **Riesbach** in Betrieb genommen. Die Energiezentrale Riesbach, untergebracht im Untergeschoss der Kantonalen Schule für Berufsbildung (EB Zürich), versorgt künftig rund 120 Liegenschaften mit erneuerbarer Wärme und Kälte aus dem Zürichsee. Aufgrund der dichten Bebauung und kurzer Leitungswege eignet sich das Gebiet besonders gut für die Nutzung von Seewasser. Der Verbund ist in zwei Bereiche gegliedert: Der Abschnitt

Klausstraße versorgt Geschäftsgebäude mit Heizwärme und passiver Kühlung, während der weiter stadtauswärts liegenden Abschnitt Wohnbereiche, etwa die städtische Siedlung Hornbach, versorgt. Das Seewasser wird rund 100 Meter vom Ufer entfernt entnommen, in der Seewasserzentrale an der Klausstraße aufbereitet und über eine Anergieleitung zur Energiezentrale Riesbach weitergeleitet. Dort wird die Wärme mit erneuerbarem Strom über Wärmepumpen auf 74 °C gebracht und über ein Fernwärmenetz in die Gebäude verteilt. Für die Kühlung im Sommer kommt überwiegend Freecooling zum Einsatz, bei dem das kühle Seewasser direkt zur Wärmerücknahme dient, bei Bedarf unterstützt durch Wärmepumpen. Der Anschluss der Liegenschaften erfolgt bis 2027 schrittweise und mit minimaler Beeinträchtigung für Anwohnende und Verkehr. Wo nötig, werden statt offener Gräben moderne Spülbohrungen eingesetzt. [25]

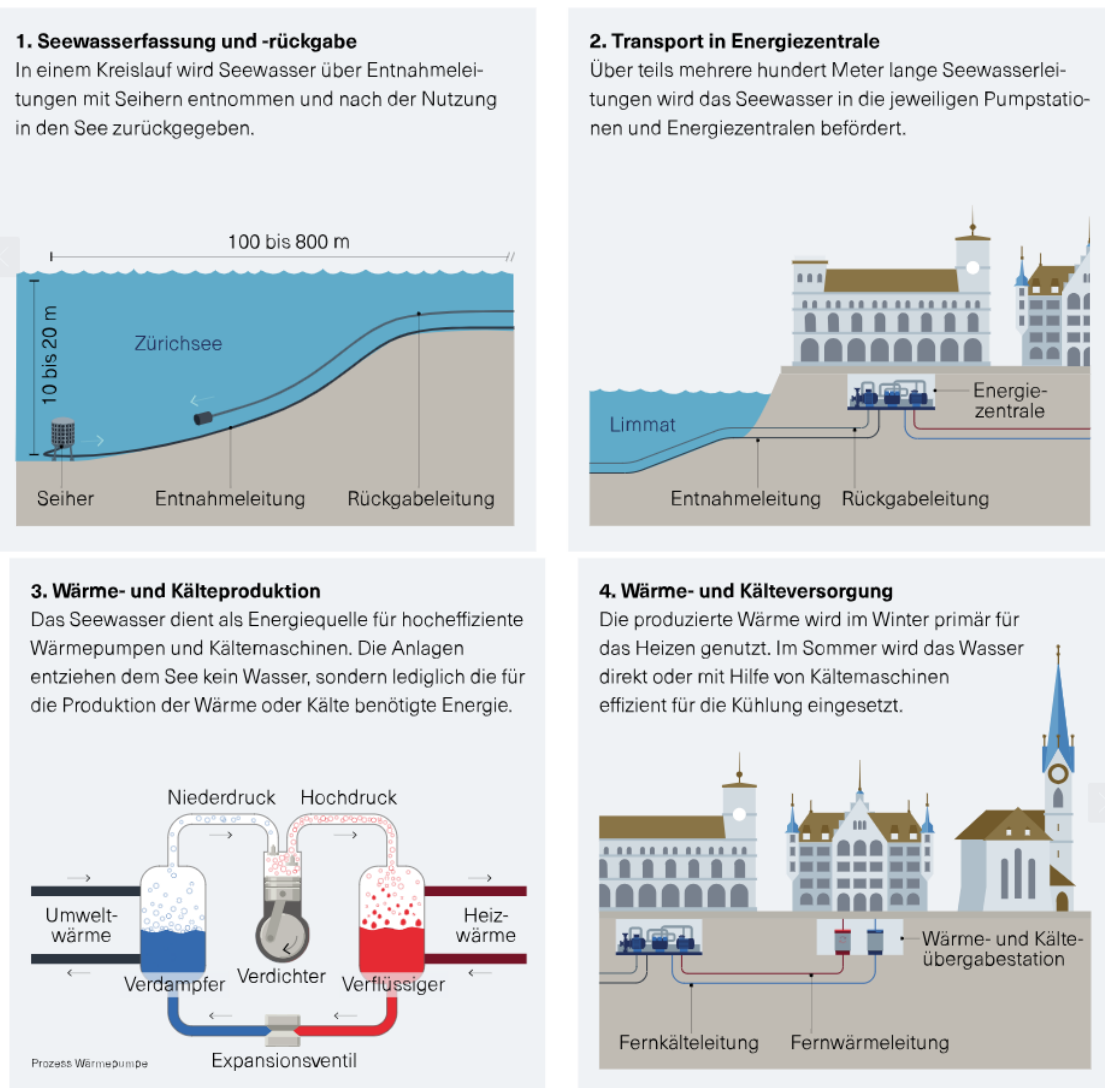


Abbildung 121: Funktionsweise des Seewasserverbundes [24]

Ein weiterer Meilenstein ist das im Mai 2024 gestartete Projekt **CoolCity**. Dieser Seewasserverbund soll rund 500 Gebäude zwischen Hauptbahnhof und Bürkliplatz sowie zwischen Limmat und Schanzengraben mit Wärme und Kälte aus dem Zürichsee versorgen. Dazu wurde ein 300 m langer Mikrotunnel mithilfe einer Tunnelbohrmaschine vom Basteiplatz in ca. 10 m Tiefe bis zum Zürichsee gegraben. Dieser kleine Mikrotunnel dient als Erweiterung des Seewasserverbunds Fraumünster, der ab 2025 auch die Gebäude am Paradeplatz einschließen wird. Anschließend wird in einer zweiten Phase, voraussichtlich 2027, ein großer Mikrotunnel mit

3 m Durchmesser gebaut, welcher bis zur Energiezentrale Selnau führt. Durch die tiefen Bauarbeiten sind sie für die Passant*innen kaum wahrnehmbar und führen besonders auf hochfrequentierten Straßen und in dicht bebauten Gebieten zu deutlich geringeren Bauemissionen als der konventionelle Grabenbau an der Oberfläche. CoolCity soll in Etappen zwischen 2031 und 2039 in Betrieb gehen. Abbildung 122 zeigt das Versorgungsgebiet CoolCity und das geplante Tunnelsystem [26].

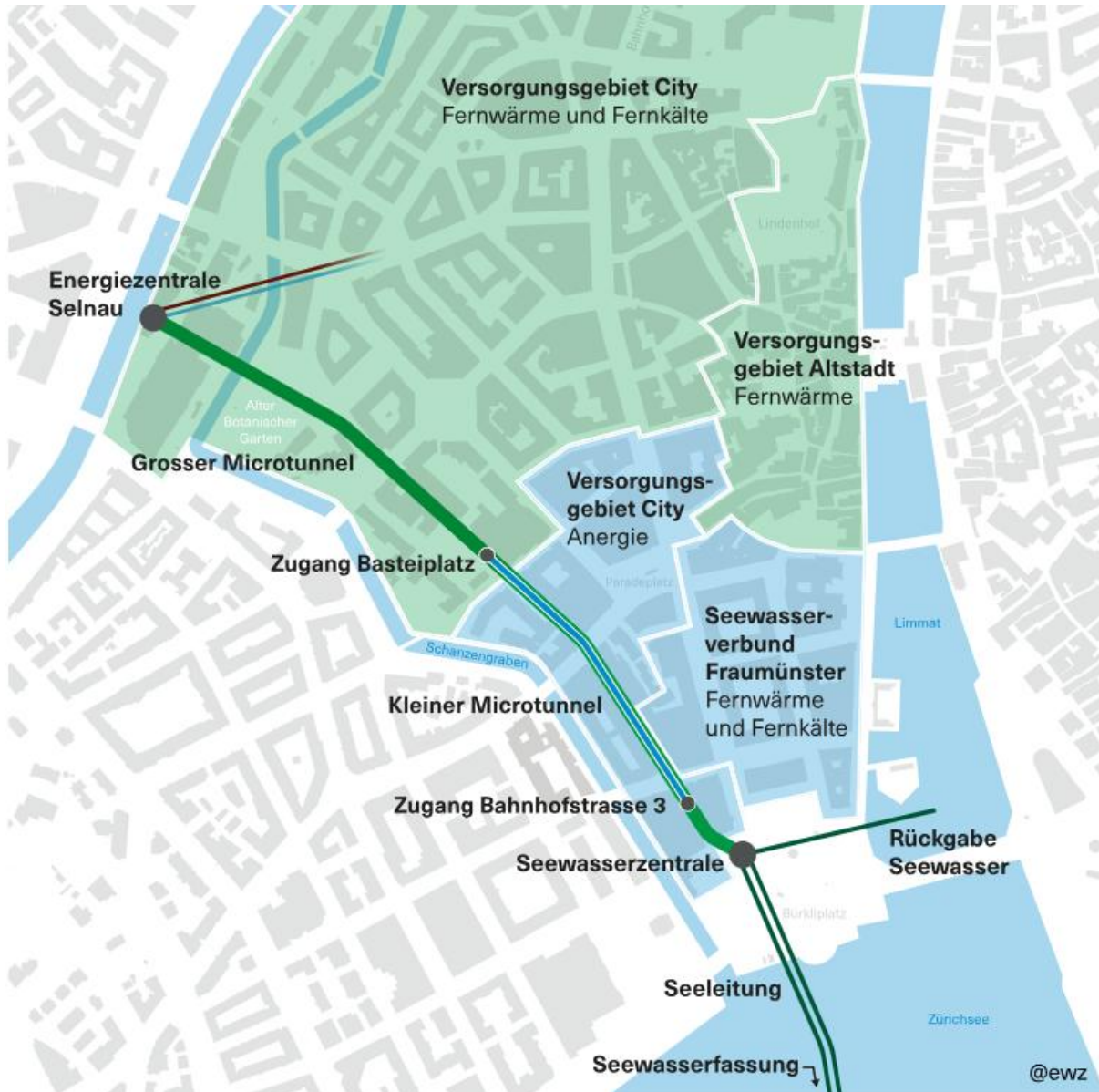


Abbildung 122: Versorgungsgebiet CoolCity [26]

9.10.5 Strategie zum Fernwärmeausbau in Zürich

Bis 2040 soll der Fernwärmeanteil der Stadt Zürich auf rund 60 % steigen. Das Netz soll bis 2040 auf etwa 400 km ausgebaut werden. Abbildung 123 zeigt die erschlossenen Fernwärmegebiete sowie die in Erschließung befindlichen und geplanten Gebiete [2].

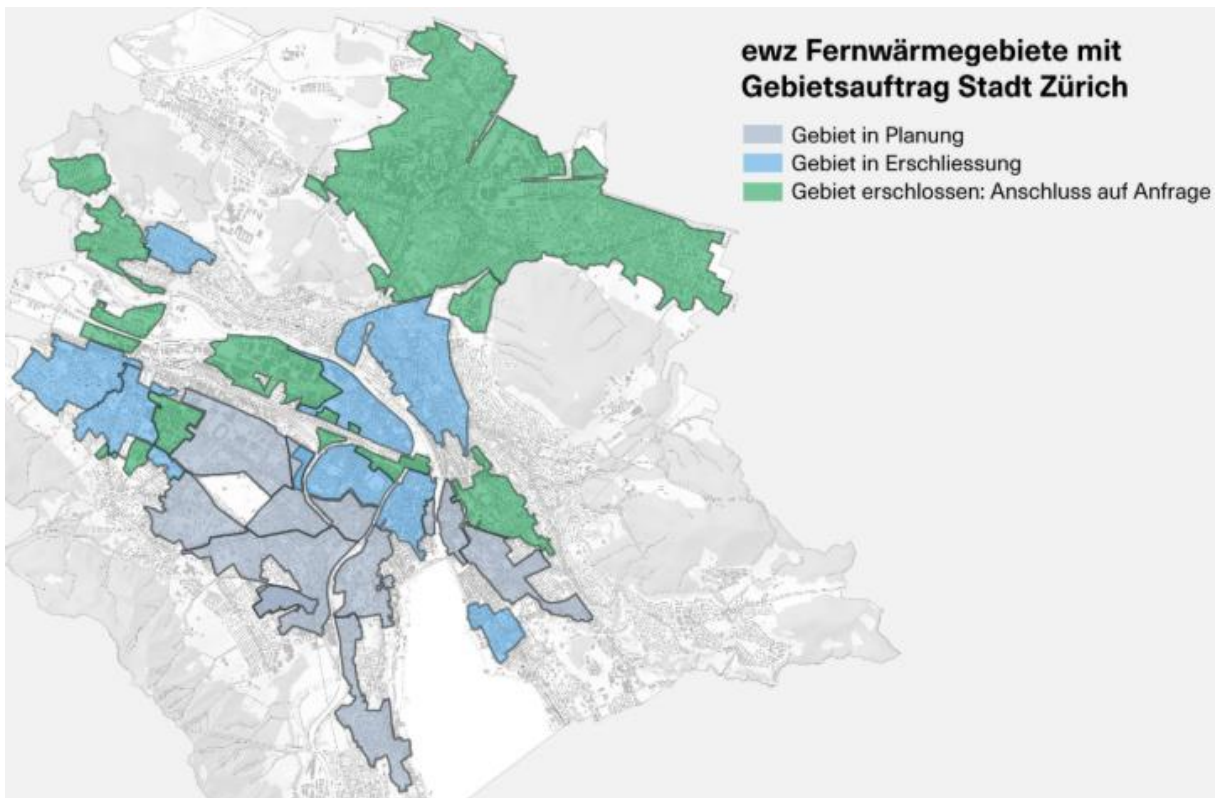


Abbildung 123: Fernwärmegebiete der Stadt Zürich [2]

Netz Wärmeverbund KVA und Holz: Aufgrund des angenommenen Bevölkerungswachstums im Kanton Zürich und da trotz Anstrengungen zur Müllvermeidung nicht mit sinkenden Müllmengen zu rechnen ist, wird die KVA-Hagenholz um 50 % auf eine Kapazität von 360.000 Tonnen pro Jahr bis zum Jahr 2027 ausgebaut [18]. Zusätzlich ist geplant, die Effizienz der Anlage durch Rauchgaskondensation zu steigern, sodass im Endausbau die Wärmeleistung doppelt so hoch sein wird wie aktuell. Weiters ist ein Wärmespeicher mit einer Größe von 10.000 m³ geplant (fünfmal größer als die bisher im Fernwärmenetz vorhandene Speicherkapazität). Die zusätzlichen Wärmemengen aus der KVA-Hagenholz ermöglichen einen Ausbau des Fernwärmenetzes nach Wiedikon [18].

Energieraumplanung / Kommunale Wärmeplanung: Die kommunale Energieplanung der Stadt Zürich hat das Ziel, eine sichere, wirtschaftliche und fossilfreie Wärme- und teilweise Kälteversorgung sicherzustellen. Dazu ermittelt sie den zukünftigen Energiebedarf, definiert die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme und plant die dafür nötigen Maßnahmen. Insbesondere koordiniert sie den Einsatz geeigneter Energieträger, um den Umstieg von fossilen Heizsystemen zu beschleunigen. In Gebieten, in denen eine individuelle Wärmeerzeugung schwierig ist, organisiert sie zudem den Ausbau von thermischen Netzen zur zentralen Versorgung [27]. Abbildung 124 zeigt die Energieplankarte der kommunalen Energieplanung [28].

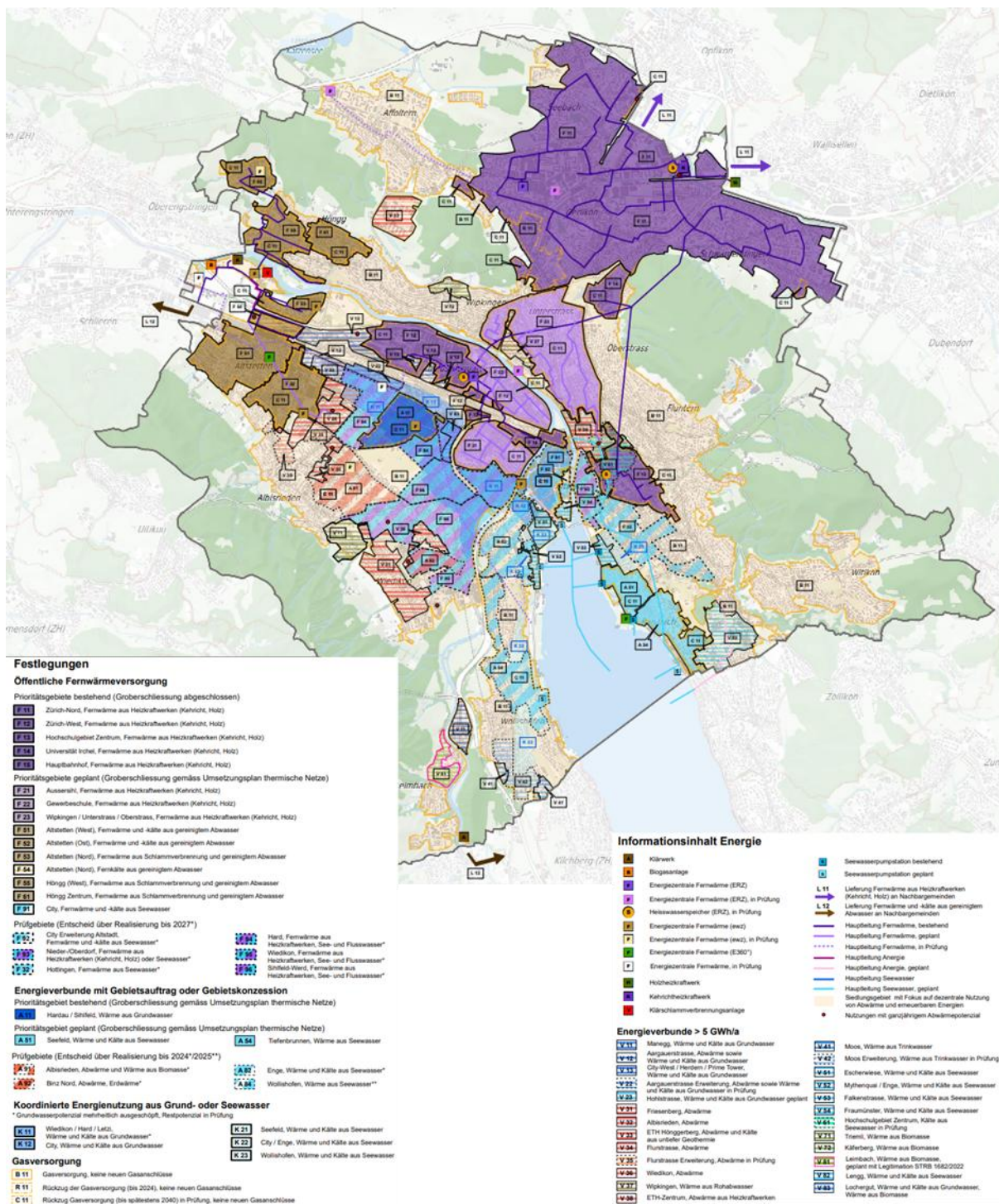


Abbildung 124: Energieplankarte der Stadt Zürich [28]. Die Stadt Zürich stellt ihre Wärmeversorgung schrittweise auf klimafreundliche, lokale Energiequellen um und ersetzt in mehreren Gebieten das bestehende Gasverteilnetz durch Fernwärme. Ziel ist es, bis spätestens 2040 vollständig auf fossiles Gas zu verzichten.



Die kommunale Energieplanung legt fest, in welchen Gebieten thermische Netze erforderlich sind; dafür werden Gebietsaufträge erteilt, die unter anderem die anvisierten Deckungsgrade festlegen (zu erzielender Wärmeabsatz im Gebiet). Die Planung, der Ausbau und der Betrieb erfolgen durch das ewz. Es gibt ein jährliches Monitoring des Ausbaus. Die ewz finanziert den Ausbau der thermischen Netze durch Eigenmittel. Kompetenzrechtlich sind dafür Rahmenkredite erforderlich, die einer Volksabstimmung bedürfen. Der Stadtrat (Stadtexekutive) erhält dadurch die Kompetenz, über die Finanzierung der einzelnen Projekte zu bestimmen. Es ist vorgesehen, im Juni 2026 einen Rahmenkredit für den Ausbau und die Dekarbonisierung bis 2040 in einer Volksabstimmung genehmigen zu lassen. Die Höhe des Rahmenkredits beträgt rund 2,3 Mrd. CHF [21].

In den betroffenen Gebieten der Stadt Zürich wird die Gasversorgung für Heizen, Warmwasser und Kochen schrittweise eingestellt. Als Ersatz wird eine leitungsgebundene Fernwärmeversorgung aufgebaut, wobei die Umstellung etappenweise erfolgt. Die Stilllegung des Gasnetzes beginnt jeweils frühestens ein Jahr nach der Erschließung mit Fernwärme. Ziel ist es, spätestens ab dem Jahr 2040 in der Stadt Zürich vollständig auf den Einsatz fossiler Gase für Gebäudeanwendungen zu verzichten.

Zeitplan und betroffene Gebiete:

- Zürich-Nord: Umstellung bereits abgeschlossen.
- Tiefenbrunnen: Stilllegung des Gasnetzes zwischen 2030–2034 (je nach Standort).
- Altstetten-Nord: Abschaltung im Jahr 2030.
- Altstetten-Ost: Abschaltung zwischen 2031–2034 (standortabhängig).

In diesen Gebieten werden die Fernwärmenetze der Energieverbünde Tiefenbrunnen sowie Altstetten und Höngg ausgebaut. Für weitere Stadtteile mit Fernwärmeversorgung befinden sich die konkreten Ablösepläne noch in Vorbereitung.

Die **rechtlichen Grundlagen** zum Ausbau der thermischen Netze und zu den Gasnetzstilllegungen sind die Wärmeversorgungsverordnung und ihre Ausführungsbestimmungen. Abbildung 125 zeigt einen Überblick über die Gasverteilnetzstilllegung in Zürich [29].

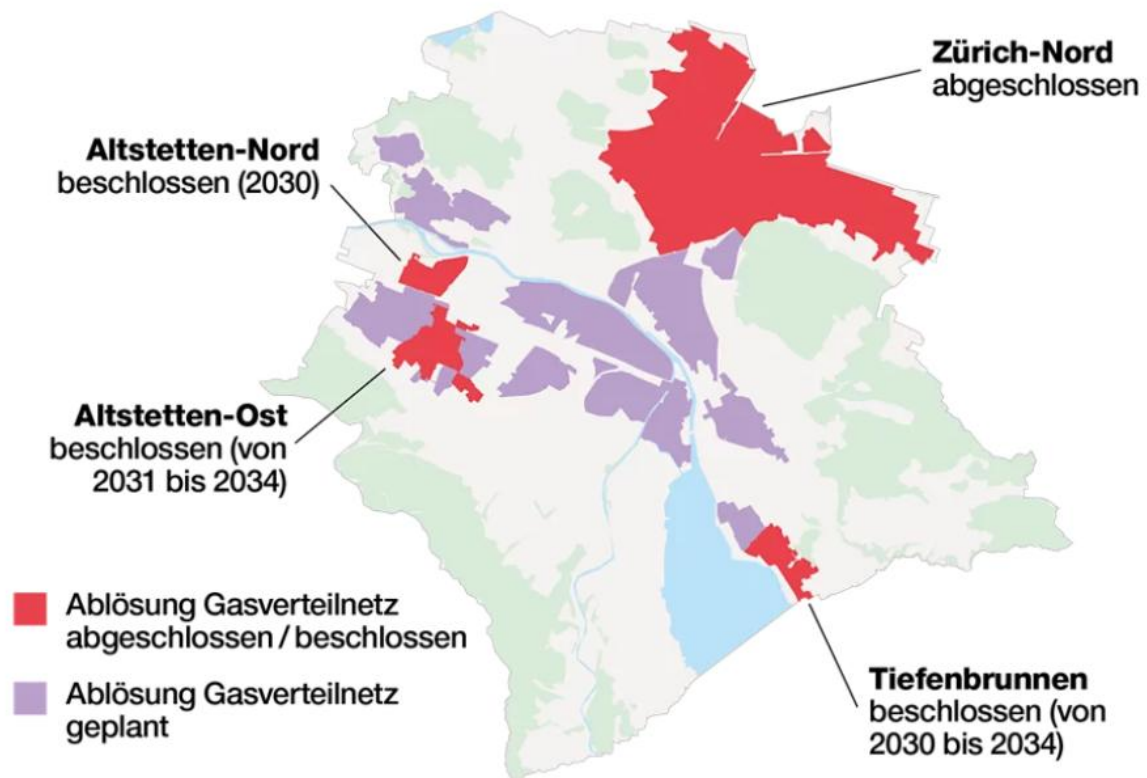


Abbildung 125: Übersicht der Stilllegung des Gasverteilnetz [29]

Entscheidungsgrundlage Fernwärmeausbauplanung

Im Rahmen der Energieplanung wird detailliert aufgezeigt, welche Gebiete für Wärmenetze speziell geeignet sind. Die Eignung eines Gebiets für ein thermisches Netz hängt grundsätzlich von folgenden Elementen ab [21]:

- Wärmebedarfsdichte
- fehlende Verfügbarkeit von dezentralen, erneuerbaren Energien
- Vorhandensein einer Energiequelle für den Wärmeverbund

Eignung für Wärmenetze (aus dem Energieplanungsbericht): In Gebieten, in denen eine Wärmeversorgung mit lokal verfügbaren, erneuerbaren Energien technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist, werden Wärmenetze gebaut, sofern eine genügend hohe Wärmedichte für einen wirtschaftlichen Bau und Betrieb vorhanden ist. Die Eignung für und der Bedarf an Wärmenetzen werden anhand der Wärmedichte sowie der Verfügbarkeit von Energieträgern für eine dezentrale Versorgung beurteilt. Für die Eignung wird zusätzlich die Nähe zu großen Abwärmequellen berücksichtigt.

In Gebieten mit einer hohen Wärmebedarfsdichte stehen aufgrund des beschränkten Platzangebots erneuerbare Energien wie Außenluft oder Erdwärme für die Wärmeversorgung in der Regel nicht zur Verfügung. Umgekehrt ermöglichen hohe Wärmedichten den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen. Unter günstigen Voraussetzungen können Wärmenetze bereits ab einer Wärmedichte von 500 MWh pro Hektar wirtschaftlich betrieben werden. Jedoch sind Gebiete erst ab einer Wärmebedarfsdichte von 750 MWh pro Hektar generell für Wärmenetze geeignet. In Gebieten mit geringen Wärmedichten erfolgt die Wärmeversorgung vorwiegend über dezentrale Systeme.

Für die Stadt Zürich heißt das: Rund 40 % des Siedlungsgebiets sind langfristig für den Betrieb eines Wärmenetzes geeignet. Auf rund 35 % des Siedlungsgebiets ist der Betrieb unter günstigen Voraussetzungen geeignet. Günstige Voraussetzungen sind dann gegeben, wenn die Verfügbarkeit dezentraler Versorgungslösungen gering ist, das Gebiet nah an einer großen Abwärmequelle liegt oder die Erschließungskosten niedrig sind. Rund ein Viertel des Siedlungsgebietes kann nicht wirtschaftlich mit einem Wärmenetz erschlossen werden. Hohe Wärmebedarfsdichten kommen vor allem in den innerstädtischen Gebieten, am rechten Seeufer und Hottingen sowie entlang der Hauptachsen in Richtung Norden (Oerlikon), Süden (Brunau) und Westen (Altstetten) vor.

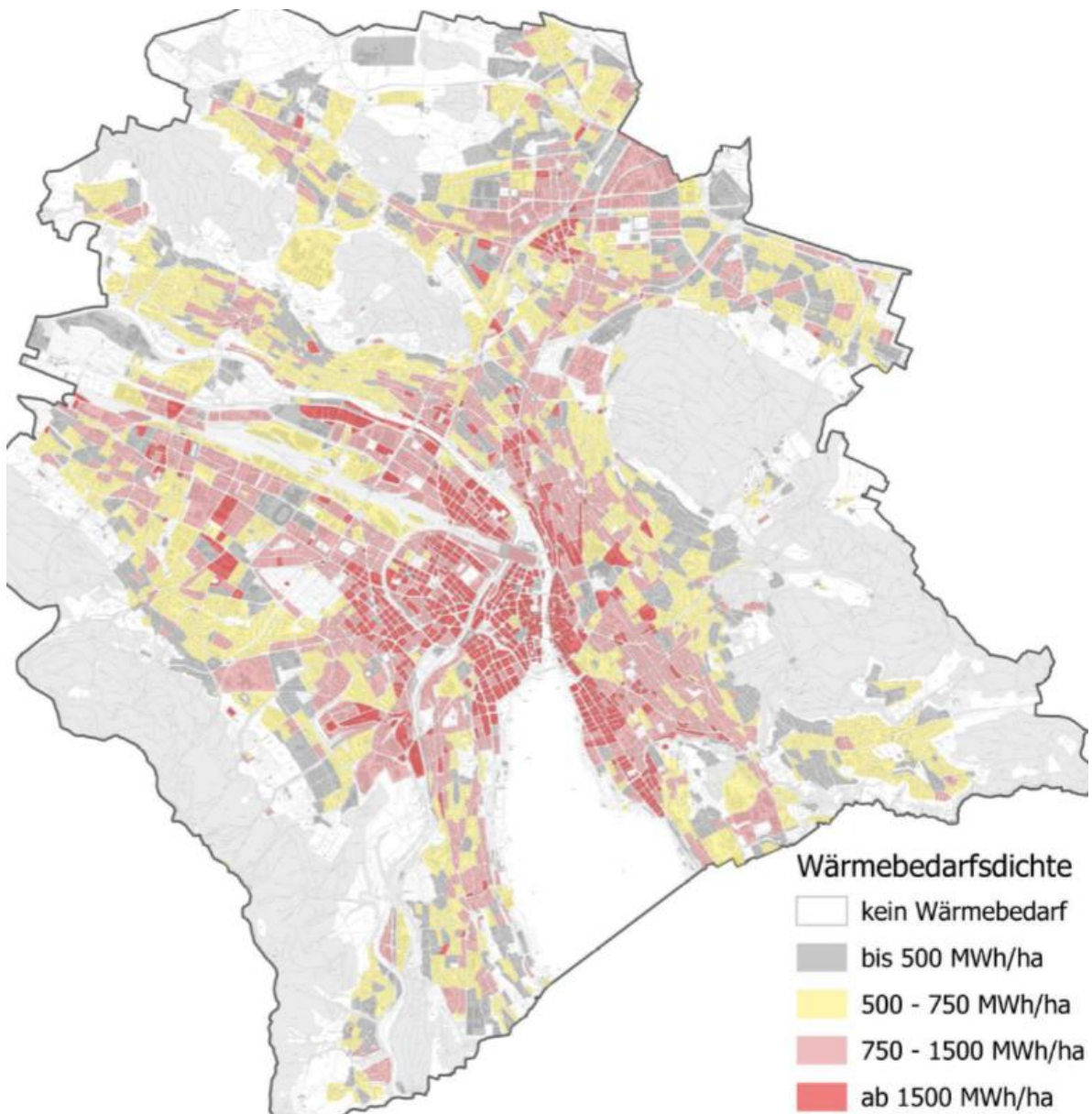


Abbildung 126: Wärmebedarfsdichte in der Stadt Zürich [21]

Anschluss von Gebäuden ohne Zentralheizungen

Im Rahmen einer Studie wurden Gebäude identifiziert, die speziell problematisch bzgl. eines Anschlusses an einen Wärmeverbund sein könnten. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Liegenschaften ohne eine zentrale Warmwasseraufbereitung und -verteilung und solche, bei denen das Heizsystem auf dem Dach installiert ist. Die Anzahl der Gebäude, die davon betroffen sind, ist für ein untersuchtes Gebiet in Abbildung 127 angegeben. Für die Umstellung derartiger

Gebäude existieren aber noch keine breiten Erfahrungen. Es wird davon ausgegangen, dass in der Regel eine Gesamtanierung des Gebäudes nötig sein wird, die mit dem Einbau eines neuen Wärmeabgabesystems kombiniert wird [21].

	Kategorie	Anzahl Gebäude	Umrüstaufwand (aus Sicht Liegenschaftsbesitzer)	Bezug Direktumstieg (Relevanz Parallelversorgung)
	Heizen zentral (Zentrale EG/UG)	3002 (88%)	Heizkessel ersetzen durch FW-Anschluss	FW muss verfügbar sein, Koordinationsbedarf. Risiko von Versorgungsunterbruch gering (Möglichkeit Einsatz Heizprovisorium)
	Kochen Haushalt	873 (25%)	Ersetzen durch Elektrogerät, evtl. Anpassung Elektroinstallation, evtl. Küchensanierung	Fernwärme nicht relevant
	Warmwasser dezentral	229 (6.7%)	Zentrale Warmwasserbereitung und Verteilungen im Haus oder dezentrale Lösung (z.B. Wärmepumpenboiler). Bedingt in jedem Fall zusätzliche Warmwasserleitungen, auch innerhalb der Wohnung, evtl. Badsanierung	Ganzjähriger Bedarf an Warmwasser, Risiko von Unterbruch in der Versorgung, wenn aufwändige Transformationsarbeiten nicht termingerecht fertiggestellt werden können
	Heizen Dachzentrale (höher EG)	115 (3.4%)	Verlegung Heizzentrale inkl. (hydraulische) Anpassung Heizwasserverteilsystem. Hausanschluss wird nur in Ausnahmefällen hochgezogen (ERZ)	FW muss verfügbar sein, Koordinationsbedarf. Risiko von Versorgungsunterbruch gering (Möglichkeit Einsatz Heizprovisorium)
	Kochen Gastro	186 (5.4%)	Entweder Elektrogeräte oder Umstellung auf Flüssiggas	Fernwärme nicht relevant
	Gewerbe-/Industrie	marginal	Sehr individuell, Prozessgas bleibt bestehen. Sonst: Umstellung auf elektrisch oder Flüssiggas	Fernwärme (meist) nicht relevant



Abbildung 127: Umrüstaufwand von Gebäuden bei der Umstellung auf die Fernwärme (Die Analyse ist nur für definierte Gebiete vorgenommen worden) [21]

Im März 2022 wurde eine **Studie zur effizienten Erschließung der Stadt Zürich mit thermischen Netzen** und dem Direktumstieg Gas-Fernwärme veröffentlicht. Eine Studie aus dem Jahr 2020 hat gezeigt, dass es aus volkswirtschaftlicher Perspektive effizienter ist, beim Fernwärmeausbau gleichzeitig die Gasversorgung einzustellen (sogenannter Direktumstieg), anstatt beide Netze über längere Zeit parallel zu betreiben. Zwar bringt dieses Vorgehen klare Kostenvorteile mit sich, gleichzeitig bestehen aber Herausforderungen, insbesondere hinsichtlich der Akzeptanz durch Gaskund*innen sowie aus Sicht der technischen und finanziellen Umsetzbarkeit für die Gasversorgerin Energie 360°.

In einer weiterführenden Untersuchung wurde analysiert, wie hoch der Aufwand für die Transformation verschiedener Gebäudetypen ist, welche technischen Voraussetzungen für den Direktumstieg gegeben sein müssen und wie Eigentümerschaften auf das Vorhaben reagieren. Dabei wurden besonders betroffene Liegenschaften sowie potenzielle Härtefälle identifiziert, also solche, bei denen die Umstellung auf Fernwärme erhebliche Schwierigkeiten mit sich bringen könnte. Eine detaillierte Auswertung der Datenbank von Energie 360° und qualitative Interviews mit betroffenen Eigentümer*innen zeigten, dass zwar die meisten Gebäude technisch umstellbar sind, jedoch in bestimmten Fällen, etwa bei dezentraler Warmwasseraufbereitung oder Heizungsanlagen im Dachgeschoss, mit erhöhtem Aufwand zu rechnen ist. Dennoch lassen sich für diese Konstellationen grundsätzlich passende technische Lösungen finden. Die geschätzten Kosten der Umstellung bleiben dabei meist im Bereich von ein bis zwei Prozent des Gebäudewerts, was in der Regel als tragbar gilt.

Die befragten Eigentümerschaften betonten den Wunsch nach ausreichender Vorlaufzeit, Planbarkeit und Flexibilität beim Umstieg. Eine Ankündigungsfrist von zehn Jahren wurde deutlich besser aufgenommen als eine von fünf Jahren. Zwar wird der Direktumstieg aus planerischer Sicht von vielen als umsetzbar angesehen, insbesondere bei frühzeitiger Kommunikation und klaren Ansprechpartnern seitens der Stadt. Kritisch wurde jedoch der Aufwand für Koordination und die damit verbundene Planungs- und Investitionssicherheit beurteilt. Um potenzielle



Härtefälle zu vermeiden, werden Maßnahmen wie eine finanzielle Entschädigung bei Restwertverlusten oder ein spezieller Unterstützungsfonds vorgeschlagen. Auch umfassende Informations- und Beratungsangebote gelten als wichtig für den erfolgreichen Umstieg.

Auf technischer Ebene ist der Direktumstieg prinzipiell durchführbar. Der Hauptunterschied zum herkömmlichen Vorgehen liegt darin, dass bei einer konzentrierten Erschließung pro Bauabschnitt mehr Hausanschlüsse gleichzeitig gelegt werden müssen, was zu längeren Bauzeiten führt. Dafür sind nachträgliche Baustellen seltener notwendig. Befürchtungen bezüglich Platz- und Ressourcenengpässe konnten durch die Möglichkeit flexibler Bauzeiten und den temporären Einsatz von Gasprovisorien relativiert werden. Auch Fachpersonen der städtischen Werke betonen die Vorteile des Direktumstiegs hinsichtlich der Planbarkeit und der Effizienz. Ein neuer Vorschlag des Amts für Abfall, Wasser, Energie und Luft (TAZ) sieht eine Zwischenlösung mit zwei Umstiegszeitpunkten und verkürzter Parallelversorgung vor, um den unterschiedlichen Interessen besser gerecht zu werden. Insgesamt zeigt sich, dass für eine erfolgreiche Umsetzung unterschiedliche Varianten je nach Gebiet notwendig sein werden, insbesondere, um das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung bis 2040 realistisch zu erreichen.[30]

9.10.6 Governance und Regulierung in Zürich

9.10.6.1 Organisationsstruktur der Fernwärme

Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) ist eine Dienstabteilung des Departements der Industriellen Betriebe der Stadt Zürich und versorgt Zürich und Teile Graubündens mit Energie. Dazu bietet die ewz für marktberechtigte Unternehmen in der ganzen Schweiz individuelle Stromlieferungen an. Zudem betreut die ewz die öffentliche Beleuchtung und die öffentlichen Uhren in der Stadt Zürich. Schweizweit realisiert und betreibt ewz Energieversorgungsanlagen für komplexe Areal- und Großprojekte. Außerdem erstellt und betreibt ewz Energieverbünde für Quartiere und Gemeinden, die ihre Wärme- und Kühlenergie zu mindestens 75 % aus erneuerbaren Energien beziehen. In der Stadt Zürich baut ewz die thermischen Netze zur Versorgung des Stadtgebietes und betreibt sie mit erneuerbarer Wärme.

Im Jahr 2025 hat die ewz mehrere öffentliche Wärmenetze von ERZ und Energie 360° in der Stadt Zürich übernommen und betreibt damit das größte Fernwärmenetz der Schweiz. Dabei wurde das Fernwärmenetz von Entsorgung + Recycling Zürich ERZ gemeinsam mit etwa 100 Vollzeitstellen von ERZ an ewz übergeben. Weiters hat Energie 360° ihre Wärmenetze Altstetten-West, Binz-Nord und Wollishofen-Manegg an die ewz übergeben. [2]

Anschluss neuer Kund*innen an die Fernwärme

In der Stadt gibt es keine Anschlusspflicht (obwohl dies gesetzlich möglich wäre). Die Nachfrage nach Anschlüssen an die thermischen Netze ist auch ohne Pflicht hoch. Die Fernwärmenetze sind preislich interessant und ein Anschluss an ein thermisches Netz bietet für die Hauseigentümerschaften ein „Sorglos-Paket“. Stadt und Kanton bieten Fördergelder für den Anschluss an; nicht amortisierte Investitionen von fossilen Heizungen werden ebenfalls entschädigt/gefördert. Die Kommunikation darüber, dass die Gasnetze stillgelegt werden, sobald das Gebiet mit dem thermischen Netz erschlossen wird, gibt auch Anreize, sich anzuschließen. Ein weiterer wichtiger Faktor ist, dass im Kanton Zürich das Energiegesetz verlangt, dass bei einem Heizungsersatz auf fossilfreie Alternativen gewechselt wird. Nur in bestimmten Ausnahmefällen kann eine fossile Heizung wieder ersetzt werden. Das Gesetz ist seit 2022 in Kraft; seitdem werden auf Stadtgebiet praktisch keine fossilen Heizungen mehr realisiert. Mit dem Anschluss an das Fernwärmenetz erfolgt in der Regel ein 1:1-Ersatz der Heizung, wodurch



zusätzliche Kosten grundsätzlich nicht weitergegeben werden können. Dekarbonisierungsmaßnahmen werden sich hauptsächlich im leistungsabhängigen Grundpreis niederschlagen. Dieser Grundpreis wird in der Regel an die Mieter weitergegeben [21].

9.10.6.2 Endkund*innentarife

Eine Marktbeobachtung der Regulierungsbehörde Ende 2022 hat aufgezeigt, dass es in der Schweiz über 1.000 Fernwärmenetze gibt, die sich stark in Größe, Tarifstruktur, Energiequellen und Eigentumsformen unterscheiden. Dies führt zu großen Preisunterschieden:

- Im August 2022 lagen die Jahreskosten für ein Einfamilienhaus zwischen CHF 811 und CHF 4.650 (Ø CHF 3.052).
- Bis Herbst 2024 stiegen die Kosten im Durchschnitt um 10 % und liegen bei CHF 1.878 bis CHF 5.267 (Ø CHF 3.467 bzw. 17 Rp./kWh, exkl. MwSt.).

Der Preisüberwacher nutzt die Ergebnisse, um Transparenz zu schaffen und überhöhte Preise zu identifizieren und ggf. zu korrigieren.[31]

In der Stadt **Zürich** gibt es aktuell verschiedene Wärmeverbunde. Bei diesen Wärmeverbunden gibt es jeweils einen leistungsabhängigen Grundpreis (CHF/a), einen verbrauchsabhängigen Wärmepreis (CHF/kWh) sowie einen einmaligen Anschlusspreis. Die Tarife sind indexiert und werden vom Stadtrat festgesetzt. Politisch wird ein Einheitstarif für die Fernwärme in der Stadt Zürich gefordert, wozu aktuell Arbeiten laufen. Die Wärmeversorgungsverträge laufen typischerweise 10 Jahre. Die Fernwärme unterliegt keiner speziellen Besteuerung. Die CO₂-Abgabe wird bei den Energieträgern erhoben und fließt anteilmäßig in die Preise ein. Dazu wird ein einmaliger Anschlusspreis an einen Wärmeverbund verlangt, der momentan aber nicht einheitlich ist. Es gibt Verbunde, bei denen leistungsabhängig Anschlusspauschalen verlangt werden. Diese decken in der Regel die tatsächlichen Kosten nicht. Bei anderen Verbunden werden die Anschlusskosten individuell berechnet und decken in der Regel die tatsächlichen Kosten. Mit dem geplanten Einheitstarif soll eine Harmonisierung erreicht werden [21].

9.10.7 Highlights und Umsetzungsprojekte in Zürich

Zusammenfassung der wichtigsten Umsetzungsprojekte zur Dekarbonisierung der Fernwärme Zürich:

- **Zusammenschluss der Netze Zürich-Nord und Zürich-West**
 - Ziel: Verbindung der Fernwärmenetze Zürich-Nord und Zürich-West zur Effizienzsteigerung.
 - 6,5 km langer Heißwasserkanal fertiggestellt (September 2022).
 - Neue Energieverteil- und Speicherzentrale auf dem Gelände der alten KVA Josefstraße.
 - Aufnahme und Verteilung des Heizwassers aus der Verbindungsleitung in Stadtteile Industrie und Aussersihl.
 - Wärmespeicher zur Pufferung von Überschüssen → geringerer Spitzenlastbetrieb.
- **Seewasserverbund**
 - Nutzung des Zürichsees als Wärme- und Kältequelle in mehreren Teilprojekten (z. B. Escherwiese, Fraumünster, Riesbach, CoolCity).
 - Energiezentrale Escherwiese (seit 2021): Seewasser aus 12 m Tiefe über 250 m Leitung. Versorgung des Kongresshauses, des Hotels Park Hyatt und der umliegenden Bürogebäude mit Wärme und Kälte.

- Erweiterung Fraumünster (Februar 2022): Versorgung von Stadthaus Zürich, Bellevue-Haus und Gebäuden an Paradeplatz/Bahnhofstraße.
 - Energiezentrale Riesbach (Inbetriebnahme Sommer 2024): Rund 120 Liegenschaften werden mit Wärme und Kälte versorgt. Nutzung von Wärmepumpen (74 °C) und Freecooling. Schrittweiser Anschluss bis 2027, minimalinvasive Bauweise (Spülbohrungen).
 - Projekt CoolCity (Start Mai 2024): Erweiterung des Seewasserverbunds Fraumünster. Versorgung von ca. 500 Gebäuden zwischen Hauptbahnhof, Bürkliplatz, Limmat und Schanzengraben. Bau eines 300-m-Microtunnels (Phase 1, 2024–2025) und eines 3-m-Tunnels bis Selnau (Phase 2, ab 2027).
- **Energieverbund Höngg und Altstetten**
 - Ziel: Versorgung von ca. 30.000 Haushalten mit klimafreundlicher Wärme und teilweise Kälte.
 - Wärmequelle: gereinigtes Abwasser und Klärschlammverwertung aus dem Klärwerk Werdhölzli.
 - Einsparung von 13 Mio. Liter Heizöl $\approx$ 30.000 t CO₂ pro Jahr.
 - 2020: Unterirdische Verbindung unter der Limmat (Spülbohrung) → Anbindung Werdhölzli an Höngg.
 - 2025: Bau eines Microtunnels zur Erschließung der Energiezentralen „Im Herrlig“ und „Rautistraße“.
 - Versorgung der Gebiete Altstetten West und Ost mit Fernwärme und -kälte.

9.10.8 Zusammenfassung und Erfolgsfaktoren in Zürich

- Ein steigendes Müllaufkommen motiviert die Stadt, eine Verdopplung der Wärmeleistung der Müllverbrennungsanlage durchzuführen; eine CCS-Anlage soll vorbereitet werden.
- Verbindung mehrerer Fernwärmenetze zur Effizienzsteigerung und zur Optimierung vorhandener Erzeugungskapazitäten
- Innovative dezentrale Wärme- und Kälteverbünde nutzen Abwasser und Seewasser, um Wärme- und Kälte anzubieten
- Die Schaffung eines Einheitstarifs soll eine Harmonisierung der verschiedenen Wärmeverbünde erreichen
- Seitens der Stadt koordinierte und schrittweise Stilllegung des Gasnetzes bei rechtzeitigem Ausbau des Fernwärmenetzes in den jeweiligen Gebieten

Literaturverzeichnis

- [1] Wikipedia, „Zürich“, *Wikipedia*. 26. Juli 2025. Zugriffen: 3. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Z%C3%BCrich&oldid=258317921>
- [2] ewz, „Fernwärme in der Stadt Zürich“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme.html>
- [3] Bundesamt für Statistik, „Kantonales Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Einwohner“. Bundesamt für Statistik, 28. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/volkswirtschaft/volkswirtschaftliche-gesamtrechnung/bruttoinlandprodukt-kanton.assetdetail.32627389.html>
- [4] „Die Stadtzürcher Bevölkerung wächst weiter“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/artikel/de/statistik-und-daten/die-stadtzuercher-bevoelkerung-waechst-weiter.html>
- [5] Stadt Zürich, „Energieverbrauch“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/politik-und-verwaltung/statistik-und-daten/daten/umwelt-und-energie/energie/energieverbrauch.html>
- [6] Stadt Zürich, „Netto-Null-Zwischenbericht 2024 - Stand des Klimaschutzes in der Stadt Zürich mit Klimabilanzen bis 2023“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/aktuell/publikationen/2024/netto-null-zwischenbericht.html>
- [7] Herausgeber, Regierungsrat des Kantons Zürich, und Kanton Zürich, „Kantonale Volksabstimmung 15.Mai 2022“.
- [8] P. Unternährer und S. Häne, „Ticker: Energiegesetz Kanton Zürich: Martin Neukom: «Es ist keine Absage an den Klimaschutz»“, *Tages-Anzeiger*. Zugriffen: 27. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tagesanzeiger.ch/energiegesetz-zuerich-resultate-und-reaktionen-zur-klima-abstimmung-482755393551>
- [9] Stadt Zürich, „Klimaschutzplan“. Zugriffen: 5. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/aktuell/publikationen/2024/klimaschutzplan.html>
- [10] „Regionaler Richtplan, Stadt Zürich“. 7. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/web/de/planen-bauen/stadtplanung/dokumente/regionaler-richtplan/rechtsgueltige-fassung/07-rsz-richtplantext-rrb-festsetzung-20230307.pdf>
- [11] ewz, „Wärmeversorgung Zürich-West“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme/waermeverorgung-zuerich-west.html>
- [12] ewz, „Anschluss an den Wärmeverbund KVA und Holz“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/waermeverbund-kva-holz/anschluss-an-waermeverbund-kva-holz.html>
- [13] hhwk-aubugg, „Beschreibung Holzheizkraftwerk Aubugg“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://hhkw-aubugg.ch/files/Beschreibung_HHKW_2022_V1.pdf
- [14] ERZ, „Tätigkeitsbericht 2024“. 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/web/de/aktuell/publikationen/2025/ERZ_Taetigkeitsbericht_2024.pdf

- 
- [15] ewz, „Wärmeverbund KVA und Holz - Hintergrundwissen zum Projekt“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/waermeverbund-kva-holz.html>
- [16] „hhkw-aubrugg“. [Online]. Verfügbar unter: <https://hhkw-aubrugg.ch/>
- [17] „Thermische Verwertung von Abfall - Kehrichtheizkraftwerk Hagenholz“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/web/de/aktuell/publikationen/2014/thermische-verwertung-abfall-hagenholz.pdf>
- [18] „Ausbau KVA Hagenholz für mehr Fernwärme - Wichtiger Beitrag zum klimafreundlichen Heizen mit Abwärme aus Kehrichtverwertung“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme/kva-hagenholz-verbrennungslinie.html>
- [19] ewz, „Geschäfts-, Finanz- und Nachhaltigkeitsbericht 2024“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/ueber-ewz/portrait/unternehmen/geschaefts-und-nachhaltigkeitsbericht.html>
- [20] Stadt Zürich, „CCS Kehrichtverwertungsanlage Hagenholz“. [Online]. Verfügbar unter: https://netto-null-cockpit.stadt-zuerich.ch/actions/EN_M3
- [21] Leumann Pascal (ewz); Silvia Banfi Frost (Stadt Zürich), 1. September 2025.
- [22] ewz, „Microtunneling in Altstetten“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme/altstetten.html>
- [23] Entsorgung + Recycling Zürich, „Zentrale Klärschlammverwertung Werdhölzli: Jahresbericht 2023 Zürich“. 12. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zh.ch/de/umwelt-tiere/abfall-rohstoffe/abfaelle/abfallanlagen/klaerschlammbehandlung.html>
- [24] „Seewasserverbunde Zürich | ewz“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/seewasserverbunde-zuerichsee.html>
- [25] ewz, „Energiezentrale für das Seefeld“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme/seefeld.html>
- [26] ewz, „Microtunneling für CoolCity“, ewz. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewz.ch/de/geschaeftskunden/immobilien/referenzen-projekte/fernwaerme/coolcity.html>
- [27] Stadt Zürich, „Energieplanung Stadt Zürich“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/umwelt-und-energie/energie/planung-strategien/energieplanung.html>
- [28] Stadt Zürich, „STRB Nr. 0670/2024“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/politik-und-verwaltung/politik-und-recht/stadtratsbeschluesse/2024/Mrz/stzh-strb-2024-0670.html>
- [29] ewz, „Fernwärme ersetzt Gasverteilnetz“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadt-zuerich.ch/de/umwelt-und-energie/energie/abloesung-gasnetz.html>
- [30] A. Grüniger, S. Hammer, P. Husi, und M. Soini, „Ergänzungsstudie Direktumstieg Gas-Fernwärme Stadt Zürich“. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter:



<https://www.stadt-zuerich.ch/de/aktuell/publikationen/2022/studie-direktumstieg-gas-fernwaerme.html>

- [31] J. Michel, Z. Rüfenacht, und V. Pannatier, „Marktbeobachtung Fernwärmearife Schweiz Bericht des Preisüberwachers“, Schweizerische Eidgenossenschaft Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung WBF. Zugriffen: 7. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/fernwaerm e.html>