

Masterarbeit:

Optionen für eine dekarbonisierte Fernwärmeversorgung in Leverkusen

Studiengang: Masterstudiengang „Interdisziplinäres Fernstudium Umweltwissenschaften (infernium)“ der FernUniversität in Hagen

Zusammenfassung

Fern- und Nahwärme ist in Leverkusen wie in anderen Städten auch ein wichtiger Bestandteil der örtlichen Wärmeversorgung. Die verschärften Minderungsziele des Klimaschutzgesetzes 2021 üben Handlungsdruck aus, da zur Wärmebereitstellung überwiegend fossile Energieträger zum Einsatz kommen. Die verstärkten Klimaschutzbemühungen führen zu entsprechend ehrgeizigeren CO₂-Reduktionszielen in allen Sektoren, wie der Industrie, im Bereich Mobilität, der Landwirtschaft, der Energiewirtschaft und im Gebäudebereich. Für ein Gelingen der Energiewende nimmt die Dekarbonisierung des Wärmesektors daher einen hohen Stellenwert ein, um den Klimaschutzzielen gerecht zu werden.

Vor diesem Hintergrund unterbreitet die Arbeit „Optionen für eine dekarbonisierte Fernwärmeversorgung in Leverkusen“ Lösungsvorschläge und Handlungsansätze, die eine erfolgreiche Dekarbonisierung einleiten. Die Arbeit konzentriert sich auf den beeinflussbaren Anteil der Treibhausgasemissionen, für den die Energieversorgung Leverkusen (EVL) verantwortlich ist. Rund drei Viertel der Wärmebereitstellung erfolgt durch den örtlichen Entsorger über ein Müllheizkraftwerk. Die residualen Fernwärmemengen stellt die EVL größtenteils über erdgasbetriebene Heizkessel sicher, die es zu dekarbonisieren gilt.

Ausgangspunkt der Untersuchung bildet der erwartete endenergiebasierte Wärmebedarf. In Leverkusen entfällt rund die Hälfte des Wärmebedarfs auf die Beheizung von Gebäuden. Ein großes Potenzial zur Senkung der Treibhausgasemissionen wird folglich der energetischen Gebäudesanierung zugeschrieben. Anhand der im Klimaschutzkonzept der Stadt Leverkusen berechneten Einsparpotenziale wurde der zukünftige endenergiebasierte Wärmebedarf bis zum Jahr 2050 unter Annahme einer Sanierungsrate von jährlich 2,5 % in drei Szenarien abgeleitet. Als Grundlage zur Ermittlung des Wärmebedarfs dienen unternehmensinterne Datensätze aus der Fernwärme- und Erdgasversorgung des Zeitraums Januar 2021 bis Juni 2022. Das Referenzszenario „Status Quo“ umfasst den klimabereinigten Wärmebedarf des vorgenannten Zeitraums. Dieses Szenario unterstellt keine weiteren Kundenanschlüsse an das Wärmenetz. Im Szenario „Verdichtung“ sind Wärmepotenziale quantifiziert, die in räumlicher Nähe zur bestehenden Wärmeversorgungsleitung identifiziert wurden und im Rahmen von Verdichtungsmaßnahmen gehoben werden könnten. Einen anderen Ansatz verfolgt das fiktiv angelegte Szenario „Erweiterung“. Hier gilt die Annahme, dass die bis dato dezentral angelegte Erdgasversorgung in weiten Teilen durch Fernwärme ersetzt wurde.

Im nächsten Schritt wurde untersucht, welche erneuerbaren Erzeugungstechnologien geeignet sind, den Wärmebedarf nahezu klimaneutral zu decken.

Grundsätzlich lassen sich regenerative Wärmeerzeugungstechnologien hinsichtlich ihres eingesetzten Brennstoffes klassifizieren. Auf der einen Seite die gasbasierte Wärmeerzeugung und auf der anderen Seite die strombasierte Wärmeerzeugung. Zur gasbasierten Wärmeerzeugung zählt die Nutzung von Biomasse, der Einsatz eines modernen Strom-Wärme-Systems (iKWK) und die Verwendung synthetischer Gase wie Wasserstoff oder Methan. Die strombasierte Wärmeerzeugung umfasst den Einsatz der Wärmepumpentechnologie und Power-to-Heat. Eine Besonderheit stellt die Erdwärmennutzung in Form der tiefen Geothermie dar. Das Angebot von Erdwärme dieser Art ist regional beschränkt und spielte im Rahmen dieser Arbeit keine Rolle. Als Abwärmequelle wurde in der Arbeit ausschließlich die thermische Abfallbehandlung einbezogen. Die Integration solarthermischer Anlagen in ein Wärmenetz zählt ebenfalls als Dekarbonisierungsmaßnahme. Wärmespeicher ermöglichen eine bedarfsgerechte Wärmebereitstellung, indem eine zeitliche Entkopplung zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebedarf stattfindet. Auf Grundlage der identifizierten Technologieoptionen und der unterstellten Wärmebedarfsentwicklung in den vorgenannten Szenarien wurden in einem weiteren Schritt technische Kenngrößen mithilfe eines Simulationstools ermittelt.

Die Simulation dient dem Zweck, Informationen hinsichtlich zukünftiger Brennstoffbedarfe, Anlagenauslastung und der Zusammensetzung des Erzeugerparcs zu gewinnen. Im Softwaretool nPro wurde zunächst ein Abbild des aktuellen Erzeugerparcs modelliert. „Grünes“ Gas, in diesem Fall Biomethan, substituiert den Energieträger Erdgas vollständig. Im Simulationsrahmen wurde für jedes Szenario jeweils eine gasbasierte und eine strombasierte Auslegung des Erzeugerparcs für die Zieljahre 2030 und 2050 simuliert. Die gasbasierte Auslegung stützt sich auf die Nutzung der bestehenden Gasnetzinfrastuktur. In der strombasierten Auslegung kommen zur Wärmebedarfsdeckung Technologieoptionen wie Power-to-Heat, Wärmepumpen und Wärmespeicher zum Einsatz. Die hervorgegangenen Simulationsergebnisse bildeten den Kern für die ökonomische und ökologische Beurteilung.

Um die verschiedensten Technologieoptionen in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit untereinander zu vergleichen, wurde die Annuitätenmethode angewendet. Die

Kostenberechnung fußt auf literaturbasierten Informationen des AGFW. Die Preisannahme für zukünftige Brennstoff- und CO₂-Preise entstammt einem inflationsbereinigten Preisszenario von Energy Brainpool. Mithilfe dieser Eingangsdaten konnten technologiespezifische Wärmegegestehungskosten und eine Kostenschätzung bezüglich des Investitionsvolumens in den Erzeugerpark vorgenommen werden. Die ökologische Beurteilung basiert auf den ermittelten Treibhausgasemissionen der simulierten Szenarien Status Quo, Verdichtung und Erweiterung im Zieljahr 2050. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die ausgewerteten unternehmensinternen Datensätze, die als Referenz dienen, herangezogen.

Die Ergebnisse der gasbasierten Simulationen zeigen, dass in den Szenarien Status Quo und Verdichtung bis 2030 noch substantielle Gasmengen zur Eigenerzeugung bereitgestellt werden müssen. Bei fortschreitender Sanierungstätigkeit sinken die Brennstoffbedarfe im Jahr 2050 unterhalb des aktuellen Niveaus. Der Erzeugerpark wäre zudem in beiden Szenarien befähigt, die benötigten Wärmebedarfe ohne größere Anpassungen an der Infrastruktur zu befriedigen. Die Anlageninvestition beschränkt sich in diesen Fällen auf den Bau eines Biomassekessels in Höhe von rund 0,17 Mio. EUR. Eine großflächige Versorgung mit Fernwärme, wie im Szenario Erweiterung, induziert hingegen ein Investitionsvolumen für den Bau von Gas-KWK-Anlagen in Höhe von ca. 16 Mio. EUR. Der Bedarf an klimaneutralen Gasen und Biomasse wächst auf rund 609 GWh.

Eine dekarbonisierte Wärmebereitstellung mittels strombasierter Technologien zeigt ein anderes Bild. Im Vergleich zu den gewonnenen Wärmeerträgen fällt eine derartige Transformation merklich kostenintensiver aus. Liegt das Investitionsvolumen für das Zieljahr 2050 in den Szenarien Status Quo und Verdichtung bei 10,6 bzw. 17,5 Mio. EUR, so erhöht es sich im Szenario Erweiterung auf rund 100 Mio. EUR. Aus den Simulationen geht auf der anderen Seite allerdings deutlich hervor, dass mit der Nutzung regenerativer Wärmepotenziale langfristig eine signifikante Reduzierung des Brennstoffbedarfs möglich ist. Wärmepotenziale lassen sich effizient mit Wärmepumpen ausschöpfen. In Kombination mit bereitgestellten Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen können Wärmepumpen bedarfsgerecht Wärme bereitstellen. Die Entwicklung der Wärmegegestehungskosten veranschaulicht, dass strombasierte Technologien bei entsprechender Auslastung im Vergleich zu etablierten gasbasierten Technologien wettbewerbsfähig sind. Beim Ausbau erneuerbarer Wärme sind Nutzungskonkurrenzen verschiedener Technolo-

gien möglichst auszuschließen. Verdrängungseffekte führen zu reduzierten Betriebszeiten anderer Technologien, so dass deren Wärmegestehungskosten negativ beeinflusst werden. Neben technischen Aspekten erfordert die Integration erneuerbarer Wärme jedoch eine Anpassung des regulatorischen und förderrechtlichen Rahmens, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.

Die Substitution von Erdgas ist sowohl mit der Verwendung „grüner“ Gase als auch mit dem Ausbau strombasierter Wärmeerzeugung möglich. Aus der ökologischen Perspektive kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass sich mit dem Ausbau von Wärmepumpen vergleichsweise mehr Treibhausgase vermeiden lassen. In allen Szenarien weisen die strombasierten Auslegungen niedrigere Treibhausgasemissionen auf als die gasbasierten Auslegungen. Gegenüber der Referenzmenge können bis zu 50 % der gesamten Treibhausgasemissionen im Fernwärmenetz durch Substitutionsmaßnahmen vermieden werden.

Die Transformation des Fernwärmenetzes gelingt jedoch nur, sofern Akteure auf allen Ebenen (Energieversorger, Entsorger, Kommune, Wohnungsbaugesellschaften, Handwerksbetriebe, Fernwärmekunden) frühzeitig in einen solchen Prozess eingebunden werden. Ziel muss es sein, ein ganzheitliches Konzept zu entwickeln, damit gemeinsam Meilensteine zur Erreichung der Klimaneutralität gesetzt werden können. Um einen Dekarbonisierungspfad zu zeichnen, müssen im Vorfeld technische, wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen abgestimmt sein. Da es keine „one-size-fits-all“-Lösung gibt, gilt es zunächst die eigenen Optionen auf Machbarkeit zu untersuchen (bspw. realisierbare Wärmepotenziale, Marktanalyse „grüne“ Gase und Biomasse, Entwicklung von Einspeisekonzepten für Wärmepumpen). Aufgrund von langen Planungs- und Umsetzungszeiträumen sollte mit der Initiierung von Maßnahmen zur Dekarbonisierung bereits jetzt begonnen werden.