

STUDIE ZUR DIGITALISIERUNG IN WÄRMENETZEN



NOVEMBER 2020



DIGITALISIERUNG IN WÄRMENETZEN

von

Laura Schantey (FourManagement GmbH)

Jan Scheipers, Christian Thommessen, Nicolas Witte-Humperdinck

(Lagom.Energy GmbH)

Jürgen Roes, Othmar Verheyen

(Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik)

unterstützt durch

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK)

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	4
2	Vorgehensweise und Einordnung der Umfrageteilnehmer	6
3	Status Quo der Digitalisierung in Wärmenetzen	12
3.1	Wie digital sind die heutigen Wärmenetze?	12
3.2	Technische Wärmebedarfs- bzw. Netz- und Verbrauchsanalyse	23
3.3	Blick auf Best Practice Beispiele zum Vergleich	27
4	Gegenwärtige Entwicklungen und zukünftige Trends	29
5	Kurzfristige Handlungsfelder	33
5.1	Intelligente Zähler	33
5.2	Digital Twins	36
6	Schlussfolgerungen	39
7	Literatur	40
8	Kurzportrait der Studienersteller	41

1. EINLEITUNG

Knapp die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauches entfällt auf den Wärmesektor. Ein Großteil davon ist auf die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zurückzuführen [1]. Die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energien sowie weiterer, CO₂-freier Wärme (bspw. industrielle Abwärme) in den Wärmesektor stellt einen wesentlichen Ansatzpunkt zur Erreichung der klimapolitischen Zielsetzungen dar. Dennoch stagniert der Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung seit mehreren Jahren bei rund 14 %. Da die Wärmeversorgung urbaner Ballungsgebiete historisch bedingt in der Regel mittels Wärmenetz erfolgt, lassen sich erneuerbare Energien durch die Nutzung der vorhandenen, leitungsgebundenen Infrastruktur besonders effizient in die Wärmeversorgung großer Stadtgebiete einbinden [2]. Aktuell erfährt das Thema aber auch im Neubau als Möglichkeit zur nachhaltigen Quartiersversorgung deutlichen Zuspruch [3].

Allerdings stellt die Einbindung dezentraler, teilweise fluktuierend einspeisender Erzeugungsanlagen Wärmenetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Transformation hin zu Wärmenetzen der 4. Generation [4] ist mit einer Vielzahl an Überlegungen verbunden: Steigerung der Energieeffizienz, vermehrte Integration nachhaltiger Wärmequellen (erneuerbare Energien sowie Abwärme aus der Industrie), Abkehr von zentralen Erzeugungskonzepten, Zugang Dritter bzw. Prosumer, Sektorenkopplung mit anderen Energiesektoren, usw. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Betreiber von Wärmenetzen einem immer komplexer werdenden System gegenüberstehen, das es tagtäglich sowohl ökonomisch als auch ökologisch optimal zu betreiben gilt [5]. Aus diesem Grund ist die genaue Kenntnis des hydraulischen und thermischen Netzzustandes von besonderer Bedeutung.

Hierbei kann die verstärkte Nutzung von Messstellen und die darauf aufbauende digitale Abbildung der Netzinfrastruktur Abhilfe schaffen. Analog zu intelligenten Messsystemen im Stromsektor, wo die Nutzung digitaler Instrumente bereits weit fortgeschritten ist, werden in den vergangenen Jahren verstärkt neue digitale Technologien für den Wärmemarkt erforscht, entwickelt und vermarktet [6]. Insbesondere das Handling großer Datenmengen von der Erfassung über die Auswertung bis hin zur Ableitung und Umsetzung von Maßnahmen gewinnt zunehmend an Bedeutung. Eine vorrangig erneuerbare Energieversorgung ist ohne Digitalisierung in Form von intelligenten Steuerungen nur schwer möglich (bspw. Wärmespeicherbetrieb), weil die Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmequellen kaum kontrollierbar oder sogar teilweise unvorhersehbar ist. Weiterhin können digitale Instrumente einen Beitrag zur Regelung des Wärmenetzbetriebs sowie zur lang-, mittel- und kurzfristigen Prognose der Wärmelast leisten. Außerdem ist die Sicherstellung der Datenhoheit im Zuge der Digitalisierung ein enorm wichtiges Asset für Unternehmen, unter anderem auch deshalb, weil dies die Akzeptanz der Kunden erhöht und somit die ggf. erforderliche Erhöhung von Energiepreisen kompensieren könnte.

Die vorliegende Kurzstudie wird, aufbauend auf den Ergebnissen einer Online-Umfrage, einen Überblick über den Stand der Digitalisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung schaffen. Ebenso werden Einblicke in die Auswirkungen der Digitalisierung geliefert, vorherrschende Barrieren identifiziert und mögliche Handlungsfelder abgeleitet. Veröffentlichungen, die in der Empfehlung münden, sich auch als Wärmenetzbetreiber intensiv mit der Digitalisierung des eigenen Netzes auseinanderzusetzen, um möglichst in naher Zukunft Anwendungen wie KI, Digital Twins etc. umzusetzen, gibt es bereits. Die vorliegende Kurzstudie setzt sich im Gegensatz dazu mit dem Status quo des Digitalisierungsgrades bei Wärmenetzbetreibern auseinander und leitet daraus kurz- bis mittelfristig umsetzbare Maßnahmen ab, die zusätzlich hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Effizienz beleuchtet werden. Die Ausgangsbasis der in dieser Kurzstudie getroffenen Aussagen bilden die Ergebnisse einer online durchgeführten, anonymen Befragung. Durch die Unterstützung der Kurzstudie durch Verbände der Wärmenetzbranche konnten in Summe 46 Unternehmen zu einer Teilnahme an der Umfrage bewegt werden. Auf diese Weise lässt sich anhand der Umfrageergebnisse ein aussagekräftiges Bild der Wärmenetzbetreiber in Deutschland ableiten. Nach einer Einordnung der Umfrageteilnehmer bzgl. einschlägiger Netzparameter wie Anschlussleistungen, Netzlänge etc. werden die Umfrageergebnisse hinsichtlich des Standes der Digitalisierung skizziert und ausgewertet. Ein Vergleich mit Best-Practice-Beispielen ordnet den deutschen Status quo in den europäischen Kontext ein. Darauf aufbauend erfolgt die Ableitung der zu erwartenden, zukünftigen Entwicklungen zum Thema Digitalisierung in Wärmenetzen. Um die Vorteile, die eine breite Messstelleninfrastruktur oder die digitale Wärmenetzabbildung mit sich bringen, darzustellen, werden abschließend kurzfristige Handlungsfelder bzgl. konkreter Digitalisierungsmaßnahmen skizziert.

2. VORGEHENSWEISE UND EINORDNUNG DER UMFRAGETEILNEHMER

Um eine Datengrundlage zu schaffen, welche möglichst die große Differenzierung der deutschen Fernwärmelandschaft widerspiegelt, wurde eine anonyme Onlinebefragung durchgeführt. Die Einladung zur Teilnahme hat dank freundlicher Unterstützung des AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (im Folgenden AGFW) und des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (im Folgenden B.KWK) alle Fernwärmeversorgungsunternehmen und Betreiber von KWK-Anlagen erreicht, die in diesen Verbänden organisiert sind (der AGFW und der B.KWK weisen zum Zeitpunkt der Erstellung der Kurzstudie 529 bzw. 417 Mitglieder auf, davon sind beim AGFW 275 Mitglieder in der Wärmeversorgung aktiv). Insgesamt haben 46 Unternehmen an der Umfrage teilgenommen.

Die Umfrage war dreistufig aufgebaut. Zunächst wurden diverse Strukturdaten zu den Wärmenetzen abgefragt, um ein allgemeines Bild der Umfrageteilnehmer zu erzeugen und eine einheitliche Untersuchung der abgegebenen Antworten zu ermöglichen. Im Hauptteil der Befragung wurde der gegenwärtige Stand der Technik erörtert, um später die Frage beantworten zu können, wie digital Wärmenetze heute bereits sind und welche Maßnahmen auf Grundlage digitaler Prozesse ergriffen werden (sollen). Abschließend konnten die Teilnehmer zur Ableitung von Trends einschätzen, inwiefern sich das Thema Digitalisierung künftig allgemein entwickeln wird und welchen Stellenwert es unternehmensintern einnimmt.

Beginnend mit der Einordnung der Umfrageteilnehmer zeigt sich, dass mehr als die Hälfte der Teilnehmer die Umfrage für ein Unternehmen bearbeitet haben, dessen Wärmenetz eine Länge von mehr als 50 km aufweist. Die mittlere Netzlänge in Deutschland beträgt nach Angaben des AGFW 14,6 km [2]. Etwa 15 % der Befragten geben an, ein Netz mit einer Länge von weniger als 5 km zu betreiben.

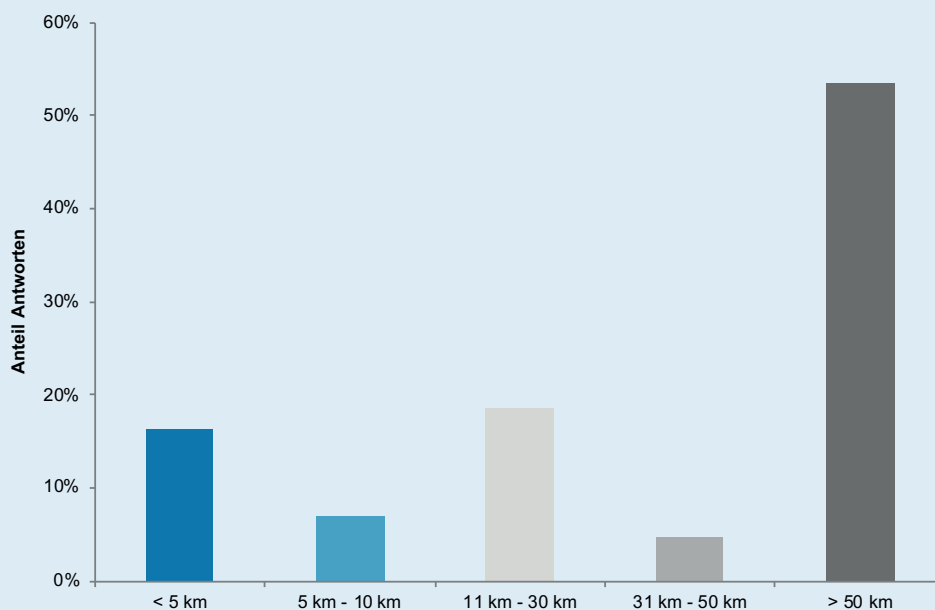
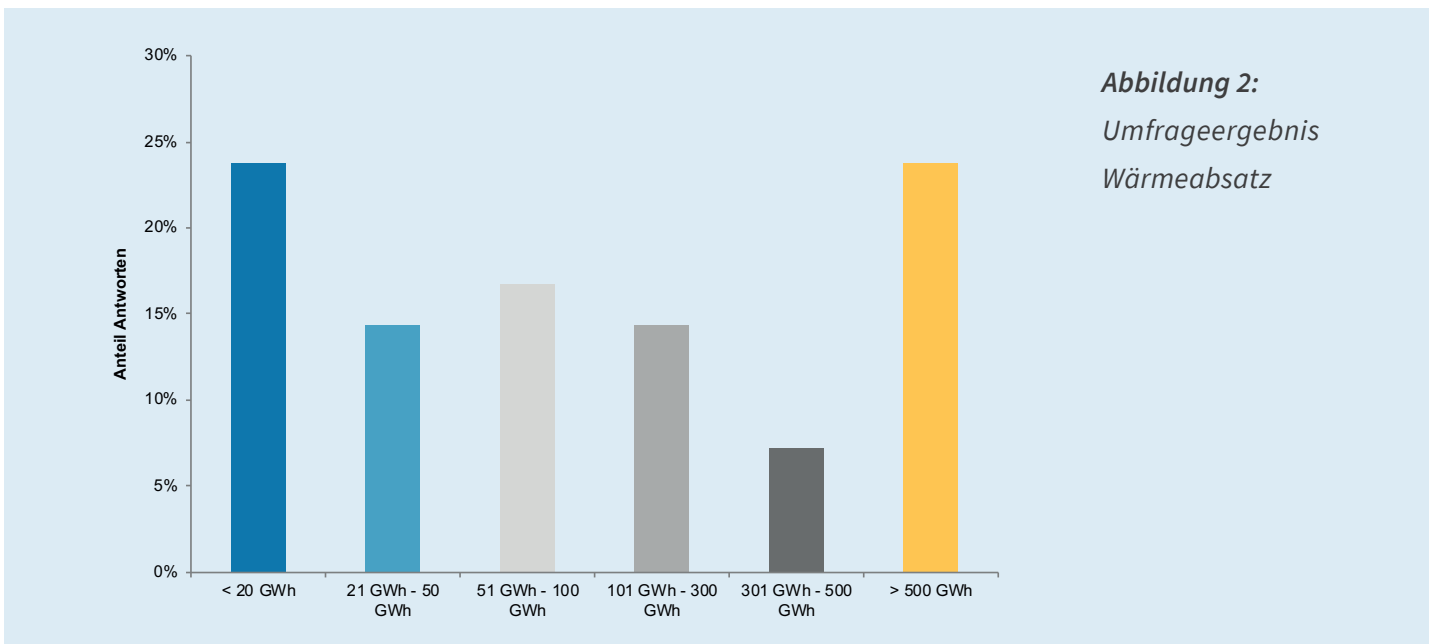
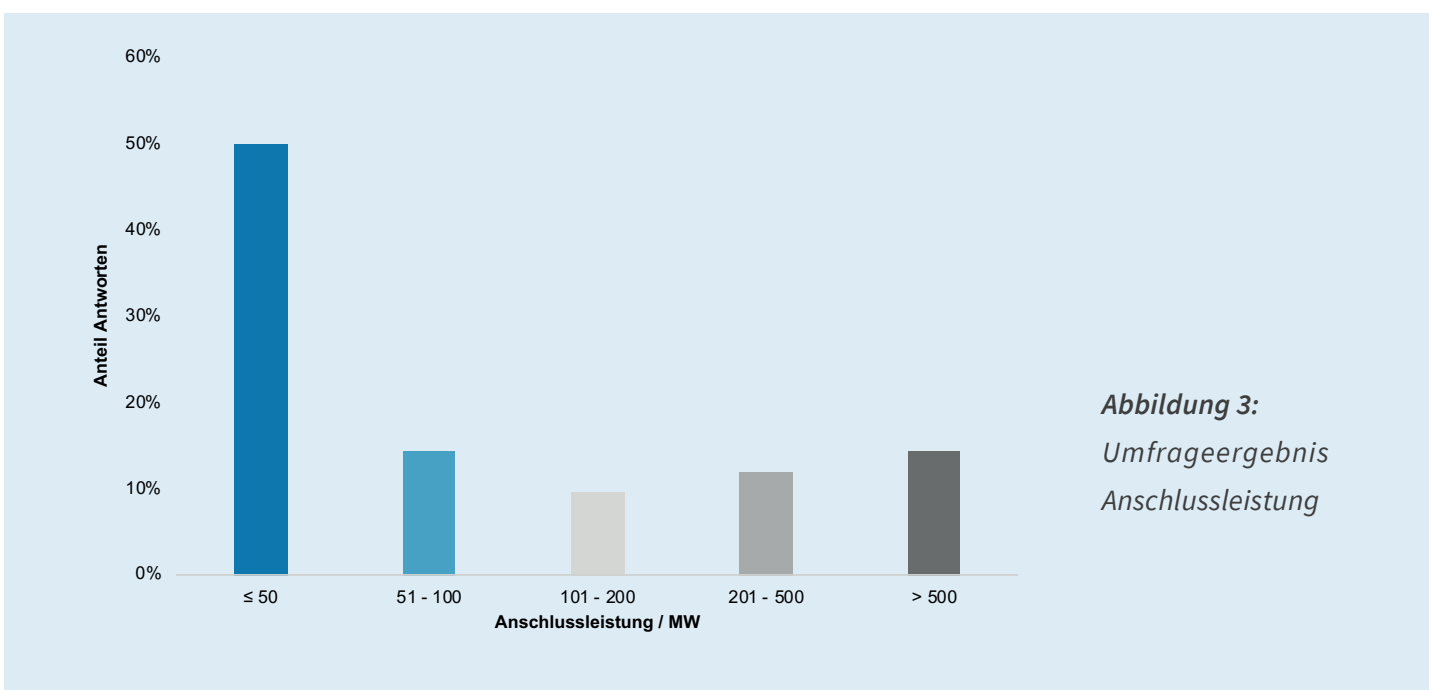


Abbildung 1: Umfrageergebnis Netzlänge

Natürlich können Wärmenetze auf unterschiedliche Weisen definiert und klassifiziert werden. Sie sind immer sehr standortspezifisch und variieren von einem Ort zum anderen hinsichtlich der Größe bzw. Fläche des Versorgungsgebiets, den klimatischen Gegebenheiten, den nutzbaren (Ab-) Wärmequellen, den eingesetzten Technologien, der historischen Entwicklung sowie vielen weiteren Faktoren. Um die Wärmenetze in dieser Kurzstudie angemessen zu charakterisieren, wurden u.a. die Anschlussleistungen sowie die jährliche Wärmeabgabe erfasst. **Abbildung 2** zeigt den jährlichen Wärmeabsatz.



Ein Vergleich der Netzlänge und des Wärmeabsatzes zeigt, dass beide Werte auf verschiedene Weise die Größe eines Wärmenetzes widerspiegeln. Bei der Betrachtung der Anschlussleistung (vgl. **Abbildung 3**) wird deutlich, dass die Hälfte der Unternehmen, die an der Umfrage teilgenommen haben, Wärmenetze mit einer Anschlussleistung von weniger als 50 MW betreiben. Ebenso sind jedoch auch Unternehmen vertreten, deren Wärmenetze eine deutlich höhere Anschlussleistung größer 500 MW aufweisen. Der Höchstwert unter den Teilnehmern lag bei einer Anschlussleistung in Höhe von 900 MW.



Diese Diversität wird dadurch bestätigt, dass ein Teilnehmer angibt, eine einzige Anschlussstelle im Netz zu betreiben, während ein anderer angibt, dass durch sein Netz mehr als 1,5 Millionen Haushalte mit Wärme versorgt werden. Diese Extrema veranschaulichen die Bandbreite möglicher Einsatzfelder von Wärmenetzen und zeigen, dass die Umfrageergebnisse grundsätzlich geeignet sind, um die starke Differenzierung der Fernwärmeversorgungsunternehmen in Deutschland angemessen abzubilden.

Bei den Umfrageteilnehmern handelt es sich vorrangig um große Versorger. Zum einen lag die mittlere Anschlussleistung aller Befragten etwa um den Faktor 10 höher als der in [2] angegebene Mittelwert für Deutschland und zum anderen beträgt der dort ausgewiesene mittlere Wärmeabsatz ca. 45 GWh/a. Im Rahmen der Befragung geben etwas mehr als 60 % aller Teilnehmer einen höheren Absatz an. Insgesamt hält sich die Verteilung der Antworten in den jeweiligen Kategorien jedoch in Waage. Lediglich der Kategorie „301-500 GWh“ ordneten sich weniger als 10 % der Teilnehmer zu, gleichzeitig überschreitet keine Kategorie 25 % (vgl. **Abbildung 2**).

Die Mehrheit der Befragten greift auf Erdgas als Hauptenergieträger zurück. Wie **Abbildung 4** veranschaulicht, ist dabei die Größe des Wärmenetzes unwesentlich. Das lässt sich damit erklären, dass in Deutschland vorrangig erdgasbefeuerte KWK-Anlagen in Wärmenetze einspeisen [2].

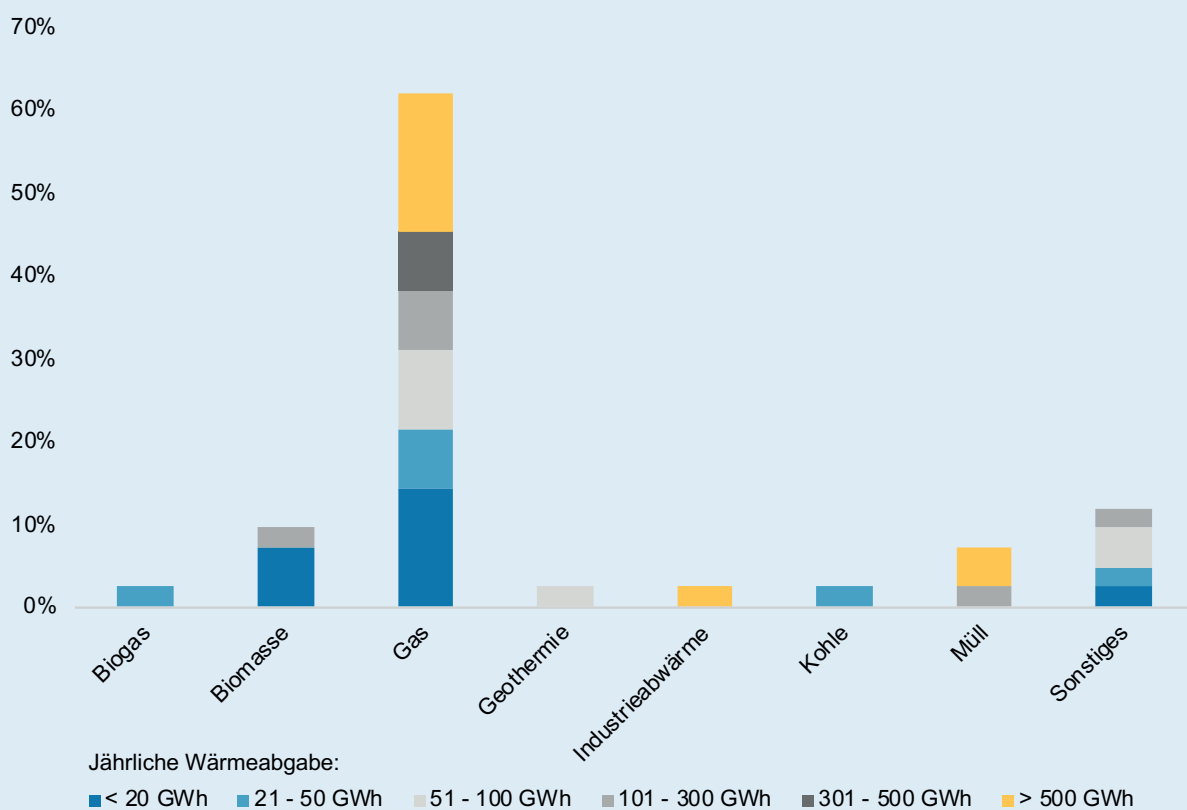
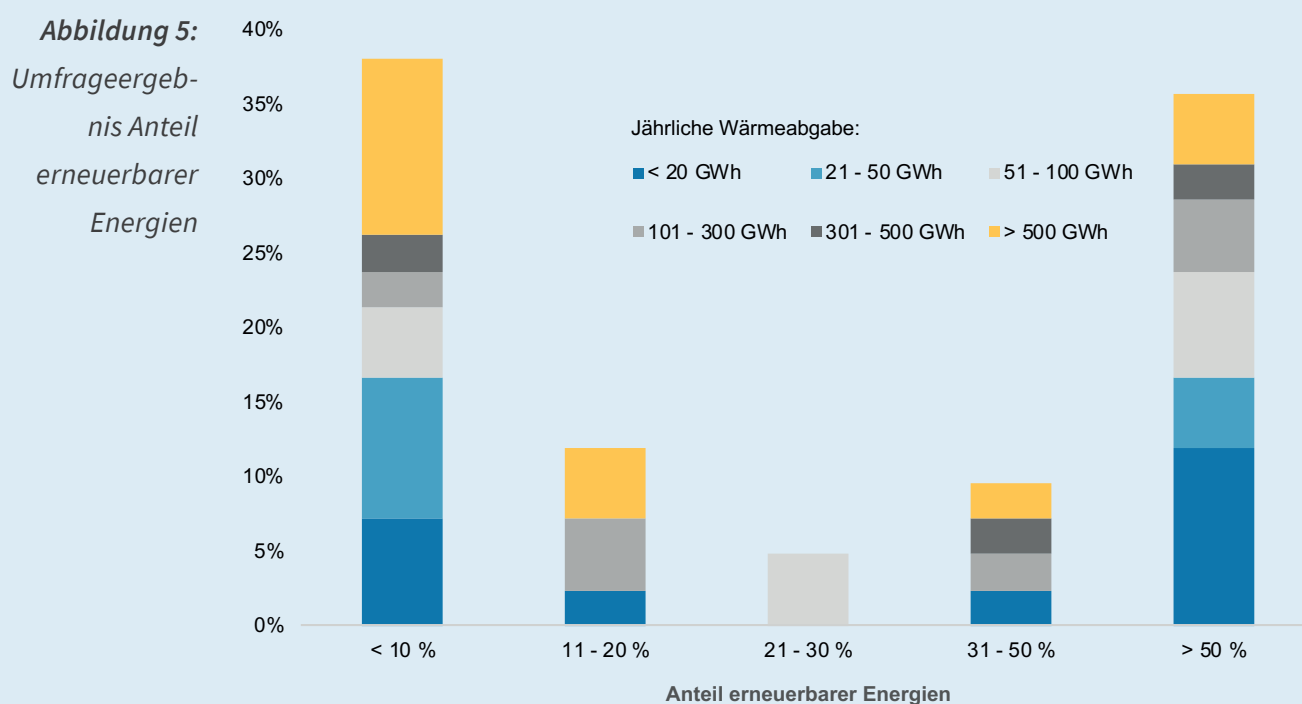


Abbildung 4: Umfrageergebnis Hauptenergieträger

Wärmenetze mit einem Jahresabsatz größer 500 GWh basieren teils auch auf der energetischen Weiterverwertung anderer Stoffe oder Prozesse (Müllverbrennung sowie industrielle Abwärme) und spiegeln somit die fundamentale Idee des Einsatzes von Wärmenetzen wider: verlustarme Verteilung von Wärme möglichst aus erneuerbaren Energien oder basierend auf Überschusswärme, die sonst ohne weitere thermische Nutzung an die Umgebung abgegeben werden müsste (in diesem Fall spricht man umgangssprachlich von „Sowieso-Wärme“) [4]. Des Weiteren zeigt sich, dass kleinere Netze häufig auf maßgeschneiderten Versorgungskonzepten unter Nutzung der Energieträger Biogas, Biomasse oder Geothermie basieren. Dies lässt sich mit individuell vorherrschenden Bedingungen an den jeweiligen Netzstandorten erläutern. So ist die geothermische Wärmeerzeugung im Süden Deutschlands durch ein hohes, erschließbares Potenzial deutlich weiterverbreitet als bspw. im Ruhrgebiet. Ebenfalls lassen sich durch Biomasse- bzw. Biogas befeuerte Netze eher in ländlichen Bereichen mit geringerer Siedlungsdichte und einem hohen Anteil an landwirtschaftlich genutzten Flächen finden. Gleiches gilt für die Wärmenetze jener Teilnehmer, die sich der Kategorie „Sonstiges“ zuordneten. Hauptsächlich gaben die entsprechenden Teilnehmer an dieser Stelle den Fremdbezug von industrieller Abwärme an. Ein Spezialfall betraf die thermische Verwertung eines industriellen Abfallproduktes aus der Erdölraffinerie. In einem anderen Einzelfall beruht die Wärmenetzversorgung auf der Nutzung von Grundwasser in großem Stil.

Neben dem Hauptenergieträger wurden die Umfrageteilnehmer nach dem Anteil gefragt, den erneuerbare Energien an der Wärmeversorgung leisten. Hierbei stellte sich heraus, dass die Wärmenetze entweder einen sehr geringen Anteil (geringer als 10 %) oder einen sehr hohen Anteil (mehr als 50 %) erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung aufweisen. Wie in **Abbildung 5** ersichtlich, ist die Netzgröße bzw. der Wärmeabsatz in diesem Zusammenhang irrelevant. Das lässt sich einerseits damit erklären, dass historisch bedingt zentrale Netzstrukturen entwickelt wurden, die nun iterativ transformiert werden. Mit der verstärkten Integration erneuerbarer Energien sind viele Herausforderungen verbunden, so dass (sehr) große Netze sich diesem Transformationsprozess noch unterziehen müssen. Andererseits beruhen vergleichsweise kleine Netze auf einer geringeren Anzahl an Energiequellen. Aus den Angaben in der Umfrage zeigt sich, dass ein Teil dieser Netze bspw. ausschließlich mit fossilem oder erneuerbarem Gas befeuert wird. Dementsprechend ergibt sich die dargestellte Verteilung.



Etwas mehr als 10 % der Umfrageteilnehmer gaben an, (noch) gar keine erneuerbaren Energien im Energiemix ausweisen zu können. Unabhängig von der Größe des Wärmenetzes gab die Mehrheit an (> 50 %), mindestens eine erneuerbare Technologie einzusetzen. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix erhöhte sich auch die Zahl der eingesetzten Technologien.

Mit Blick auf die Flexibilität im Betrieb wurde abgefragt, ob zentrale Wärmespeicher eingesetzt werden. Erwartungsgemäß bejahten mehr als zwei Drittel diese Frage.

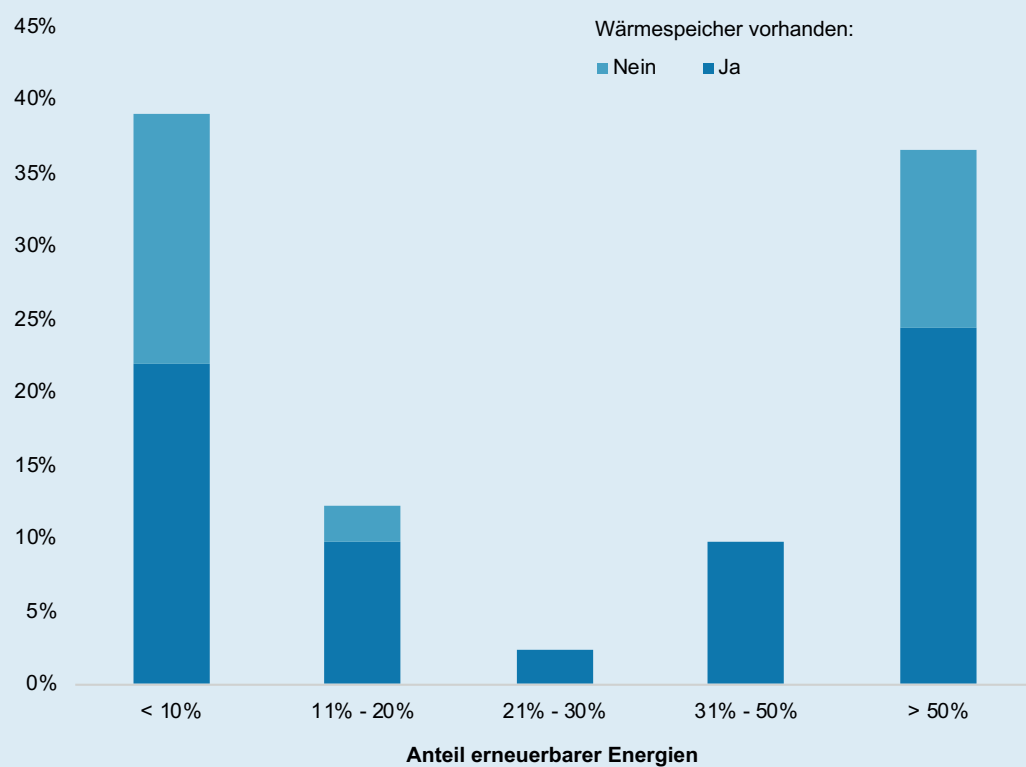


Abbildung 6: Umfrageergebnis Wärmespeicher

Die in **Abbildung 6** dargestellten negativen Antworten in Abhängigkeit des eingespeisten erneuerbaren Anteils können auf Fremdbezüge und noch nicht durchgeführte Transformationsprozesse zurückgeführt werden. Letztgenannter Fall tritt analog zur allgemeinen Verteilung in Abhängigkeit der Netzgröße (vgl. **Abbildung 5**) deshalb auf, da in solchen Netzen vorrangig steuerbare Erzeugungsanlagen mit fossiler Feuerung eingesetzt werden.

Anhand dieser initialen Charakterisierung bleibt festzuhalten, dass die befragten Teilnehmer ein aussagekräftiges Bild der Wärmenetzbranche widerspiegeln. Wie der aktuelle Stand in diesem Kontext aussieht, wird im nächsten Kapitel erörtert.

Zusammenfassend sind die wesentlichen Aussagen dieses Kapitels im Folgenden festgehalten.

Der Großteil der Umfrageteilnehmer ist Betreiber eines großen Wärmenetzes.

Die beteiligten Unternehmen greifen auf Erdgas als Hauptenergieträger zurück.

Nur knapp 10 % der teilnehmenden Unternehmen weisen in ihrem Energiemix keine erneuerbaren Energien aus (bezogen auf die Wärmeversorgung).

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix steigt ebenfalls die Anzahl der eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien.

Anteile von mehr als 50 % erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung sind auch ohne zentralen Wärmespeicher erreichbar.

3. STATUS QUO DER DIGITALISIERUNG IN WÄRMENETZEN

Wie digital sind Wärmenetze heute schon? Eine Antwort auf diese Frage wird der folgende Hauptteil der Kurzstudie liefern. Die Aussagen und Analysen der nächsten Abschnitte basieren auf den Antworten der Umfrageteilnehmer zum Thema Digitalisierung.

3.1 Wie digital sind die heutigen Wärmenetze?

Zunächst wurde abgefragt, wieviel die Unternehmen der Teilnehmer prozentual gemessen am Umsatz in Digitalisierungsmaßnahmen investieren. Außerdem konnte mittels eines einstellbaren Reglers geschätzt werden, ob die Kenntnis über den operativen Wärmenetzstatus „detailliert“ oder „nicht ausreichend“ ist. **Abbildung 7** fasst diese Ergebnisse als Boxplot zusammen. Je höher der aufgetragene Wert auf der y-Achse, desto detaillierter ist die Kenntnis über den Netzzustand.

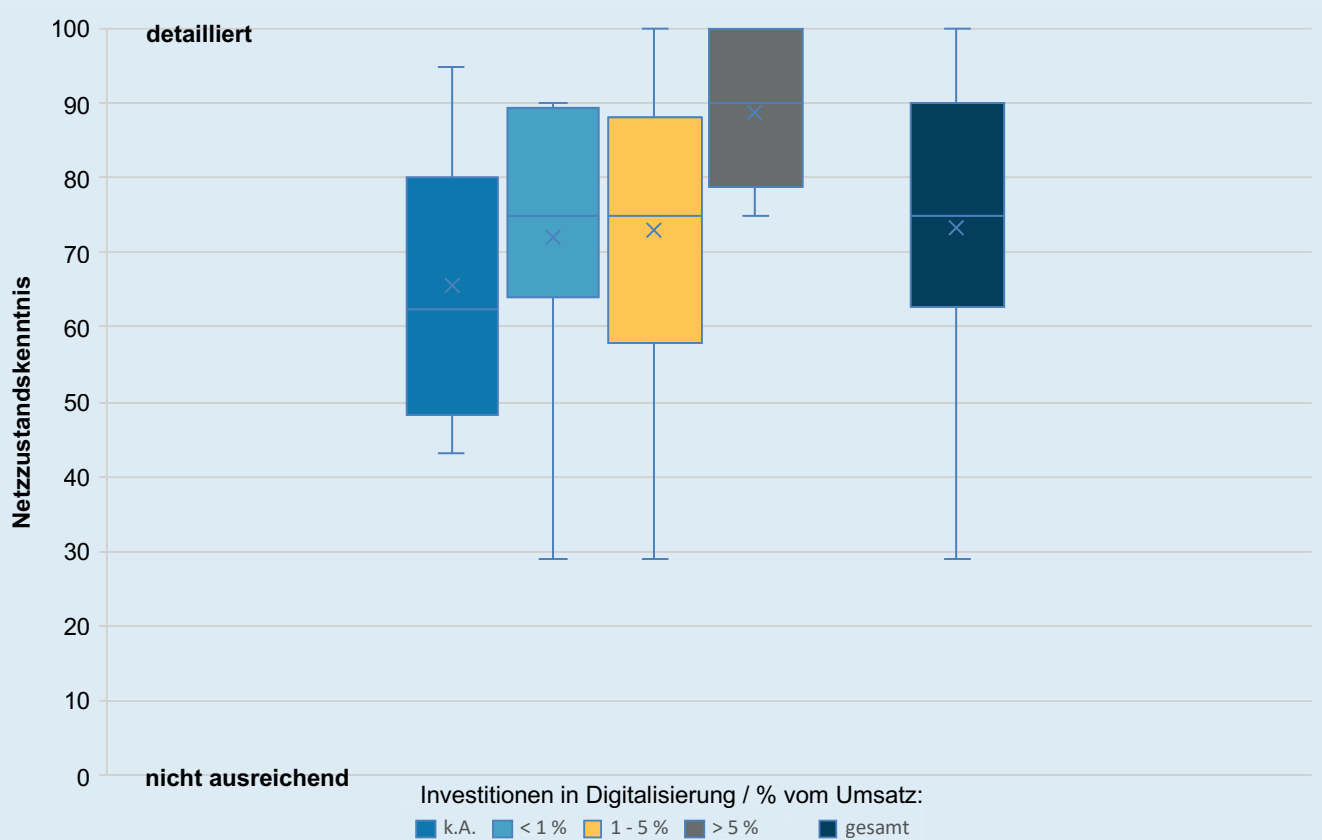


Abbildung 7: Umfrageergebnis Einschätzung Kenntnisstand

Aus dem Diagramm lassen sich verschiedene Schlussfolgerungen ableiten. Anhand der errechneten Mittelwerte je Kategorie (in der Abbildung mit Kreuzen gekennzeichnet) ist ersichtlich, dass mit höherer Investitionsbereitschaft die Kenntnis über den Wärmenetzstatus steigt. Besonders deutlich ist dies an der Kategorie „> 5 %“ zu erkennen, wo der Mittelwert bei fast 90 liegt. Über alle Befragten gewichtet liegt der Wert bei etwa 73.

Grundsätzlich hängt die Investitionsbereitschaft der Unternehmen positiv mit der Selbsteinschätzung der Kenntnisse über den Netzzustand zusammen.

Anhand des Diagramms ist jedoch auch deutlich zu erkennen, dass es starke Schwankungen gibt – unabhängig von der Kategorie. Die dargestellten Bereiche repräsentieren die Bandbreite der eingeschätzten Netzzustandskenntnis. Je höher die Investitionsbereitschaft in Digitalisierungsmaßnahmen, desto geringer wird dieser Bereich. Diese starken Abweichungen, die im Mittel über alle Teilnehmer fast 30 Punkte Differenz aufweisen, sind erwartungsgemäß, weil jedes Wärmenetz individuell betrachtet werden muss. Als grundsätzliche Annahme lässt sich konstatieren, dass die Unternehmen, die höhere Anteile des Umsatzes in Digitalisierungsmaßnahmen investieren, bereits digitaler sind als Unternehmen, die prozentual wenig finanzielle Mittel in eben solche Maßnahmen stecken. Dementsprechend lässt sich feststellen, dass Digitalisierungsmaßnahmen die Kenntnis über den Netzzustand erheblich verbessern können. Dass in dieser Hinsicht noch Handlungsbedarf besteht, kann an den fast in allen Kategorien ausschließlich negativ abweichenden Einzelfällen identifiziert werden – die „Ausreißer“ sind im Diagramm mit Linien gekennzeichnet. Zu wissen, dass ein besserer Überblick über das Wärmenetz geschaffen werden muss, ist eine erste Erkenntnis bzw. die Motivation zum Anstoß von Optimierungsprozessen. Allerdings stellt sich daran anschließend die Frage, an welcher Stellschraube Verbesserungspotenziale gehoben werden können. Die Umfrageteilnehmer konnten deshalb zwischen einigen gängigen Optimierungspotenzialen auswählen bzw. auch eigene Punkte unter „Sonstiges“ ergänzen. **Abbildung 8** zeigt das Umfrageergebnis.

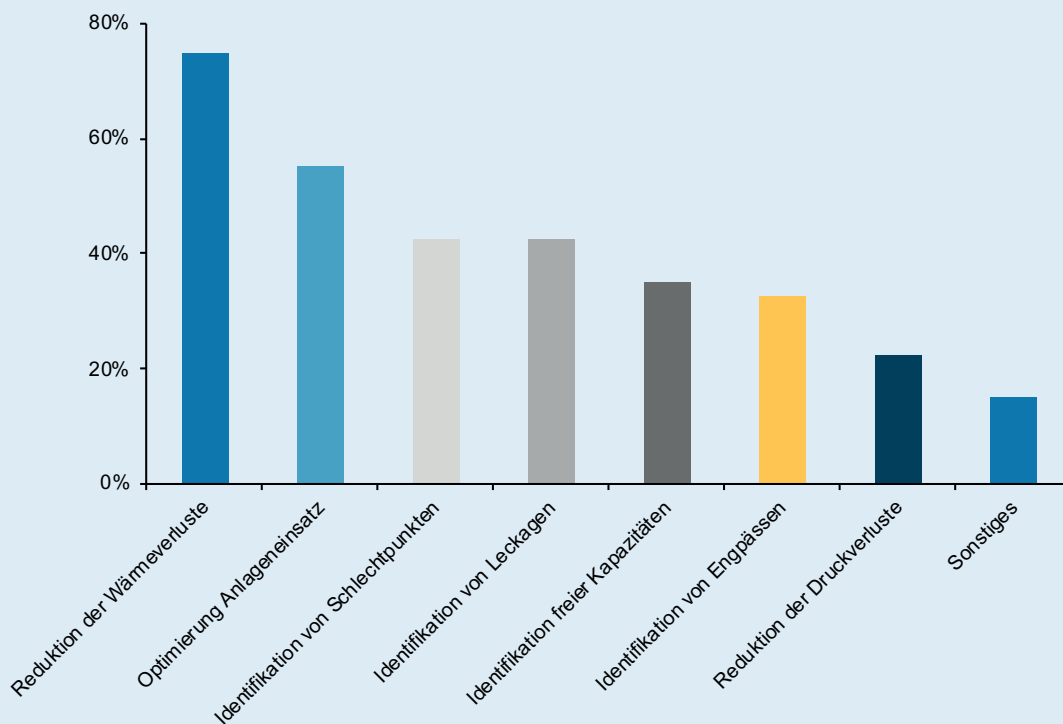


Abbildung 8: Umfrageergebnis Verbesserungspotenziale im Netzbetrieb

Drei Viertel aller Teilnehmer gab an, dass Wärmeverluste das größte Problem im Netzbetrieb darstellen. Über die Hälfte sieht zudem noch Verbesserungsmöglichkeiten im operativen Anlageneinsatz. Auch die Identifikation hydraulischer Schlechtpunkte sowie von Leckagen kreuzten noch mehr als 40 % an. Die Identifikation freier Netzkapazitäten bzw. kritischer Engpässe betraf hingegen nur noch knapp mehr als 30 % der Umfrageteilnehmer, was sich damit begründen lässt, dass diese Aspekte vorrangig bei geplanten Netzverdichtungen bzw. -erweiterungen relevant werden und sich nicht alle Unternehmen damit beschäftigen. In diesem Zusammenhang sind vor allem Betreiber kleinerer Nahwärmenetze herauszuheben. Die Kategorien „Reduktion der Druckverluste“ und „Sonstiges“ erhielten den geringsten Zuspruch, jedoch wurden gerade hier noch einige relevante Punkte mehrmals genannt, auf die an dieser Stelle kurz eingegangen wird:

- Instandhaltungs- und Wartungsprozesse in digitaler Form integrieren,
- Rücklauftemperaturen zur Verbesserung der Netz- und Anlageneffizienz reduzieren,
- Mess- und Stellwerte von Übergabestationen digital erfassen und (weiter-) verarbeiten,
- Einführung eines Geoinformationssystems (GIS) zur übersichtlichen Netzabbildung und -berechnung und
- Optimierung der Wärmenetzhydraulik durch bessere Pumpenregelung sowie Druckhaltung.

Anhand der individuellen Angaben zu Verbesserungsoptionen ist erkennbar, dass viele der Potenziale durch den Einsatz digitaler Tools im Zusammenspiel mit der verstärkten Nutzung von intelligenten Messstellen gehoben werden können. Dies spiegelt sich auch in **Abbildung 9** wider, in der die Anzahl angegebener Verbesserungspotenziale über die selbst eingeschätzte Netzzustandskenntnis in Form von Boxplots aufgetragen ist.

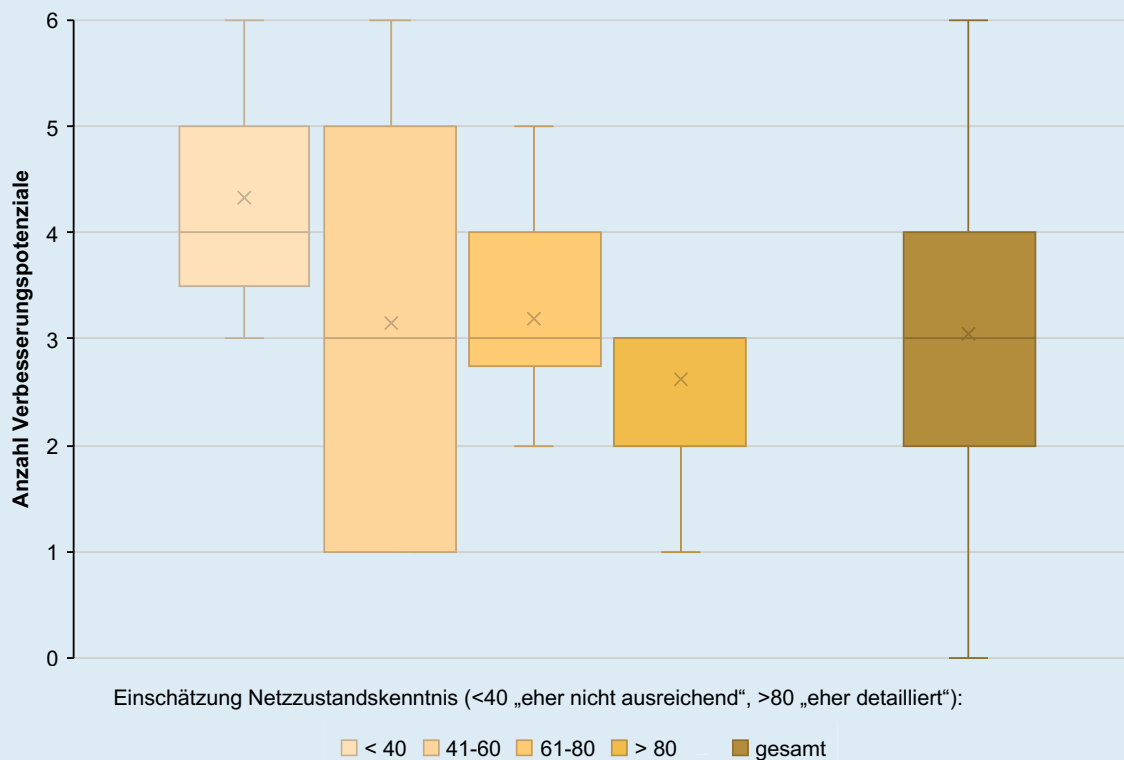


Abbildung 9: Umfrageergebnis Verbesserungspotenziale in Abhängigkeit der angegebenen Netzzustandskenntnis

Es ist zu beobachten, dass mit sinkender Netzzustandskenntnis mehr Verbesserungsmöglichkeiten angegeben wurden. In diesem Kontext sticht hervor, dass Teilnehmer, die einen hohen Kenntnisstand über ihr Netz angeben, dennoch häufig mindestens zwei Optimierungsmaßnahmen identifizieren. Es lässt sich somit deutlich erkennen, dass eine klare Korrelation zwischen der Netzzustandskenntnis und der noch zu hebenden Optimierungspotenziale besteht. Ein höherer Digitalisierungsgrad kann demnach Abhilfe schaffen. Die Abbildung des eigenen Netzes in digitaler Form ist als Anwendung eines Digital Twin bekannt. Die Befragung der Fernwärmeversorger zeigt, dass knapp 80 % ihr Wärmenetz in digitaler Form nachbilden. Allerdings nutzt nur ein Viertel von ihnen regelmäßig die Möglichkeit von Netzbetriebsimulationen (täglich oder monatlich), um ein besseres Verständnis bzgl. des Netzzustandes insbesondere in verschiedenen Lastpunkten zu erlangen.

Die Mehrheit aller Teilnehmer nutzt die vielfältigen Möglichkeiten, die eine Netzsimulation bietet, nur gelegentlich.

Außerdem zeigt die Umfrage, dass eine nicht zu unterschätzende Zahl an Unternehmen gar keine Wärmenetzsimulation durchführt - obwohl ein Digital Twin vom Wärmenetz existiert. **Abbildung 10** fasst diese Resultate zusammen. Zum besseren Verständnis der Abbildung sei darauf hingewiesen, dass die Durchführung von Netzsimulationen auch ohne eigene, digitale Abbildung des Wärmenetzes durch die Nutzung entsprechender Dienstleister möglich ist.

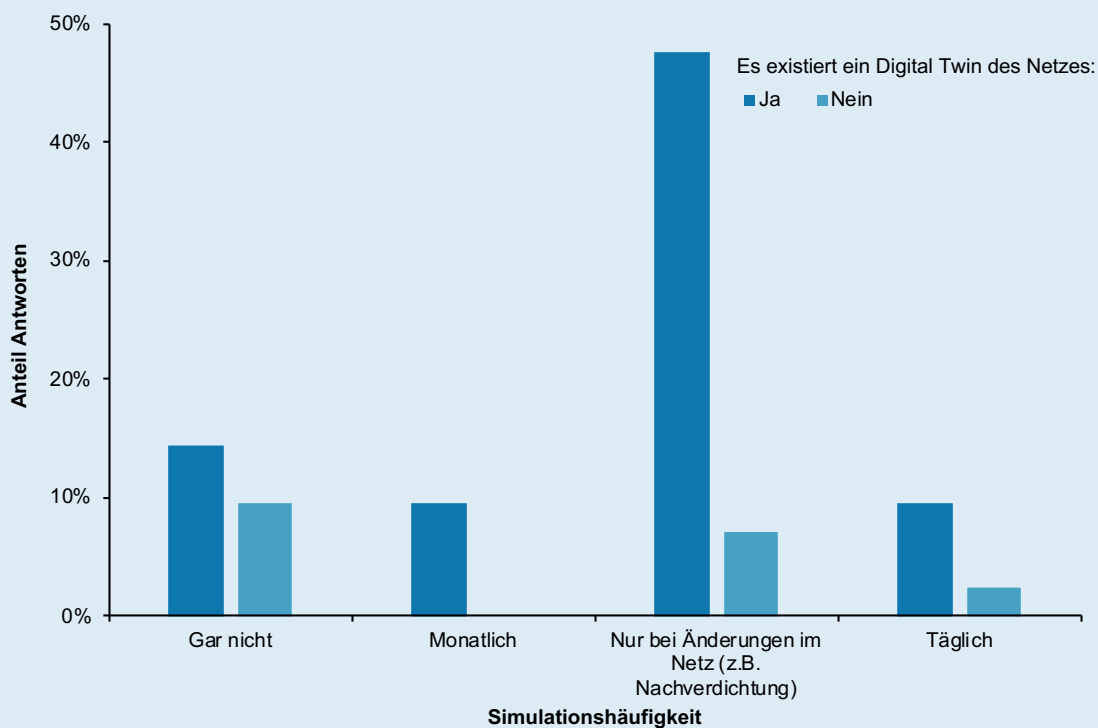


Abbildung 10: Umfrageergebnis digitale Netzabbildung und Simulationshäufigkeit

Selbstverständlich ist die Nutzung des Digital Twin und die Häufigkeit der durchgeführten Netzsimulationen eine unternehmensindividuelle Entscheidung, deren Gründe stets im Einzelfall zu betrachten sind. Es soll jedoch angemerkt sein, dass zur dauerhaften Hebung der o.g. Optimierungsmöglichkeiten eine regelmäßige Wärmenetzsimulation eine sehr große Hilfe darstellt. Auch bei konstanter Temperaturfahrweise ergeben

sich unvermeidbare saisonale Schwankungen in der Netzlast, deren Auswirkungen bspw. auf die Netzeffizienz anhand von Betriebssimulationen abgebildet werden können.

Neben Simulationen zum generellen Verständnis des Wärmenetzbetriebs kommt dem Monitoring anhand von Messstellen eine große Bedeutung zu. Gemessene Daten können einen umfassenden Überblick über die aktuelle Situation im Netz geben. Unerwünschte Betriebszustände können bei entsprechender Auswertung in sehr kurzer Zeit identifiziert und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Gepaart mit der Wärmenetzsimulation bieten Messdaten eine fundierte Entscheidungsgrundlage für mögliche Überlegungen sowie zukünftige (Weiter-) Entwicklungen im gesamten Geschäftsbereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eines Energieversorgungsunternehmens. **Abbildung 11** veranschaulicht die Ergebnisse auf die Frage nach der Existenz von Messstellen zur Zustandsbewertung von Anlagen- und Netzkomponenten.

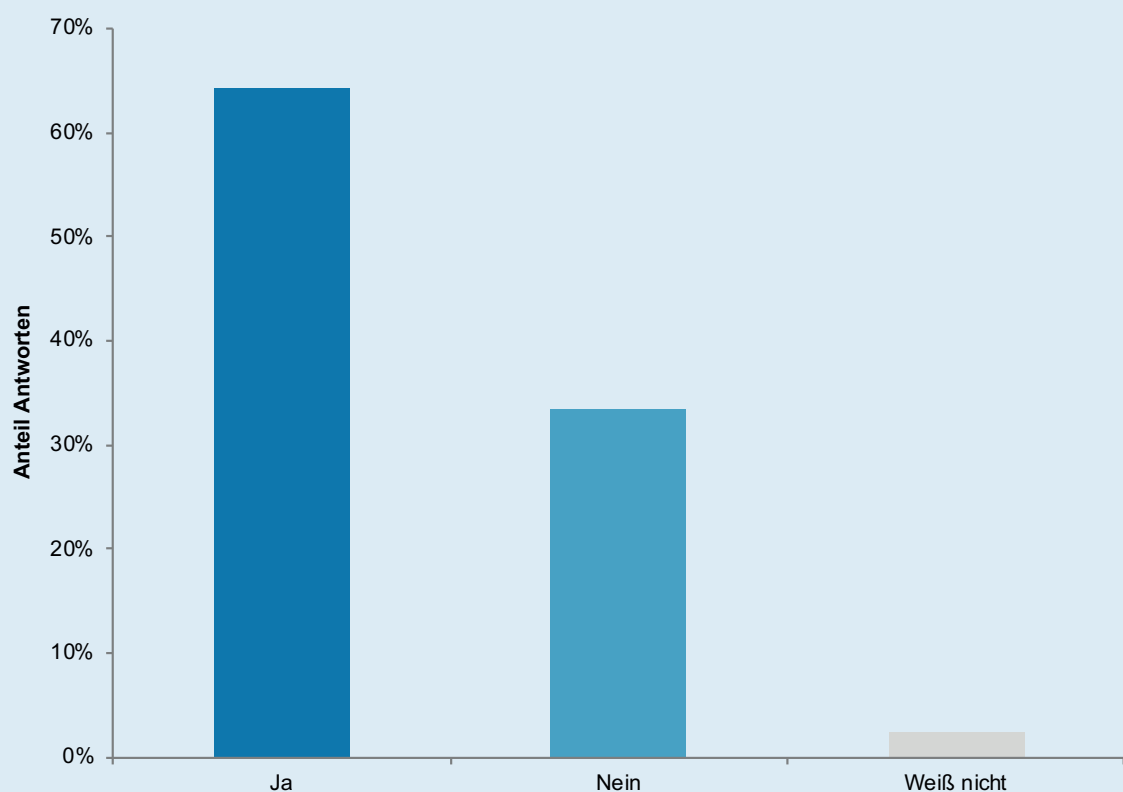


Abbildung 11: Umfrageergebnis Messpunkte zur Zustandsbewertung von Anlagen- und Netzkomponenten

Weiterhin konnten die Umfrageteilnehmer angeben, wie viele Messstellen sie betreiben und wie oft diese ausgewertet werden. Nahezu alle Befragten nannten in diesem Zusammenhang die an den Verbrauchsstellen standardmäßig eingebauten Wärmemengenzähler. Je nach Netzgröße gaben die Teilnehmer in diesem Zusammenhang mehrere hundert bzw. tausend Zählerstellen an. Je nach Kundensegment werden die Wärmemengen zu unterschiedlichen Zeiten ausgelesen: bei gängigen Haushaltskunden erfolgt dieser Prozess jährlich, während Industrie- oder Sonderkunden mindestens monatlich abgelesen, abgerechnet und ausgewertet werden. Häufig gaben die Umfrageteilnehmer an, zur Überwachung und Optimierung der Energieeffizienz ihre größten Verbrauchsstellen anhand der Wärmemenge sowie der erforderlichen Temperatur regelmäßig zu bewerten. Insbesondere Industriekunden stellen oft restriktive Temperaturanforderungen für den Wärmenetzbetrieb, was die Wichtigkeit von Messstellen inklusive zugehöriger digitaler Datenverarbeitungstools unterstreicht.

Neben den in den Hausübergabestationen installierten Wärmemengenzählern nannten die Umfrageteilnehmer entsprechende Messeinrichtungen auf der Gegenseite, also an den Energieerzeugungsanlagen. Hier werden neben den an das Wärmenetz abgegebenen Wärmemengen auch das Temperaturniveau sowie die erforderliche Druckerhöhung vor den Erzeugungsanlagen überwacht. Je nach Art der Erzeugung werden auch spezifische Parameter gemonitort und dokumentiert, bspw. der Motorölverbrauch oder die Gaszusammensetzung bzw. -qualität.

Hinsichtlich der Erfassung von Messdaten im Netzbetrieb gaben die Umfrageteilnehmer zum Großteil an, dass Netzschlechtepunkte kontinuierlich erfasst und ausgewertet werden. Hintergrund hierfür ist die Regelung der Netzumwälzpumpen. Außerdem wurden Überwachungsmessungen hinsichtlich der Wasserverluste bzw. zur Nachspeisung von Frischwasser genannt.

Insgesamt gaben ca. ein Drittel der Befragten an, Messstellen im Wärmenetz zu betreiben, die über die o.g. üblichen Messstellen (Hausübergabestationen, Erzeugungsanlagen, Netzschlechtepunkte) hinausgehen. Generell ist die Zahl an Messstellen in den Netzen deutlich geringer, nämlich im Bereich um 10-20 Stück je nach Netzgröße. Mit Hilfe der Messungen werden nach Angaben der Umfrageteilnehmer in vielen Fällen Systeme überwacht, die auf Kunststoffmantelrohren (KMR) basieren. Des Weiteren werden Systeme zur Leckageüberwachung oder zur Prüfung von Schächten eingesetzt. Nur sehr wenige Teilnehmer gaben an, mobile Messstationen zu nutzen, bspw. um an vermuteten Netzschlechtepunkten Drucküberwachungen durchzuführen, was vor allem bei einem (zunehmend) räumlich verteilten Erzeugungsanlagenbetrieb von besonderer Bedeutung sein kann. Im Tenor gaben die Teilnehmer an, Messstellen im Wärmenetz zum Monitoring von Temperaturen, Drücken oder Wärmeleistungen lediglich bei Bedarf auszuwerten, d.h. (teils sehr) unregelmäßig. Die Mehrheit der Befragten (ca. zwei Drittel), die angab, keine solcher zusätzlichen Messstellen im Wärmenetz zu betreiben, wurde zudem gefragt, ob die Einrichtung solcher Messstellen geplant sei.

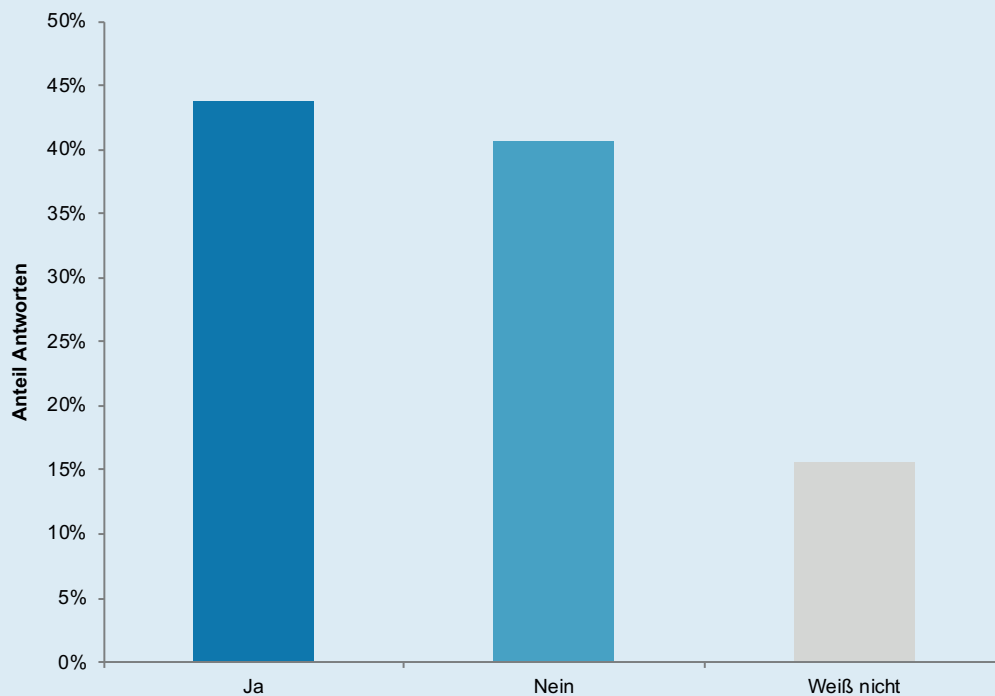


Abbildung 12: Umfrageergebnis geplante Investitionen in Sondermessstellen

Nur eine geringe Mehrheit der Umfrageteilnehmer hat diese Frage bejaht, wobei knapp 15 % keine Auskunft geben konnten (vgl. **Abbildung 12**). Dass eine geringe Mehrheit diese Frage mit „Ja“ beantwortete, zeigt, dass es offenbar schon diverse Überlegungen an verschiedenen Stellen in Energieversorgungsunternehmen bzw. bei Wärmenetzbetreibern gibt, die Messung und die Auswertung von Netzparametern künftig verstärkt anzugehen. Andererseits zeigt dieses Ergebnis auch, dass etwa 40 % (noch) keine Notwendigkeit bzw. keine Vorteile im Betrieb von Sondermessstellen sehen. Diverse Projekte zeigen jedoch heute bereits auf, dass das Erfassen sowie Verarbeiten von Daten zusätzlicher Messstellen im Wärmenetz z.B. für eine langfristige Netztemperaturabsenkung und damit eine Reduktion der Wärmeverluste essenziell sind. [5]

Nur eine knappe Mehrheit der Befragten plant derzeit den Ausbau von Messpunkten über die standardmäßig verbauten Wärmemengenzähler hinaus.

Bei knapp der Hälfte der Unternehmen erfolgt die Datenauswertung über das Office-Tool Excel. Den Blick auf die Digitalisierung der Energiewende gerichtet lässt sich hier ein Bottleneck identifizieren. Der Betrieb von Messstellen führt zu einer breiten Datenbasis, die insbesondere durch die hohe Frequenz der Messung und einer potenziell steigenden Anzahl an Messstellen im Netz mit gängigen Datenverarbeitungsprogrammen nicht mehr händelbar ist. Der Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen (im Folgenden LET) bearbeitet zusammen mit zwei Versorgern aus Nordrhein-Westfalen ein Projekt, bei dem unter anderem die Umsetzung von Messstellen im Netz sowie deren Auswertung einen inhaltlichen Schwerpunkt darstellen. Durch die Aufnahme von Messdaten in 15-Minuten-Intervallen ergeben sich bereits bei einem Realisierungsgrad der geplanten Messstellen von 66 % über einen Zeitraum von einem Jahr, der für die Auswertung relevant ist, knapp 2,3 Mio. Datenpunkte. Dies spitzt sich noch weiter zu, wenn die Messfrequenz bspw. bei der Installation von erneuerbaren Wärmeerzeugern erhöht wird. So werden in einem weiteren Projekt, welches die Lagom.Energy zusammen mit dem LET und einem Anlagenbetreiber bearbeitet, Messdaten in 5-Sekunden-Intervallen aufgenommen. Es ergeben sich für einen Messwert insgesamt 6,3 Mio. Datenpunkte pro Jahr. Da in der Regel mehr als nur ein Messwert erfasst wird, steigt die Anzahl der Datensätze pro Jahr schnell auf mehr als 100 Mio. an. Die Umstellung auf leistungstärkeren, datenbankbasierten Auswertungsprogrammen führt in langfristiger Sicht demnach zu einer massiven Einsparung an Zeit, Personal und damit auch Kosten.

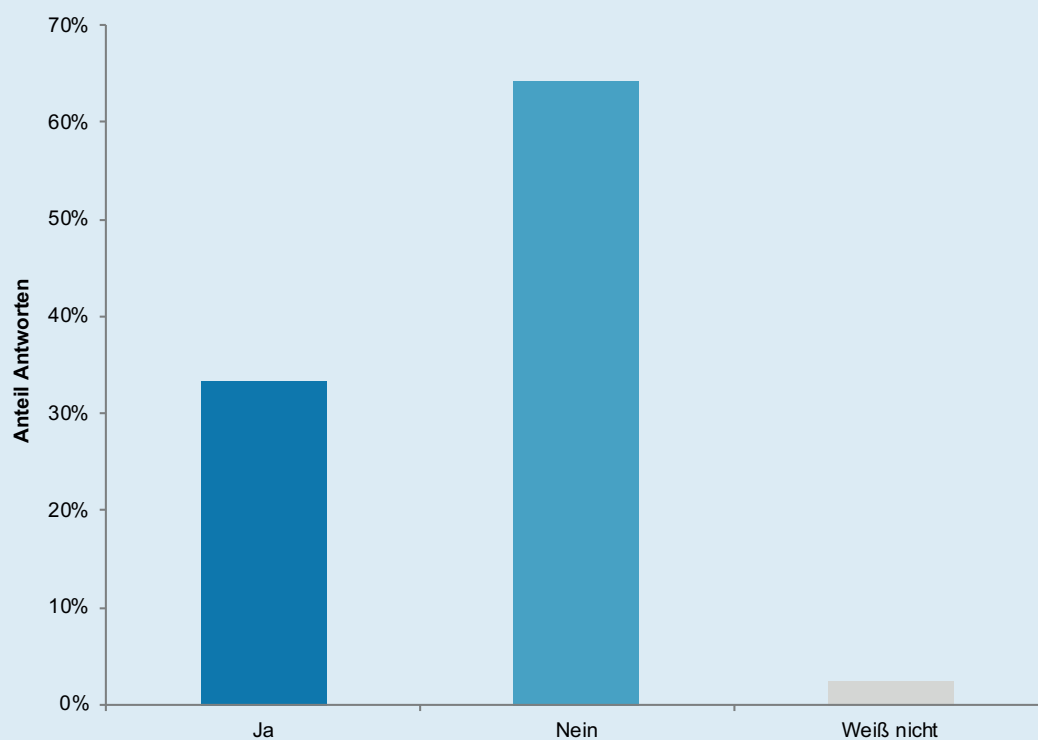


Abbildung 13: Umfrageergebnis LoRaWAN

Anwendungen nach dem Internet-of-Things-Paradigma (IoT) können in diesem Kontext einen Beitrag für einen effizienten Wärmenetzbetrieb sowie darüber hinaus zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems leisten, weil das Netz als Querschnittstechnologie in der Wertschöpfungskette von besonderem Nutzen für Energieversorger bzw. Netzbetreiber ist. Zur Erreichung eines effizienteren Geschäftsbetriebs ist die automatisierte Datenerfassung und -auswertung eine fundamentale Voraussetzung, um neuartige Methoden wie bspw. die vorausschauende Wartung (Predictive Maintenance) anzuwenden. Eine bekannte IoT-Anwendung ist das Long Range Wide Area Network (LoRaWAN), mit dem sich verschiedene Messstellen über weite Entfernungen auslesen lassen. Etwa ein Drittel der Umfrageteilnehmer gaben an, LoRaWAN zu nutzen (vgl. **Abbildung 13**).

Die Mehrheit der Befragten leitet zudem aus den bisher erfassten Messdaten strategische Prozesse im Bereich der Wärmenetzwartung bzw. -instandhaltung ab (vgl. **Abbildung 14**). Dies fällt der Vorgehensweise nach eigentlich unter Predictive Maintenance, mit Blick auf die o.g. Umfrageergebnisse lässt sich allerdings eine vorrangig manuelle Datenerfassung sowie -auswertung ableiten. Automatisierungsmöglichkeiten, mit denen die Daten erfasst und ausgewertet sowie anschließend automatisch (bei Bedarf) Handlungsmaßnahmen ab- und eingeleitet werden, stellen einen deutlichen Mehrwert für alle Netzbetreiber dar.

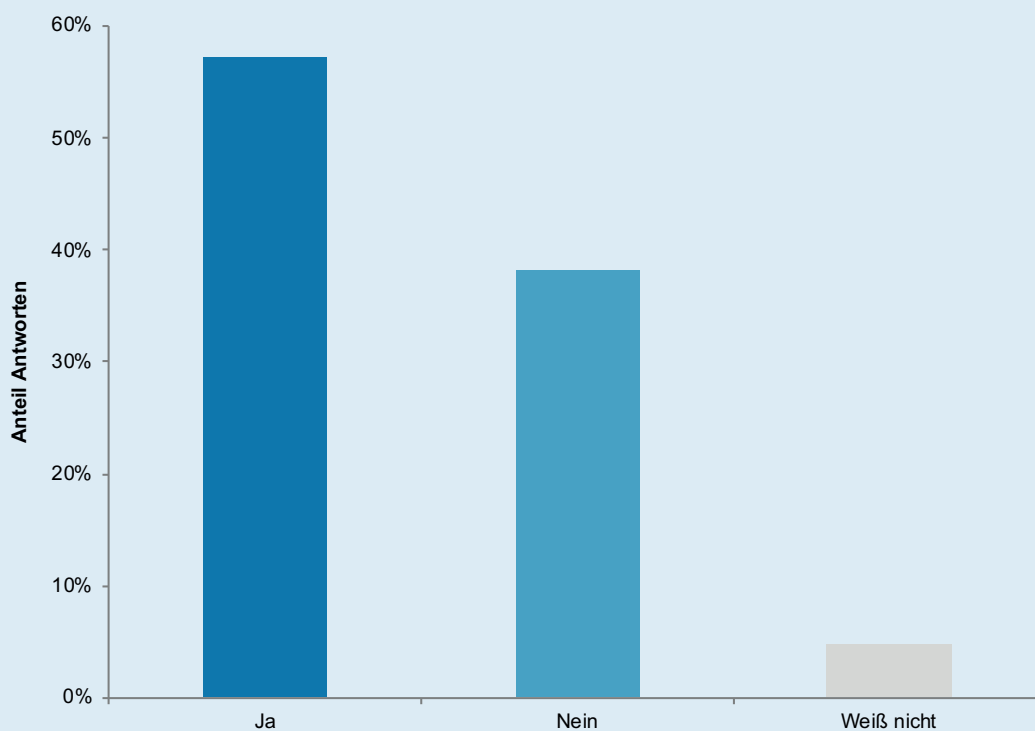


Abbildung 14: Umfrageergebnis Ableitung von Instandhaltungsstrategien

Eine Risikoklassifizierung (un-) kritischer Trassen- bzw. Rohrleitungsabschnitte auf der Grundlage von Alter, Typ und Rohrgeometrie lässt sich nicht rein datengetrieben durchführen. Verknüpft man dies aber mit individuellen Informationen über

- restriktive (Industrie-) Kunden mit besonderem Bedarf (Versorgungssicherheit, Temperatur, usw.),
- Schadenshistorie oder Schadensstatistik verschiedener Rohrtypen sowie
- Statistiken über die Wahrscheinlichkeit von Schäden für verschiedene Konfigurationen unterschiedlicher Rohrtypen und -hersteller,

dann kann eine umfassende Prozessstrategie erarbeitet werden, die das Portfolio bereichert und langfristig zu Kosteneinsparungen führt. In einer internationalen Erhebung gaben Mitarbeiter von Wärmenetzbetreibern – sowohl aus der Verwaltung (Reinvestitionsplanung) als auch aus der (technischen) Instandhaltungsplanung – an, dass die Erarbeitung einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie dazu beitragen kann, den zukünftigen Reinvestitionsbedarf besser vorauszusehen und die erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen besser zu planen [7].

Insgesamt bleibt in diesem Abschnitt festzuhalten, dass noch Aufholbedarf in Sachen Digitalisierung bei den Wärmenetzbetreibern besteht. Zwar können viele Versorger ihr Netzverhalten schon gut einschätzen, allerdings besteht ein allgemein großes Verbesserungspotenzial bzgl. der Nutzung von digitalen Tools, beginnend mit der Netzabbildung sowie Netzsimulation über die Installation von Messstellen inklusive zugehöriger Datenschnittstellen und Datenauswertungsmöglichkeiten bis hin zur Ableitung strategischer Prozesse in der operativen Wertschöpfungskette, bspw. hinsichtlich der Wartung bzw. Instandhaltung eines Wärmenetzes. Trotz einer guten Kenntnis über den Netzzustand erkannten fast alle Umfrageteilnehmer, dass noch Verbesserungsmöglichkeiten im Netzbetrieb bestehen. Digitale Instrumente stellen in diesem Kontext eine Hilfe dar, um die noch unerschlossenen Potenziale zu heben.

3.2 Technische Wärmebedarfs- bzw. Netz- und Verbrauchsanalyse

Bezugnehmend auf die technische Lösung von Problemen, die mittels digitaler Technologien (automatisch) identifiziert wurden, und die Optimierung durch Datenmanagement im Wärmenetzbetrieb wurden die Umfrageteilnehmer gefragt,

- wie lange sie benötigen, um eine Netzstörung oder Leckage zu erkennen,
- wie die Wärmeverluste erfasst bzw. berechnet werden und
- ob erfasste Messdaten unternehmensintern (weiter-) verarbeitet werden.

Die Antworten stellen heraus, dass die benötigte Zeit zur Identifizierung und Behebung einer Netzstörung bzw. Leckage sehr unterschiedlich ist. Setzt man den Digitalisierungsgrad der Unternehmen hierzu ins Verhältnis, dann ergibt sich ein eindeutig positiver Zusammenhang. So gab der Großteil an Netzbetreibern mit hohem Digitalisierungsgrad an, dass die Problembehandlung etwa binnen einer Woche stattfindet – je nach Umfang und Priorität der Störung. Rohrleitungen, die mit einer elektronischen Leckageüberwachung ausgestattet sind, können teils sofort (d.h. noch am selben Tag) repariert werden, spätestens aber nach ca. drei Tagen. Die Bandbreite an Digitalisierungsmöglichkeiten in diesem Bereich zeigt sich dadurch, dass einige Teilnehmer angeben, Thermografieaufnahmen durch den Einsatz von Drohnen zu machen und mit spezieller Software auszuwerten. Auch Anlagenstörungen und Pumpenfehler werden teilweise schon online gemeldet und damit unabhängig von einer zentralen Leitwarte identifiziert. Anders sieht es hingegen bei den Hausübergabestationen aus, die nicht regelmäßig überprüft werden. Infolgedessen zieht sich die Problembehandlung laut einer Vielzahl der Umfrageteilnehmer über mehrere Wochen bis hin zu Monaten oder Jahren. Falsche Einstellungen in den Hausübergabestationen treten sehr häufig auf und sind ein schlichter aber schwerwiegender Grund für eine schlechtere Performance der Wärmenetze, was sich bspw. anhand hoher Rücklauftemperaturen bemerkbar macht.

Je digitaler ein Wärmenetz, desto kürzer sind die benötigten Wartungszeiten und dementsprechend zufriedener sind die Kunden.

In weniger modernisierten Netzen dauert die Problembehandlung in der Regel länger. Abhängig vom Leitungssystem, der Stärke einer Undichtigkeit und der topologischen Lage (Wichtigkeit) entscheiden die Wärmenetzbetreiber, eine Störung ad hoc oder erst nach Identifizierung der genauen Lage binnen eines Jahres zu beheben. Wenige Umfrageteilnehmer gaben an, regelmäßige Messungen durchzuführen (bspw. ein- bis zweijährlich), um „Dauerbaustellen“ und Netzengpässe zu identifizieren bzw. zu evaluieren. Außerdem spielen noch weitere örtliche Netzinfrastrukturen (Gas, Wasser, Abwasser, Telekommunikation, usw.) eine einschränkende Rolle bei der Behebung einer Wärmenetzstörung – gleiches gilt für die oberirdischen Infrastrukturen (Straße, Fuß- oder Fahrradwege, etc.).

In punkto Wärmeverlustermittlung lassen sich die Antworten der Umfrageteilnehmer in die Gruppen

- keine separate Wärmeverlustermittlung,
- Wärmeverlustermittlung anhand Bilanzierung von gemessener (Fremd-) Einspeisung und abgerechneter Verkaufsmenge sowie
- heuristische Wärmeverlustermittlung

einteilen. Im letztgenannten Fall gaben die Befragten an, diverse Kennzahlen wie bspw. das Verhältnis von der eingesetzten Gasmenge zur gelieferten Wärmemenge (stichprobenartig) auf Plausibilität zu prüfen. Solche Ansätze eignen sich zweifelsohne für Wärmenetze mit zentraler Struktur und nur wenigen Energiequellen. Der Großteil der Umfrageteilnehmer findet sich jedoch in der zweitgenannten Gruppe wieder. Die Berechnung der Wärmeverluste beruht insofern auf messtechnischen Einrichtungen, sprich auf Wärmemengenzählern von Erzeugungsanlagen und Hausübergabestationen. Insofern errechnen die Wärmenetzbetreiber die Netzverluste anhand der Differenz von eingespeister Wärmemenge aller Erzeugungsstandorte zur abgerechneten Verkaufsmenge. Je nach Netzgröße und Topologie gaben einige der Befragten an, diese Differenz auch abzüglich des thermischen Eigenbedarfs an den Netz-Übergabestationen (bspw. Beheizung von Verwaltungsgebäuden am Erzeugungsstandort) zu berechnen. Weil die Hausübergabestationen bei einem Großteil der Kunden jährlich abgelesen und ausgewertet werden (siehe oben), ist davon auszugehen, dass auch die Bilanzierung jährlich durchgeführt wird.

Die Anwendung der Differenzmethode für die Ermittlung des relativen Wärmeverteilungsverlusts in einem Wärmenetz ist zwar üblich, allerdings sollten bei der Berechnung der relativen Verluste die Wärmeverteilungsverluste nicht nur durch Bilanzierung mit dem jährlichen Wärmeverkauf verglichen werden. Der jährliche Anteil des Wärmeverteilungsverlustes kann in Abhängigkeit von entweder der jährlichen Wärmeeinspeisung in das Netz oder der jährlichen Wärmemenge, die an Kunden abgegeben bzw. verkauft wird, berechnet werden. In beiden Fällen müssen mehrere Netzparameter berücksichtigt werden. Insgesamt hängt der so korrekt ermittelte jährliche relative Wärmeverlust von folgenden Parametern ab:

- Gesamtwärmedurchgangskoeffizient je nach Wärmedämmungswiderstand,
- durchschnittliche Rohrdurchmesser,

- Temperaturniveau (unter Berücksichtigung der Gradtagszahl für die Wärmeverteilung sowie die Erreichbarkeit bei Niedertemperaturwärmenetzen) und
- lineare Wärmedichte.

Der wichtigste Parameter ist die Wärmelinien-dichte, da zwischen verschiedenen Systemen und zwischen den verschiedenen Teilen der einzelnen Systeme große Unterschiede bestehen. Vor allem Gebiete mit geringer Besiedlungsdichte, bspw. Vorstädte mit Einfamilienhausbebauung, haben niedrige Wärmelinien-dichten, was zu hohen relativen Wärmeverlusten führt [8].

Ineffizienzen im Wärmenetzbetrieb lassen sich durch eine genaue Analyse der Wärmeverlustarten identifizieren. Detaillierte Betriebssimulationen stellen hierfür ein unverzichtbares Werkzeug dar.

Wärmeverluste treten zwangsläufig und für jedes Netz individuell auf. Eine korrekte Berechnung bspw. anhand einer digital korrekt abgebildeten Netztopologie mit Jahressimulation in hoher zeitlicher Auflösung liefert an dieser Stelle einen erheblichen Mehrwert, da somit die unvermeidbaren, theoretischen Wärmeverluste richtig abgeschätzt werden. Die sich anschließend ergebende Differenz zum durch Bilanzierung festgestellten Wert lässt sich mit einem ineffizienten Netzbetrieb und somit auf Störungen zurückführen. Mit den zukünftigen Anforderungen an Wärmenetze wird die korrekte Ermittlung der relativen Wärmeverluste komplexer, daher ist ein richtiges Verständnis der aktuellen Situation erforderlich, damit zukünftige Netzzustände nicht falsch eingeschätzt werden und in (teuren) Fehlentscheidungen münden.

Generell konnte festgestellt werden, dass anfallende Messdaten auch unternehmensintern weiterverarbeitet werden. Wie **Abbildung 15** zeigt, geben etwas mehr als drei Viertel der Umfrageteilnehmer an, Messdaten zu verwerten – wenn teilweise auch nicht regelmäßig oder automatisch (siehe oben). Ein zunehmend in den Fokus geratener Punkt in diesem Zusammenhang ist die kurzfristige Prognose der Wärmelast und Berücksichtigung von Wettervorhersagen. Einige Teilnehmer gaben an, in ihrer Anlageneinsatzplanung mittels künstlicher Intelligenz ermittelte Wärmelasten zu berücksichtigen. Auch kam bei der Umfrage heraus, dass die Einsatzplanung an sich inzwischen bei einem Großteil der Fälle softwaregestützt erfolgt – insbesondere bei Wärmenetzen, die mit vielen Anlagen bzw. Energieträgern gespeist werden.

Weil Wärmenetze in Deutschland hauptsächlich mit erdgasbefeuerten KWK-Anlagen betrieben werden, ist die Hauptmotivation ein gutes wirtschaftliches Ergebnis am (kurzfristigen) Strommarkt zu erzielen. Aber auch in diesem, in Sachen Digitalisierung schon fortgeschrittenen Bereich, zeigen sich neue Ansätze und

Methoden. So kritisierten einige Teilnehmer, in ihrer Software nur eine begrenzte Anzahl an Erzeugungsanlagen operativ abbilden zu können. Auch wurde angemerkt, dass zur Ermittlung der Wärmeeinspeisung durch fluktuierende erneuerbare Einspeisequellen nicht immer eine entsprechende Datenschnittstelle für kommerziell bezogene Dienste vorhanden ist.

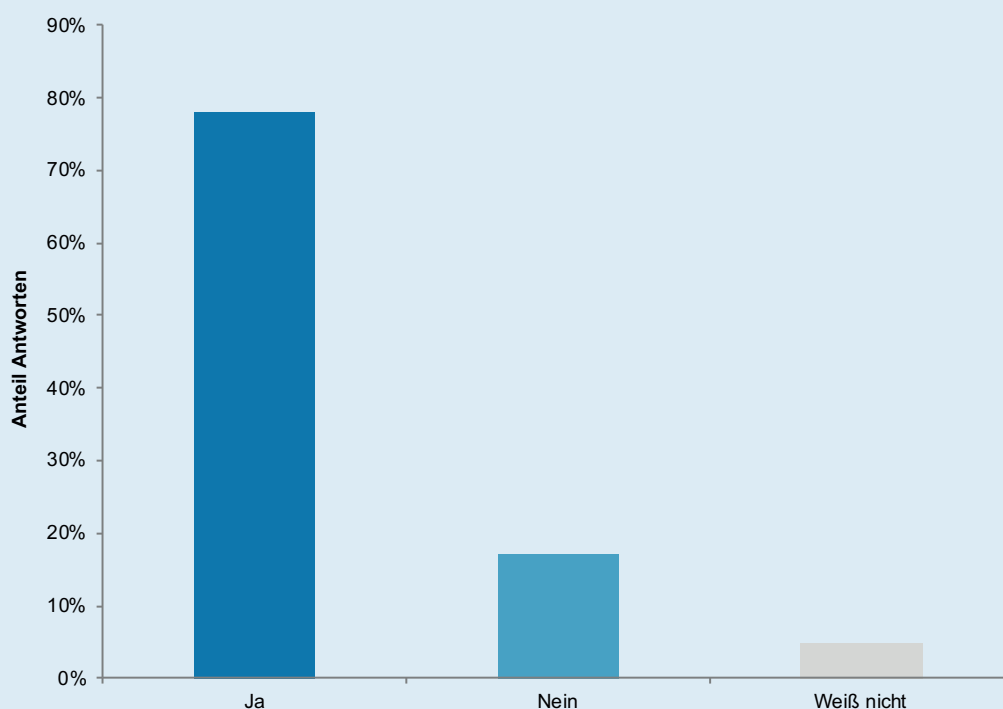


Abbildung 15: Umfrageergebnis unternehmensinterne Weiterverarbeitung erfasster Messdaten

Zusammenfassend bleibt aus technischer Sicht festzuhalten, dass Störungen im Netzbetrieb nur teilweise schnell erkannt werden. Ebenso ergeben sich noch erhebliche Potenziale bei der Identifizierung vermeidbarer Wärmeverluste insbesondere vor dem Hintergrund der angewendeten Methoden. Zudem ist die unternehmensweite Nutzung von Messdaten in verschiedenen Abteilungen bereits gängige Praxis. Insbesondere in den beiden erstgenannten Bereichen zeigen sich große Potenziale, die bspw. durch eine digitale Netzabbildung und (korrekte) Wärmeverlustsimulation erschließbar sind sowie künftigen Fehlentscheidungen vorbeugen. Die bisherige Datenerfassung und Verarbeitung dient offensichtlich vorrangig der Abrechnung und Lastprognose, aber auch an dieser Stelle können durch neue digitale Methoden eine verbesserte Energieeffizienz und Anlageneinsatzplanung erreicht werden, wodurch nicht nur Ressourcen geschont werden, sondern auch eine bessere Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

3.3 Blick auf Best Practice Beispiele zum Vergleich

Ein Blick über die deutschen Ländergrenzen hinaus soll im folgenden Kapitel zeigen, wie die Digitalisierung der Wärmenetze in Skandinavien umgesetzt wurde und wird.

Bei unserem direkten Nachbarn Dänemark führte eine frühzeitige zentrale Wärmeplanung zu einer Einteilung in Regionen, in denen „geeignete Gebiete“ für die Wärmenetzversorgung identifiziert und ein Anschlusszwang gesetzlich fixiert wurden. Ein rechtlich verankerter Zwang geht mit einer Planungssicherheit für die erforderlichen Investitionen in die Wärmenetzversorgung für die Versorgungsunternehmen einher. Nicht nur aus technisch-wirtschaftlicher Sicht war die zentrale Planung von Vorteil, gleichermaßen resultierte daraus eine höhere Kundenakzeptanz inklusive eines besseren Verständnisses der breiten Öffentlichkeit für den Energiesektor im Allgemeinen wie auch der Wärmenetzversorgung im Speziellen. Gesteigert wird dies durch eine sehr große Transparenz. So sind bspw. im Internet ohne Passwortschutz Netztopologien, Temperaturniveaus usw. einsehbar [9].

Heutzutage ist in Dänemark die Freigabe persönlicher Mess- und Verbrauchsdaten Standard, sowohl im Bestand als auch bei der Erschließung neuer Gebiete. Es gibt nur wenige (ordnungspolitische) Hürden. So muss der Netzbetreiber lediglich ausführen, dass durch die Weiterverarbeitung von verbrauchsspezifischen Kundendaten Effizienzen gehoben werden können. Auf diese Weise ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits eine umfassende Datenerfassung und -auswertung in den Wärmenetzen möglich. [10] Die Einbindung fluktuierender, nicht regelbarer Wärmeerzeuger ist ausdrücklich erwünscht und wird durch die oben dargestellten Rahmenbedingungen unterstützt bzw. erst ermöglicht.

Ein weiterer erkennbarer Unterschied zu Deutschland bezüglich der Integration digitaler Technologien in Skandinavien ist die grundsätzliche Befürwortung öffentlich geförderter Projekte sowie die Bereitschaft, Erkenntnisse mit anderen Unternehmen zu teilen. Ein Vorzeigebispiel in diesem Zusammenhang ist das Wärmenetz im südschwedischen Karlshamn. Einige Kennzahlen: 170 GWh/a, 125 km, 60 MW Peak, fast 100 % erneuerbare Energien und Industrieabwärme. Der Netzbetreiber, Karlshamn Energi AB, beschäftigt sich schon seit langer Zeit mit digitalen Innovationen im Wärmenetzbetrieb und war bspw. der erste Wärmenetzbetreiber Schwedens mit einer operativen Regelung in Hausübergabestationen auf Grundlage von intelligenten Zählern. Viele Vorarbeiten wurden im Rahmen sowohl nationaler als auch internationaler Projekte gefördert. Insgesamt konnte so der Return of Invest verkürzt und gleichzeitig ein umfassendes Fachwissen angehäuft werden, das inzwischen in digitaler Form zu einer hochautomatisierten dynamischen Wärmenetzregelung führte. Ein aktuelles Forschungsprojekt beschäftigt sich mit der Bereitstellung thermischer Flexibilität für das Stromnetz durch intelligente Wärmenetztechnologien. Karlshamn Energi AB stellt Konsortien aus den Bereichen Forschung und Wissenschaft Praxisdaten zur Verfügung, was zuletzt in diversen Veröffentlichungen bspw. bezüglich der Fortschritte bei der Wärmebedarfsprognose oder der automatischen und auf maschinellem Lernen basierenden Datenanalyse zur Fehlererkennung in Wärmenetzen mündete [11].

Zusammenfassend sind die wesentlichen Aussagen dieses Kapitels im Folgenden festgehalten.

Grundsätzlich hängt die Investitionsbereitschaft der Unternehmen positiv mit der Selbsteinschätzung der Kenntnisse über den Netzzustand zusammen.

Die Mehrheit aller Teilnehmer nutzt die vielfältigen Möglichkeiten, die eine Netzsimulation bietet, nur gelegentlich.

Nur eine knappe Mehrheit der Befragten plant derzeit den Ausbau von Messpunkten über die standardmäßig verbauten Wärmemengenzähler hinaus.

Je digitaler ein Wärmenetz, desto kürzer sind die benötigten Wartungszeiten und dementsprechend zufriedener sind die Kunden.

Ineffizienzen im Wärmenetzbetrieb lassen sich durch eine genaue Analyse der Wärmeverlustarten identifizieren. Detaillierte Betriebssimulationen stellen hierfür ein unverzichtbares Werkzeug dar.

4. GEGENWÄRTIGE ENTWICKLUNGEN UND ZUKÜNFTIGE TRENDS

Im abschließenden Teil der Kurzstudie sollten die Teilnehmer einschätzen, ob digitale Technologien einen positiven Einfluss auf ihr Unternehmen haben können. Die Ergebnisse zeigen, dass sich verstärkte Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung der Wärmenetzbranche abzeichnen, die sich bei den Umfrageteilnehmern (sehr) deutlich bemerkbar machen.

Abbildung 16 fasst die wesentlichen Ergebnisse bzgl. der Einschätzung der Verbesserungspotenziale durch die verstärkte Nutzung digitaler Tools zusammen. Generell gaben knapp 90 % der Befragten an, dass sie der Meinung sind, dass digitale Tools eine geeignete Hilfestellung sind, um die Kenntnisse über den Wärmenetzstatus zu verbessern. Das heißt, dass viele der Befragten, die zuvor angegeben haben, einen bereits sehr detaillierten Einblick in den Zustand ihres Wärmenetzes zu besitzen, in der Erwartung sind, dass sich ihr Kenntnisstand über den Wärmenetzbetrieb durch Digitalisierungsmaßnahmen noch steigern lässt. Ebenfalls rechnen die Umfrageteilnehmer mit einer Vereinfachung der Kundenabrechnung durch digitale Tools. Nicht unwesentlich anders war das Meinungsbild bei der Frage, ob digitale Instrumente eine sinnvolle Möglichkeit darstellen, um den Wärmenetzbetrieb langfristig zu optimieren. Dazu stimmten etwa 90 % der Umfrageteilnehmer mit „Ja“. Auch sind viele Umfrageteilnehmer der Meinung, dass sich die Aufgaben im Assetmanagement deutlich verbessern lassen.

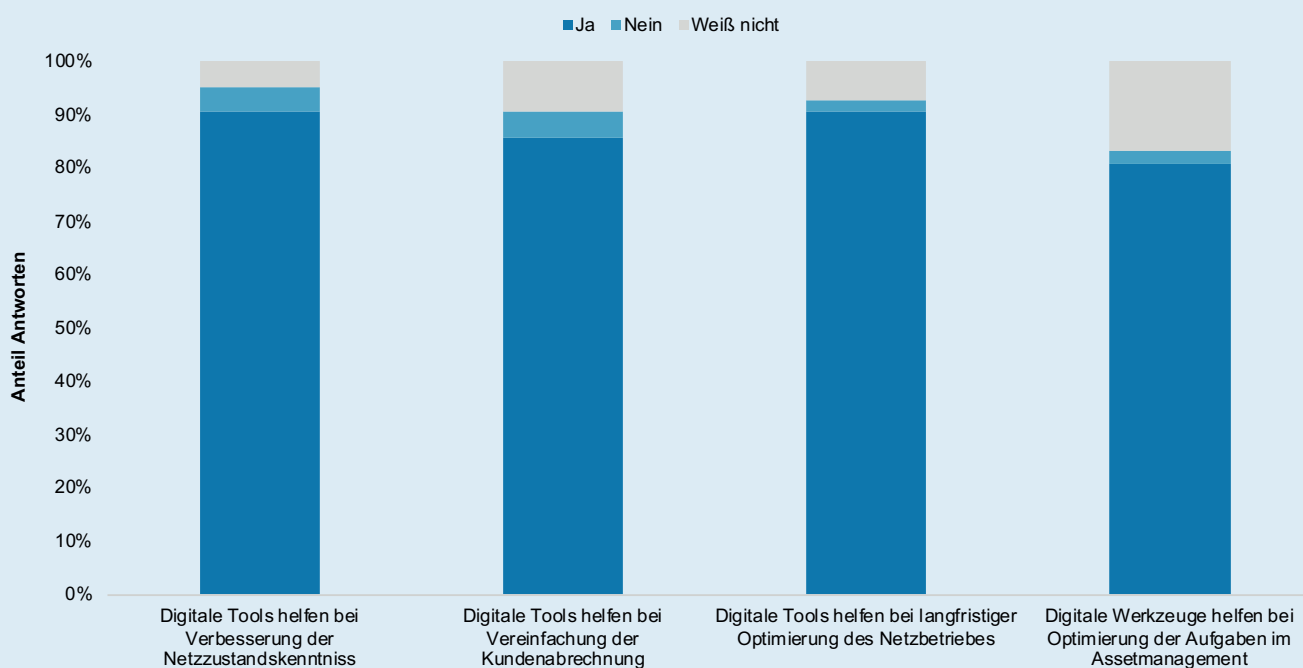


Abbildung 16: Umfrageergebnis Vereinfachungspotenzial durch digitale Tools

Einhellig positive Meinung zu den Potenzialen zur Verbesserung von Betriebsabläufen durch den Einsatz digitaler Tools durch die befragten Unternehmen.

Ein entgegengesetztes Stimmungsbild zeigte sich bei der Frage nach Möglichkeiten zur Beantragung von Fördermitteln bzw. Zuschüssen für die Digitalisierung des Wärmenetzbetriebs. Mit über 70 % gab eine große Mehrheit an, keine finanziellen Unterstützungsmöglichkeiten auf Bundes- oder Landesebene zu kennen. Lediglich etwa jeder Fünfte äußerte sich zu dieser Frage positiv (vgl. **Abbildung 17**). Dieses Ergebnis sollte ein klarer Hinweis an die Politik sein. Im Bereich der Digitalisierung des Energiesektors bedarf es dementsprechend noch großer Anstrengungen (Aufklärung, Verbreitung, Umsetzung), die es schnellstmöglich zu überwinden gilt, sofern man die selbst gesteckten Ziele tatsächlich erreichen möchte.

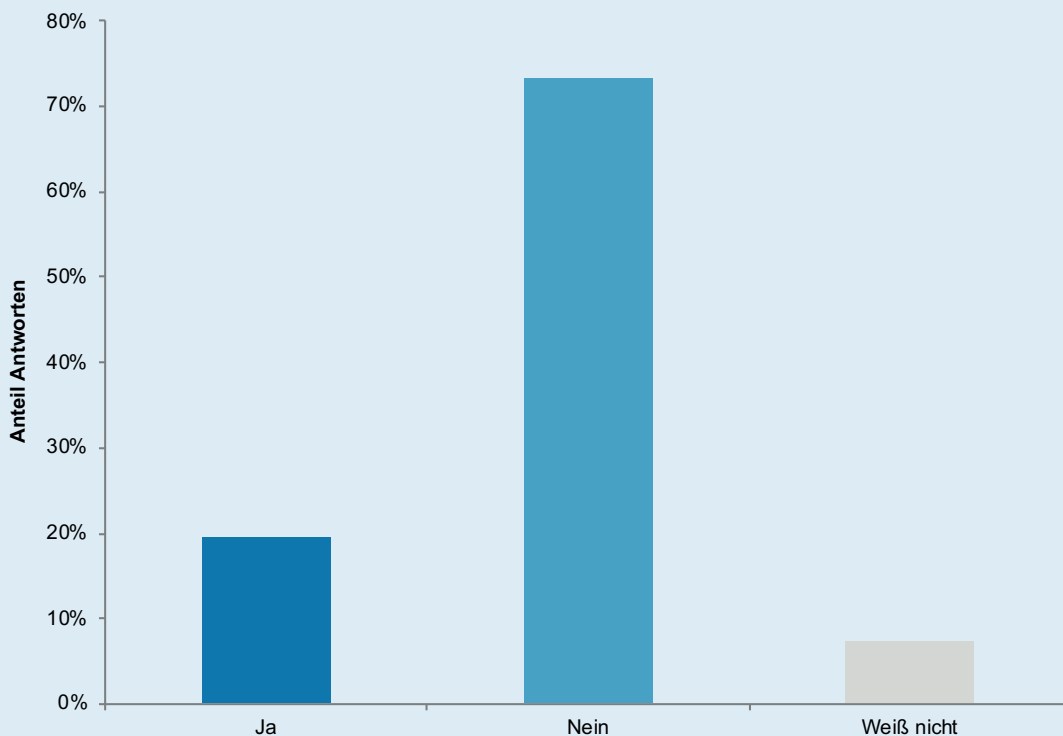


Abbildung 17: Umfrageergebnis Kenntnisstand Fördermittel

Enttäuschung über die Informationspolitik des Bundes und der Länder bezogen auf einschlägige Förderprogramme.

Auf die abschließende Frage, ob eine Erhöhung der bisherigen Investitionen in Digitalisierungsmaßnahmen in den jeweiligen Energieversorgungsunternehmen geplant ist, antwortete die Mehrheit der Befragten (70 %) zwar positiv (vgl. **Abbildung 18**), allerdings ist dieses Resultat nicht so deutlich wie das zuvor gezeigte Stimmungsbild bezüglich der erwarteten Geschäftsvorteile durch implementierte Digitalisierungsinstrumente. Dies kann neben der Erwartung kurzer Return on Investment (RoI) Zeiten oder, teils coronabedingter, innerbetrieblicher Sparmaßnahmen ebenfalls auf Unsicherheiten in der Branche aufgrund fehlender Informationen zurückzuführen sein. Das Geschäftsfeld Digitalisierung ist neu bzw. noch vergleichsweise jung und es herrscht nur wenig Expertise vor. Beim Blick über die Landesgrenzen hinaus sind wie oben beschrieben teils völlig andere (politisch-gesetzliche) Voraussetzungen zu konstatieren. Eine zügigere Umsetzung von Digitalisierungsmaßnahmen ist zwar der Wunsch, aber die tatsächliche Realisierung in Form von Digitalisierungsprojekten entwickelt sich ohne entsprechend qualifizierte Beratung nicht selten zu einem Problem. Dies gilt insbesondere bei der Transformation bestehender Wärmenetze in urbanen Ballungsgebieten, da in diesen Fällen Skaleneffekte eintreten können.

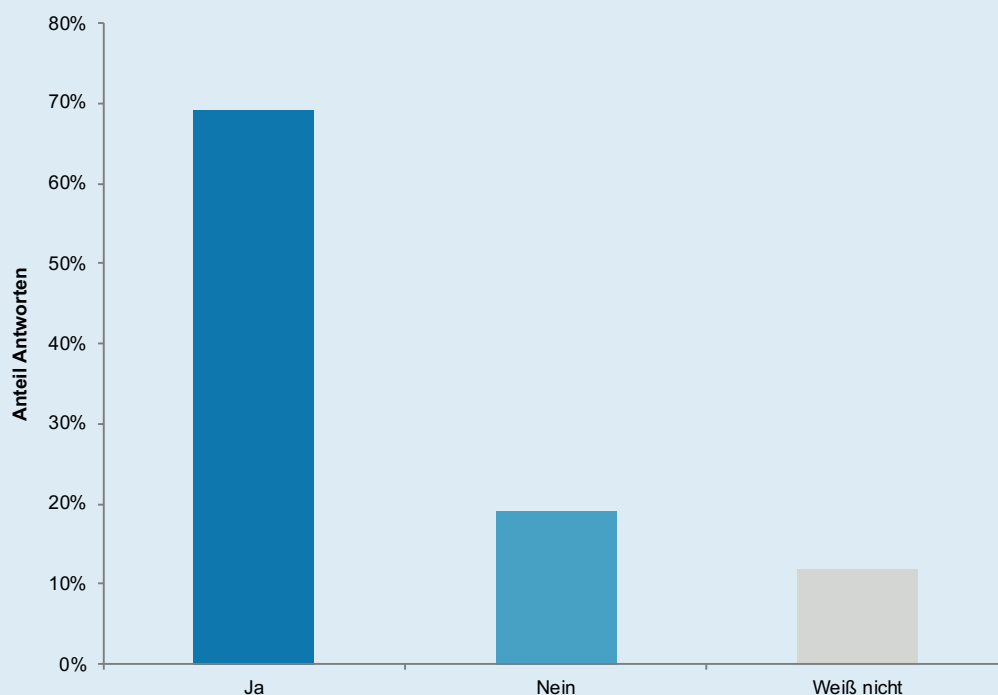


Abbildung 18: Umfrageergebnis geplante Erhöhung der Investitionen in Digitalisierung

Anhand der Umfrageergebnisse lassen sich Trends ableiten, wie sich das Thema bzw. Geschäftsfeld Digitalisierung im Bereich der Wärmenetzversorgung in Zukunft (weiter-) entwickeln wird. Zur digitalen Transformation in der Wärmenetzbranche hat der AGFW im Jahr 2019 eine Grundlagenstudie veröffentlicht [12]. Bezugnehmend darauf ist zwischen lang- und kurzfristigen Entwicklungen zu unterscheiden. In beiden Fällen gibt es jedoch ein und denselben kritischen Faktor hinsichtlich digitaler Trends: ohne eine gut gemanagte und möglichst automatisierte Datenerfassung ist keine Nutzung von digitalen Instrumenten möglich.

No Data – No Digitalisation!

Daher ist es bei beabsichtigten Investitionen in Digitalisierungsmaßnahmen ratsam, vorab zu untersuchen, welche Daten (überhaupt) technisch erfasst werden können, rechtlich erfasst werden dürfen und welche Handlungsfelder einen möglichen digitalen Einsatzbereich darstellen, bspw. Instandhaltungsstrategien, automatisierte Analyse systemrelevanter Kunden, Datenexploration bei geplanter Nachverdichtung, Prognosen, Digital Twin und Netzberechnung zur Bestimmung der Wärmeverluste, usw.

Zusammenfassend sind die wesentlichen Aussagen dieses Kapitels im Folgenden festgehalten.

Einhellig positive Meinung zu den Potenzialen zur Verbesserung von Betriebsabläufen durch den Einsatz digitaler Tools durch die befragten Unternehmen.

Enttäuschung über die Informationspolitik des Bundes und der Länder bezogen auf einschlägige Förderprogramme.

No Data – No Digitalisation!

5. KURZFRISTIGE HANDLUNGSFELDER

In diesem Kapitel werden drei ausgewählte Handlungsfelder im Bereich der Digitalisierung vorgestellt, die ausgehend von den Umfrageergebnissen kurzfristig erschließbar sind und langfristig einen Mehrwert bieten.

5.1 Intelligente Zähler

Analog zum Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) im Stromsektor ist mit dem EU-Winterpaket, das Ende 2019 beschlossen wurde, eine ähnliche Verpflichtung im Bereich der Wärmeversorgung vorgesehen. Einhergehend mit der darin verankerten Energieeffizienzrichtlinie ist ein Smart Meter Rollout für Heizkostenverteiler, Wärmemengen-, Kältemengen- und Trinkwarmwasserzähler vorgesehen. Dementsprechend trifft dies auch die Wärmenetzbranche.

Seit dem 25. Oktober 2020 müssen diese Messstellen im Neubau fernauslesbar sein und bis zum Jahr 2027 müssen alle Bestandssysteme auf solche intelligenten Zähler umgerüstet werden. „Fernauslesbar“ bedeutet in diesem Kontext, dass entweder eine automatisierte Funknetzübertragung von Messwerten (bspw. mittels LoRaWAN) oder eine Walk-by-Auslesung gewährleistet werden muss. Zweck des Ganzen ist eine regelmäßige Kundenabrechnung, d.h. mehrmals im Jahr auf Grundlage der gemessenen Daten (ab dem Jahr 2022 soll eine monatliche Abrechnung erfolgen). Damit wird das übergeordnete Ziel der Sensibilisierung der Kunden für einen reduzierten bzw. effizienteren Energieverbrauch verfolgt. Im Zuge dessen sollen die Wärmenetzbetreiber stets auch den Energiemix, die Menge emittierter Treibhausgase sowie die anfallenden Steuern und sonstigen Abgaben angeben.

Vor dem Hintergrund der somit beabsichtigten Digitalisierung von Wärmenetzen gibt es gegenwärtig zwei Ansätze bzw. Varianten, die das Energiesystem optimieren können und im Nachfolgenden diskutiert werden.

Variante 1:

Der erste Ansatz ist offensichtlich, da regulatorisch gewollt: die Installation intelligenter Zähler an sämtlichen Übergabestationen (die ohnehin über einen Wärmemengenzähler verfügen sollten). Dies stellt zugleich den einfachsten Weg dar, um eine digitale Datenbasis zu schaffen, die den Anforderungen gerecht wird. Somit wird der Weg für eine vollautomatisierte Kundenabrechnung im Sinne der ordnungspolitischen Gegebenheiten geebnet.

Die Installation intelligenter Zähler an den Übergabestationen stellt den einfachsten Weg dar, um eine breite Datenbasis zu schaffen, mit Hilfe derer Effizienzmaßnahmen erarbeitet werden können.

Während aktuell standardmäßig Jahressummen abgelesen bzw. geschätzt werden, sollten die bestehenden Systeme frühzeitig ausgetauscht oder umgerüstet werden, um zeitlich deutlich höher aufgelöste Messungen der Wärmelast durchführen zu können. Die anfallenden Messdaten ermöglichen in entsprechend aggregierter Form die (regelmäßige) Erstellung hoch repräsentativer Prognosen, die bspw. in der täglichen Anlageneinsatzplanung berücksichtigt werden können. Weil im Zuge einer Austausch- oder Umrüstmaßnahme Änderungen an der Hardware vorgenommen werden, sollte überdacht werden, ob zugleich auch Messinstrumente für die Vor- und Rücklauftemperaturen des Primärnetzes sowie des Durchflusses verbaut werden. Je mehr Daten gesammelt werden können, desto mehr Möglichkeiten werden geschaffen, um das Wärmenetz zu optimieren, da man einen besseren Einblick in das operative Geschehen erhält. Der Einbau bzw. die Nachrüstung neuer Smart Meter kann im Rahmen eines rollierenden Austauschs durchgeführt werden, bspw. im Rahmen der regelmäßigen Zählereichung oder -prüfung.

In einem Praxisbeispiel stattete ein Stadtwerk einen Teil der Haushalte mit intelligenten Zählern aus. Schon beim Einbau wurden technische Fehleinstellungen an den Hausübergabestationen festgestellt. In einem Extremfall wurden wichtige Komponenten ausgebaut, so dass der Wärmenetzvorlauf direkt in den Rücklauf floss, was insgesamt zu einer deutlich erhöhten Rücklauftemperatur in dem Netzabschnitt führte und somit unnötige Wärmeverluste verursachte. Solche Fehler lassen sich aus der Kombination Wärmenetzsimulation und Messung der o.g. Parameter frühzeitig erkennen und vermeiden.

Weiterhin konnten bei der Umrüstung mehrere Fehler in den Einstellungen der Übergabestationen identifiziert werden. Diese recht simpel erscheinende Tatsache ist in den häufigsten Praxisfällen die Ursache unerwünschter und leicht vermeidbarer Ineffizienzen [5]. Durch die nun eingesetzten Messungen mit LoRaWAN-Funkverbindung können fehlerhafte Messwerte deutlich zügiger erkannt werden. Durch die zusätzliche Erfassung der netzseitigen Volumenströme resultiert nun eine bessere Kenntnis über die Volumenstromverteilung im gesamten Wärmenetz, wodurch diverse Optimierungspunkte aufgezeigt werden konnten, bspw. hydraulische Engpässe oder kritische Stellen mit zu hohen/niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten.

Variante 2:

Der zweite Ansatz impliziert die Installation intelligenter Zähler im Wärmenetz selbst. Messstellen, die Daten in oder an den Rohrleitungen bzw. Trassen erfassen, erlauben eine digitale Überwachung des Netzbetriebs sowie übergreifende Auswertungen der operativen Performance. Im Falle einer länger andauernden Störung oder eines Ausfalls von Messstellen an den Hausübergabestationen, kann dadurch außerdem ein kontinuierlicher Überblick gewährleistet werden.

Messstellen im Wärmenetz selbst erlauben eine digitale Überwachung des Netzbetriebes. Hier kann sich auf die Installation von Messstellen an neuralgischen Punkten für eine ausreichende Netzabbildung beschränkt werden.

Die durchgeführte Umfrage zeigt, dass in Hauptverteilungsleitungen mit großen Rohrquerschnitten bereits Messsysteme zur Drucküberwachung genutzt werden. Smart Meter Anwendungen können darüber hinaus auch in kleinen Trassen (-abschnitten) sinnvoll sein. Durch Temperaturmessungen können bspw. nachgefragte Wärmeströme zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten evaluiert und „Komfortbedingungen“ der im Teilgebiet angeschlossenen Kunden abgeleitet werden. Anhand der Auswertung von Daten zeigt sich in der Praxis häufig, dass Netzabschnitte auch mit (deutlich) geringeren Temperaturniveaus versorgt werden können. Eine entsprechende Umstellung geht mit einer langfristigen Effizienzsteigerung sowie Kosteneinsparung einher.

Dementsprechend kann durch die Digitalisierung der Wärmenetze eine verbesserte Netzauslastung erreicht werden. Die genauere Kenntnis über relevante Netzstränge und das Systemverhalten bzw. die Zeitpunkte, in denen sich kritische Zustände einstellen, bilden die Grundlage für eine Vielzahl anschließender Maßnahmen. Insgesamt resultiert somit eine effizientere Grundlage für geplante Maßnahmen hinsichtlich des Netzausbaus, der Modernisierung und der Wärmenetzerweiterung bzw. -nachverdichtung.

Es wird ganz deutlich, welche technischen und wirtschaftlichen Verbesserungen durch den Einsatz intelligenter Messsysteme möglich sind. Für viele Versorger abschreckend wirken die hohen Investitionen, die mit einer flächendeckenden Ausstattung einhergehen. Insbesondere im Falle erforderlicher Tiefbaumaßnahmen schlägt sich dies in den Investitionskosten nieder. Außerdem fehlt in älteren, noch nicht modernisierten Systemen teilweise der Überblick über die genaue Lage der Infrastruktur oder die verbauten Rohrtypen.

An dieser Stelle empfiehlt es sich, frühzeitig digitale Netzabbildungen inklusive Angabe verlegter Rohrtypen sowie weiteren relevanten Informationen (bspw. Installationsdatum, statistische Schadenshäufigkeit, usw.) anzufertigen.

Je mehr Messstellen in einem Wärmenetz eingerichtet werden sollen, desto wichtiger ist es sich rechtzeitig Gedanken über die Ausführung des Datenhandlings zu machen. Das zielt nicht nur auf die physischen Speicherkapazitäten oder automatisierte Datenerfassungs- sowie Datenverarbeitungsprogramme ab. „Big Data“ liefert andere – wie der Name schon vorwegnimmt – große Herausforderungen: Datenschutz und Datenbesitz können bei vernachlässigter Organisation und Prozessgestaltung zu prekären Streitthemen werden, die im schlimmsten Fall sehr kostspielig werden. Die Eigentumsverhältnisse der Messdaten sind deshalb unbedingt auch bei Verortung der Messstellen im Wärmenetz vorab zu überprüfen, vor allem, wenn Dritte in das Netz einspeisen und in der vertraglichen Grundlage – sofern diese überhaupt vorliegt – dazu keine expliziten Angaben gemacht werden.

5.2 Digital Twins

Die Netzabbildung in digital aufbereiteter Form als GIS-Datensatz ist inzwischen in vielen kommerziellen Softwareprogrammen ein fester Bestandteil. Die Daten können auf verschiedene Weise im- und exportiert werden, vorausgesetzt, es wurde (mindestens einmalig) die Zeit für eine entsprechende Aufbereitung in einem Programm investiert. Rein visuell liefert die Abbildung eines Wärmenetzes eine hohe Genauigkeit hinsichtlich dessen Lage bzw. Verortung. Durch die Ergänzung der GIS-Daten mit weiterführenden Datensätzen bzw. Informationen zu verschiedenen Attributen und Kennzahlen des Netzes können jedoch noch viel weitreichendere Einblicke erzielt werden, die an anderer Stelle im Energieversorgungsunternehmen als Ansatzpunkt für Folgeprozesse fungieren. Zusatzinformationen, die sinnvoll verknüpft werden können, sind bspw. Rohrtypen und -hersteller, Verlegedatum oder Jahr, Statistiken über erfasste Störungen bzw. Schäden sowie restriktive bzw. relevante Ergebnisse aus verschiedenen Wärmenetzsimulationen.

Mit dem Stichwort Netzsimulation gehen diverse Anwendungsmöglichkeiten einher. Einerseits betrifft dies die Konzeption eines Energieversorgungssystems, d.h. die Auslegung von Wärmenetzen unterschiedlicher Größenordnungen. Andererseits ist ebenso die Berechnung und Optimierungsanalyse aussagekräftiger Netzbetriebszustände und die Ableitung operativer Betriebskonzepte (Netztemperaturen, Drücke, usw.) sowie die Bewertung des Einsatzes mehrerer (verteilter) Erzeugungsanlagen gepaart mit den jeweiligen Wechselwirkungen aufgrund von (topologischen) Wärmenetzrestriktionen möglich. Generell liefert die Simulation eines Wärmenetzes den großen Mehrwert, dass ein umfassender Überblick über den Netzbetrieb gegeben wird. Dies betrifft vor allem die Evaluierung der physikalisch und thermodynamisch unvermeidbaren Wärmeverluste. Erst unter Zuhilfenahme einer hochaufgelösten thermisch-hydraulischen Simulation können die Wärmeverluste berechnet werden, die auf Ineffizienzen zurückzuführen und dementsprechend vermeidbar sind.

Zusätzliches Wissen über das eigene Netz schützt vor Betriebsblindheit und öffnet die Augen für Optimierungspotenziale.

Anhand von Simulationen lassen sich diverse Faktoren untersuchen, bspw. die Wärme- und Druckverluste oder das Einbindungspotenzial im Sinne freier Netztransportkapazitäten hinsichtlich des Anschlusses von sowohl Anschlussnehmern als auch Erzeugungsanlagen. Schlussendlich lässt sich dadurch eine ökonomisch optimierte Wärmeeinspeisung und -verteilung ableiten. Bei entsprechend gut vorhandener (GIS-) Datenbasis lassen sich die Simulationen zudem sehr schnell durchführen und anpassen, d.h. je besser der Digital Twin des Wärmenetzes abgebildet ist, desto mehr Zeit wird bei der Ableitung von Optimierungsmaßnahmen eingespart. Hierbei zeigen sich Skaleneffekte, weil die Berechnung von besonders großflächigen oder stark vermaschten Wärmenetzen händisch bzw. manuell kaum zu bewältigen ist.

Eine marktgerechte Bewirtschaftung des Netzes setzt daher in Summe nicht nur einen Digital Twin voraus, sondern erfordert auch eine simulationsgestützte Anwendung bzw. Untersuchung dieser Netzabbildung. Je häufiger Simulationen angestellt werden, desto besser ist der Überblick über das Netzverhalten und das Verständnis über Netzzustände. Weitere Vorteile einer hochaufgelösten thermisch-hydraulischen Netzzustandssimulation und Visualisierung sind die Möglichkeiten, Detailanalysen von Einzelkomponenten und dem Zusammenspiel mehrerer Komponenten anzustellen sowie weitere Analysemöglichkeiten hinsichtlich der Netzerweiterung oder -verdichtung, aber auch der Netzparametrisierung, bspw. durch Untersuchung einer Absenkung von Betriebstemperaturen zu schöpfen.

Typische Analysen in Zusammenhang mit Digital Twins zur Wärmenetzoptimierung sind

- die Einbindung erneuerbarer Wärme zur Untersuchung von Dekarbonisierungsmöglichkeiten der Wärmenetzversorgung,
- die Ableitung gezielter Arbeiten (Wartung und Instandhaltung) bzw. besseres Prozessmanagement technisch-operativer Verbesserungsmaßnahmen oder
- die Netzeffizienzsteigerung und optimale Bewirtschaftung.

In allen Fällen werden durch gut digitalisierte Wärmenetze Kosten, Personal sowie Zeit eingespart.

Zusammenfassend sind die wesentlichen Aussagen dieses Kapitels im Folgenden festgehalten.

Die Installation intelligenter Zähler an den Übergabestationen stellt den einfachsten Weg dar, um eine breite Datenbasis zu schaffen, mit Hilfe derer Effizienzmaßnahmen erarbeitet werden können.

Messstellen im Wärmenetz selbst erlauben eine digitale Überwachung des Netzbetriebes. Hier kann sich auf die Installation von Messstellen an neuralgischen Punkten für eine ausreichende Netzabbildung beschränkt werden.

Zusätzliches Wissen über das eigene Netz schützt vor Betriebsblindheit und öffnet die Augen für Optimierungspotenziale.

6. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Digitalisierung ist einer der Megatrends unserer Generation, welcher sich früher oder später in nahezu jeder Branche durchsetzen wird. Es ist davon auszugehen, dass digitale Technologien das gesamte Energiesystem intelligenter, effizienter und zuverlässiger machen sowie die Integration von mehr erneuerbaren Energien in das System fördern. Ein frühzeitiges Investieren in geeigneten Geschäftsbereichen kann sich schon nach kurzer Zeit bezahlt machen und langfristige Wettbewerbspotenziale heben.

Digital unterstützte Wärmenetze werden operative Geschäftsvorteile durch einen umfassend optimierten Anlagen- und Netzbetrieb erfahren. Gleichzeitig können Endverbraucher in den Wertschöpfungsprozess eingebunden und eine höhere Energieeffizienz erreicht werden. Somit werden die Infrastrukturen bestmöglich ausgenutzt, die Wärmeerzeugung und -abgabe entsprechend einer besser prognostizierten Nachfrage zielführend aufeinander abgestimmt und die Nutzung erneuerbarer Energien gefördert. Außerdem erhöht sich mit steigender, digitaler Transparenz auch die Akzeptanz der Messsysteme bei den Kunden.

Da eine Implementierung intelligenter Messstellensysteme in Wärmenetzen künftig verpflichtend sein wird, sollten sich Energieversorgungsunternehmen im Wärmenetzsektor auf einen entsprechenden Smart Meter Rollout vorbereiten. Zwar ist der Einbau intelligenter Wärmehähler in Bestandsnetzen erst in den kommenden Jahren zu leisten, aber anhand der erläuterten vielfältigen energetischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale sind Anreize gegeben, schon frühzeitig mit dem Rollout zu beginnen. Dazu sollten schnellstmöglich die Grundlagen geebnet werden: eine vernünftige Nutzung erfasster Daten generiert langfristige Vorteile und eine rechtzeitige Schaffung aller Voraussetzungen zur Nutzung digitaler Instrumente stellt einen dauerhaften Geschäftserfolg sicher. Somit stellt die Branche die Weichen für die politisch gewünschte Digitalisierung in Wärmenetzen.

Alle weiteren Schlagworte im Zusammenhang mit der Digitalisierung in Wärmenetzen (Internet-of-Things (IoT), Automatisierung, Künstliche Intelligenz oder Big Data) bieten vielversprechende Ansatzpunkte und Potenziale für die gesamte Branche. Nichtsdestotrotz bergen sie wie in dieser Kurzstudie dargestellt allerdings auch Fallstricke und werfen neue Herausforderungen auf, wie Sicherheit und Datenschutz sowie Fragen zum Datenbesitz. Darüber hinaus erfordern neue Geschäftsmodelle und politische Eingriffe eine Anpassung der Marktakteure. Das Tempo des digitalen Wandels ist hoch und stellt sowohl die Akteure der Wärmenetzbranche als auch die Regulierungsbehörden und in der Politik sowie Gesetzgebung tätigen Organe vor Herausforderungen.

Anhand der Resultate aus der Umfrage zeigt sich erheblicher Beratungsbedarf in der Wärmenetzbranche, was u.a. auf (Planungs-) Unsicherheiten seitens der Versorgungsunternehmen zurückzuführen ist. Ursache hierfür sind teils unklare rechtliche Rahmenbedingungen sowie fehlende finanzielle Anreize aus der politischen Gesetzgebung. Im Allgemeinen überwiegen jedoch die erwarteten vorteilhaften Entwicklungen in der Branche. Es zeichnen sich positiv zu bewertende Trends ab, von denen alle Akteure profitieren können. Es gilt, diese Potenziale frühzeitig zu erschließen.

7. LITERATUR

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Energiedaten: Gesamtausgabe (2019)
- [2] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
AGFW – Hauptbericht 2018
- [3] Graichen, P.; Hochfeld, C.; Peter, F.; Kleiner, M. M. & Elmer, C.-F.
15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2019)
- [4] Lund, H.; Werner, S.; Wiltshire, R.; Svendsen, S.; Thorsen, J. E.; Hvelplund, F. & Mathiesen, B. V.
4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems
Energy, Elsevier BV, 2014, 68, 1-11
- [5] Averfalk, H. & Werner, S.
Essential improvements in future district heating systems
Energy Procedia, Elsevier BV, 2017, 116, 217-225
- [6] Schmidt, D.
Digitalisation of District Heating and Cooling
Euroheat & Power International, 2020, 2, 28-30
- [7] Sernhed, K. & Jönsson, M.
Risk management for maintenance of district heating networks
Energy Procedia, Elsevier BV, 2017, 116, 381-393
- [8] Frederiksen, S. & Werner, S.
District Heating and Cooling
Studentlitteratur AB (2013)
- [9] DIN Forsyning A/S
Ledningsinfo Esbjerg
[online] <https://gis.dinforsyning.dk> (2020)
- [10] Tureczek, A. M.
Danish Act on Processing of Personal Data, in a Smart Cities Research Perspective
3rd General Consortium Meeting of the CITIES project (2016)
- [11] Johansson, C.
Intelligent fjärrvärmenät – Karlshamnsmodellen. Utveckling av utvärderingsprocess samt ökad medvetenhet om modellens fördelar.
Länsstyrelsen Blekinge län, Karlshamn Energi, NODA Intelligent Systems, Blekinge Tekniska Högskola, (2015)
- [12] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
AGFW-Orientierungshilfe zur Digitalisierung in der Fernwärmebranche (2019)

8. KURZPORTRAIT DER STUDIENERSTELLER

Lagom.Energy wurde von vier Promovenden des Lehrstuhls Energietechnik der Universität Duisburg-Essen gegründet. Das praxisnahe Fachwissen, das die Gründer im Rahmen ihrer Dissertationen wissenschaftlich untermauert haben, bildet die Grundlage für die Geschäftsfelder Energiesystemanalyse, Wärmenetz- und Energieerzeugungsanlagen-simulation. Es werden Projekte bearbeitet, die sich sowohl mit der technisch-wirtschaftlichen Energieversorgungskonzeptionierung als auch mit der Betriebsoptimierung bestehender Systeme vor dem Hintergrund geltender ordnungspolitischer Rahmenbedingungen beschäftigen. Außerdem werden klassische energie-wirtschaftliche Beratungsdienstleistungen angeboten, bspw. Make-or-Buy-Analysen, zertifizierte Berechnung von Primärenergiefaktoren für Wärmenetze oder Erstellung von KWK-Sachverständigengutachten. Üblicherweise fordern unsere Projektpartner eine zügige und praxisnahe Bearbeitung ihrer Projekte gepaart mit wissenschaftlichem Tiefgang, um Entscheidungsprozesse im Unternehmen, in Behörden oder Ministerien zielgerichtet zu steuern. Genau an dieser Stelle setzt Lagom.Energy an.

Kontakt: [Christian Thommessen](#), Tel. (0203) 306 2140, Mail: thommessen@lagom.energy

FourManagement ist ein junges Beratungshaus, welches seit der Gründung im Jahr 2012 kontinuierlich wächst. FourManagement berät im Schwerpunkt Unternehmen aus der Energieversorgung (Strom und Gas) in vielfältigen Fragestellungen (Entwicklung von Markteintrittsstrategien in den Gasmarkt, Klärung von regulatorischen Fragestellungen im Rahmen des Marktdesign, SmartMeter-Rollout, u.s.) und besitzt dort erstklassige Beratungskompetenzen. Darüber hinaus besetzt FourManagement funktionale Schwerpunktthemen in den Bereichen Innovation, Vertrieb, Prozesse und Human Resources, die auch außerhalb der Energieversorgung von Klienten angefragt werden. Rund 20 Mitarbeiter beraten Unternehmen auf einem sehr hohen Niveau mit großer Expertise und einem unvergleichlichen Engagement. Neben den klassischen Beratungsaufträgen hat FourManagement auch in der Erstellung von wissenschaftlichen und praxisorientierten Studien zahlreiche Erfahrungen gesammelt. FourManagement überzeugt durch intensive Brancheninsights, gepaart mit einer hohen sozialen Kompetenz bei der Zusammenarbeit mit Projektpartnern über alle Hierarchie-Ebenen hinweg.

Kontakt: [Laura Schantey](#), Tel. (0211) 540 83 300, Mail: laura.schantey@fourmanagement.de

Der Lehrstuhl Energietechnik (LET) der Universität Duisburg-Essen ist seit 1995 in der Brennstoffzellen- und Batterieforschung sowie in den Bereichen KWK und Wärmenetze aktiv. Es wurden diverse Projekte in der Industrie und im Gebäudebereich durchgeführt, wobei neben der Simulation des Betriebes umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen unter anderem mit (Batterie-) Speichern durchgeführt wurden. Relevante Projekte dazu waren „roadmap | KWK.NRW“, „KWK-Modellkommune Stadt Geldern“ und „Energieeffizienz im Quartier“. Der LET veranstaltet seit 2001 gemeinsam mit dem Bundesverband KWK (B.KWK) das Duisburger KWK-Symposium. Die Themen Energieeffizienz und Sektorenkopplung (insbesondere KWK) nehmen einen hohen Stellenwert in der akademischen Lehre ein.

Kontakt: [Dr.-Ing. Jürgen Roes](#), Tel.: (0203) 379 3010, Mail: juergen.roes@uni-due.de

STUDIE ZUR

DIGITALISIERUNG IN WÄRMENETZEN

Für weitergehende Hinweise und/oder Fragen zur durchgeführten Studie, wenden Sie sich bitte an

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken

Dr.-Ing. Jürgen Roes

Uni Duisburg-Essen

Tel.: (0203) 379 3010



Christian Thommessen

Lagom.Energy GmbH

Tel.: (0203) 306 2140



Laura Schantey

FourManagement GmbH

Tel.: (0211) 540 83 300

