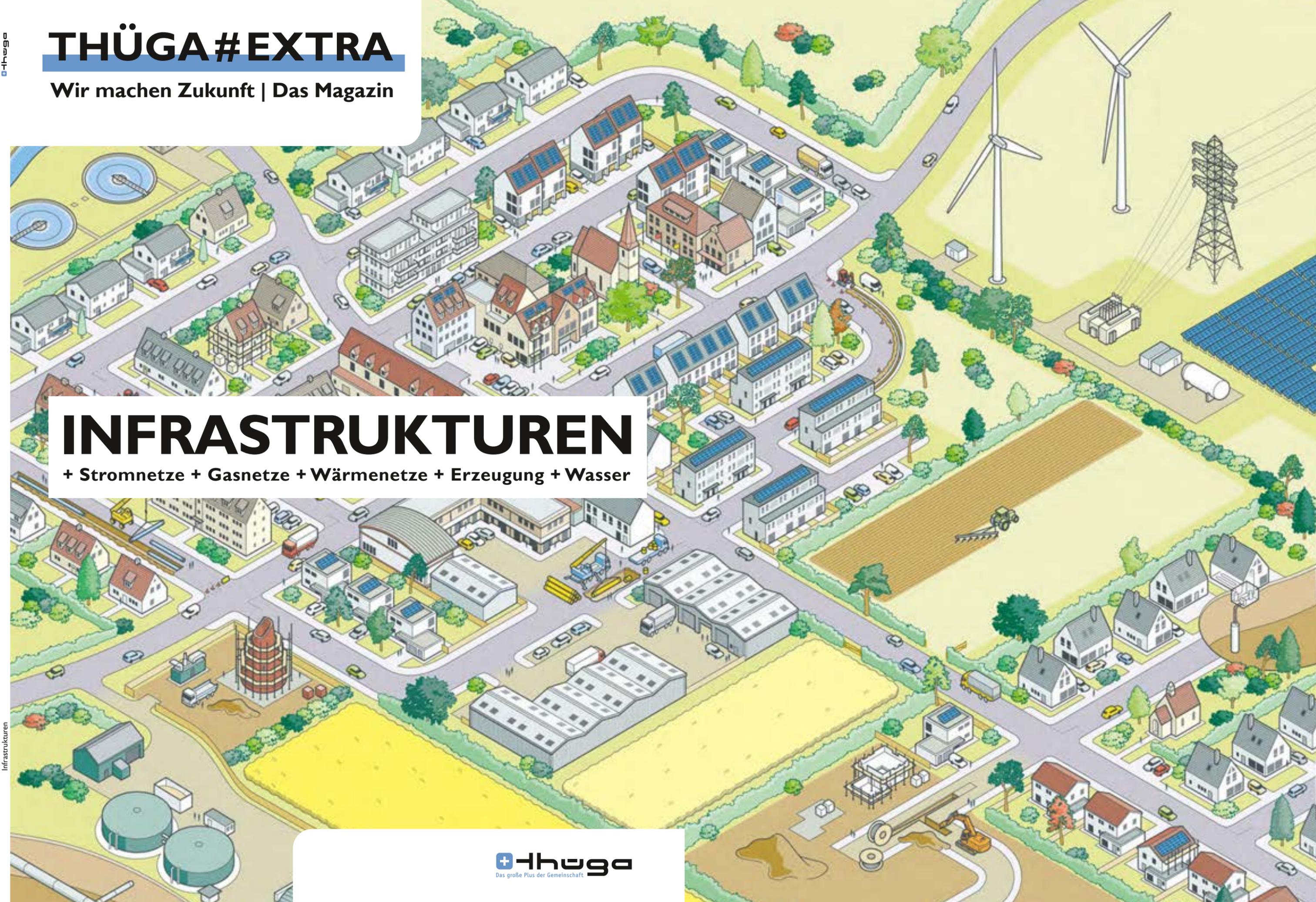


# INFRASTRUKTUREN

+ Stromnetze + Gasnetze + Wärmenetze + Erzeugung + Wasser



# Infrastrukturen transformieren: Strategien und Lösungswege



# Themen im Fokus



Dr. Stephan Nagl,  
Leiter Thüga-  
Kompetenzcenter Netze



Thomas Haupt,  
Leiter Thüga-  
Kompetenzcenter Markt

**Auf den ersten Blick** sehen Sie auf der Titelseite eine typische Kleinstadt in Deutschland. Doch zeigt dieses „Wimmelbild“ noch viel mehr, nämlich sämtliche Transformationsaufgaben, die die Energiewirtschaft für ihre Infrastrukturen auf dem Weg in die Dekarbonisierung zu lösen hat. Es gilt also, genau hinzusehen – dann werden zahlreiche Versorgungssituationen und deren Herausforderungen sichtbar, die wir in diesem Magazin ausführlich beschreiben.

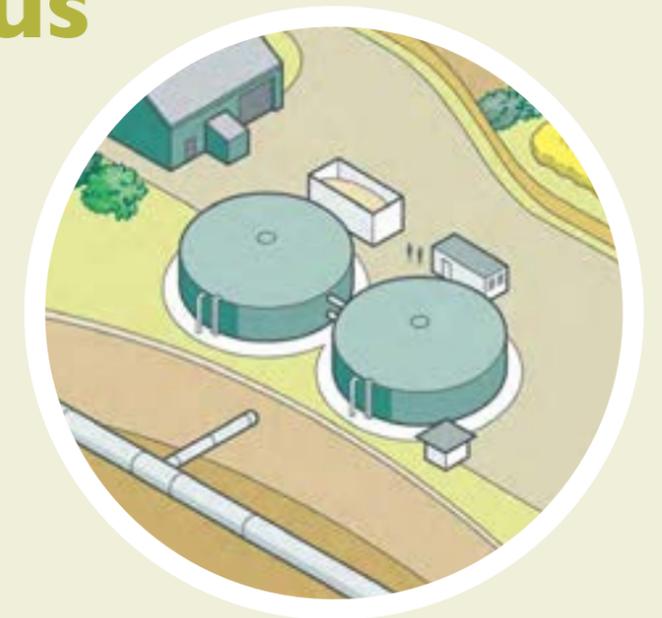
Wir nehmen buchstäblich einzelne Situationen unter die Lupe und zeigen detailliert Zusammenhänge auf. Denn die Infrastrukturen aller Sektoren spielen in der Energie- und Wärmewende eine zentrale Rolle – also alle Netze und Erzeugungsanlagen, die die Energieversorger der Thüga-Gruppe seit Jahrzehnten erfolgreich bewirtschaften.

Es geht um Stromnetze, die aufgrund von gestiegener Nachfrage durch Wärmepumpen oder E-Autos und erhöhter Einspeisung durch private PV-Anlagen verstärkt werden müssen. Oder um die Wärmeversorgung in der Innenstadt, die von Erdgas auf klimaneutral produzierte Fernwärme umgestellt wird. Und es geht darum, die Gasnetze schrittweise auf den Transport von klimaneutralen Gasen vorzubereiten.

Wir wollen aufzeigen, wie die Thüga-Partnerunternehmen die Jahrhundert-Transformation angehen, welche Strategien sie verfolgen und welche Lösungswege sie beschreiten.



**Stromnetze**



**Gasnetze**



**Wärmenetze**



**Erzeugung**



**Wassernetze**



## **Den nötigen Umbau der Energiewirtschaft gehen wir mit ver- einten Kräften an.**

### **Liebe Leserin, lieber Leser,**

wir befinden uns mitten in der Transformation. Es gilt jetzt, die Mammutaufgabe Energie- und Wärmewende mit aller Kraft voranzutreiben, und zwar einerseits, um die wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit der Energieversorger zu erhalten und den Menschen weiterhin Versorgungssicherheit zu garantieren. Andererseits, um den Wirtschaftsstandort Deutschland in eine dekarbonisierte Zukunft zu führen und für Industrie, Gewerbe und Privathaushalte bezahlbare Energie zu liefern.

Es liegt vor allem in der Verantwortung der kommunalen und regionalen Energieversorger, alle Kundengruppen sicher und mit zunehmend grüner Energie zu versorgen. Im Fokus dieser Transformation stehen die Infrastrukturen, also Netze und Erzeugungsanlagen, die entsprechend gesetzlicher Vorgaben aus- und umgebaut werden müssen. Der Handlungsdruck ist groß, viele Fragen sind nicht abschließend geklärt. Einen Überblick zum Status quo finden Sie im vorliegenden Magazin.

Den nötigen Umbau der Energiewirtschaft gehen wir mit vereinten Kräften an. Dabei nutzen wir alle Synergien, die durch unsere Zusammenarbeit im Thüga-Verbund entstehen, sei es bei der politischen Interessenvertretung oder in technischen Arbeitskreisen. Damit wir alle langfristig von nachhaltiger Wertschöpfung und anhaltendem Wirtschaftswachstum profitieren können.

Ihr

A handwritten signature in black ink that reads "Matthias Cord". The signature is written in a cursive, slightly stylized font.

**Dr. Matthias Cord**



**STROMNETZE**



**GASNETZE**



**WÄRMENETZE**



**ERZEUGUNG**



**WASSER**



**MEHR**

# THÜGA # EXTRA

Wir machen Zukunft.

## STROMNETZE

### Prima Klima

Interview mit badenovaNETZE über die Herausforderungen bei der Errichtung von Neubaugebieten.

-8-

### Geht schon!

Die Umstellung eines energieintensiven Unternehmens von Gas- auf Stromversorgung in Zahlen.

-11-

### Passgenau zugeschnitten

Was bei der Vorortwende zu beachten ist, damit die Bestandsnetze nicht an ihre Belastungsgrenze kommen.

-12-

## GASNETZE

### Stilllegen oder transformieren?

Gasnetzbetreiber stehen vor einer schwierigen Entscheidung – zwei Experten wägen die technischen und wirtschaftlichen Aspekte ab.

-16-

### Von Gas auf H<sub>2</sub> – so geht's

Mit dem Thüga-Beratungsangebot OptiStrat lässt sich ein Transformationspfad entwickeln.

-19-

### Blick zurück nach vorne

Rückblick aus dem Jahr 2035: So gelang einem Thüga-Partnerunternehmen die Transformation seiner Gasnetze.

-20-

## WÄRMENETZE

### „Wir wollen deutlich mehr ausbauen“

Zwei Thüga-Partnerunternehmen blicken auf ihre Erfahrungen und Ziele beim Ausbau der Fernwärme.

-24-

### Step by Step

Wie 36 thüringische Fernwärmeversorger die Transformationsplanung ihrer Wärmenetze umgesetzt haben.

-26-

## ERZEUGUNG

### Größer Gedacht

Beim Photovoltaik-Zubau sind vielfältige Formen möglich, ökologisch erwünscht und wirtschaftlich notwendig.

-32-

### Von der Flaute in den Aufwind?

Die Windkraft kommt zurück. Über die Herausforderungen berichtet THEE-Geschäftsführer Thomas Walther.

-34-

### Joker im Netz

Batteriespeicher ermöglichen Flexibilität und bringen Stabilität in die Erzeugung.

-35-

### Grün und gefragt

Warum Biomethan in der Wärmewende wichtig wird, erklären zwei Vertreter:innen aus den Thüga-Kompetenzcentern Erzeugung und Technik.

-36-

## WASSERNETZE

### Wasser marsch!

Die Wasserversorgung einer Stadt stellt höchste Anforderungen an Technik und Personal – ein Besuch im Wasserwerk Pforzheim.

-40-

### Auf Horchposten

Wie sich Leckagen im Wassernetz per Satellit aufspüren lassen.

-42-

## MEHR

### Der große Umbau

Führungskräfte aus Thüga-Partnerunternehmen berichten, wie sie die Finanzierung der Energiewende angehen.

-43-

### Lange Geschichte

So lange brauchten technische Innovationen, bis sie von der Erfindung zur flächendeckenden Infrastruktur wurden.

-46-

### Impressum

-48-



→ **Tipp zum Teilen:**  
Das „Infrastrukturen“-Magazin als PDF



Wärmepumpen boomen bei Neubauten, gasbasierte Industrieproduktionen werden elektrifiziert. Hinzu kommen zahlreiche Anschlussanträge für PV- und Windkraftanlagen. Der Transformationsdruck auf die Stromnetze stellt ihre Belastbarkeit und Anpassungsfähigkeit derzeit auf eine harte Probe. Was zu tun ist.

# Prima Klima

**In Freiburg entsteht eines der größten Neubaugebiete Deutschlands. Dietenbach soll 7.000 bezahlbare Wohnungen bieten und klimaneutral sein. Auf was muss das Stromnetz vorbereitet sein? Karla Müller, bei badenovaNETZE verantwortlich für Dietenbachs Gesamtplanung, und Marco Weber, Stromnetzplaner bei badenovaNETZE, geben Antworten.**

INTERVIEW VOLKER JOKSCH

**Haben Sie eine konkrete Vorstellung, für wen Sie im Freiburger Westen planen?**

*Müller:* Wir reden bei Dietenbach über ein Projekt, das am Ende rund 16.000 Menschen ein neues Zuhause bieten soll. Zwischen den Wohnquartieren wird es Büro- und Gewerbeansiedlungen, Kitas, Schulen und Einkaufsmöglichkeiten geben. Die grundsätzliche Erschließung läuft, die ersten Arbeiten im Bauabschnitt I werden 2024 beginnen. Den Abschluss des Projekts mit insgesamt sechs Bauabschnitten peilen wir für die 2040er-Jahre an. Was hier infrastrukturell entsteht, muss eine große Zahl von Lebensentwürfen ermöglichen. Da würden wir deutlich zu kurz springen, hätten wir nur die Zwei-Kind-Familie mit E-Auto im Blick.

**Welche sind die entscheidenden Orientierungsmarken für die Planung?**

*Müller:* Aus badenova-Sicht ist das Ziel, mit Dietenbach insgesamt klimaneutral zu sein, sicherlich die wichtigste Vorgabe. Die Idee: Die vor Ort verbrauchte Energie in Form von Strom und Wärme soll im Wesentlichen auch vor Ort erzeugt werden. Als Energieträger stehen Sonne und Umweltwärme zur Verfügung. Konkret heißt das beispielsweise, dass etwa 60 Prozent der Dachflächen mit PV-Anlagen bestückt sein sollen. Dazu kommen PV-Fassadenmodule für etwa 30 Prozent der Flächen oberhalb des zweiten Obergeschosses. Für die Wärmegewinnung sind die Nutzung von Prozessabwärme und Biogas-Heizkraftwerke vorgesehen. Zusätzlich wird voraussichtlich dem Abwasser durch Wärmetauscher Energie entzogen. Eine dritte Wärmekomponente ist die Nutzung von Grundwasserwärme mittels Großwärmepumpen und wenn möglich von Tiefengeothermie. Das alles wird in einem Niedertemperatur-Nahwärmenetz durch unsere Kollegen von badenovaWÄRMEPLUS gebündelt, im gesamten Stadtteil verteilt und mit dem übrigen Freiburger Wärmenetz verbunden.

*Weber:* Bei den PV-Anlagen wird es noch spannend werden, welche Dachflächen wirklich damit ausgestattet und welche

doch begrünt oder zu Dachterrassen ausgestaltet werden. Da gibt es gewisse Zielkonflikte. Die Flächenvorgabe für PV steht im Bebauungsplan, mögliche Kapazitäten können wir heute schon einigermaßen genau abschätzen. Wie dann allerdings die späteren Einspeisekonzepte bei den einzelnen Gebäuden aussehen, das können wir nur vermuten.

**Sie sehen keine zentralen Stromspeicher vor?**

*Müller:* Es wird einzelne Immobilienbetreiber geben, die Batteriespeicher für den selbsterzeugten Strom errichten werden, aber zentral ist da Stand heute nichts vorgesehen.

*Weber:* Wenn wir das ganze Stromnetz hierarchisch anschauen, steht am Anfang der Arbeiten das existierende Umspannwerk Brunnmatten. Hier laufen die nötigen Anpassungsarbeiten. Von hier aus werden wir Dietenbach mit mehreren 20 KV-Mittelspannungsringen versorgen. Diese Struktur bringt uns die nötige Ausfallsicherheit. Über das Gelände verteilt wird es zwölf Quartiersgaragen mit Platz für Transformatoren und zusätzliche freistehende Transformatorstationen geben. Sie wandeln die Mittelspannung in Niederspannung, die dann weiter an die umliegenden Gebäude verteilt werden kann. Das ist eine robuste Struktur, die auch in umgekehrter Richtung eine Menge Last aufnehmen kann. Mit ihr müssen wir sicherstellen, dass wir für Wärmepumpen, E-Rad- und E-Auto-Ladestationen in Quartiersgaragen und einzelnen Straßenzügen genug Leistung zur Verfügung stellen können. Wie viele Ladepunkte das sein werden und wo die zur Verfügung stehen, können wir heute nur vermuten. Den größten Bedarf wird es in den Quartiersgaragen geben. Den der Straßenbahnlinie, die das Viertel ans öffentliche Nahverkehrsnetz anschließen wird, können wir dagegen heute schon exakt einplanen.

**Wurde überlegt, Energie als Wasserstoff zu speichern?**

*Müller:* In der Tat war die Errichtung einer Elektrolyse-Anlage auf dem Gelände anfänglich Teil der Planung. Zumal auch von der lo- >>



**Die Idee: Vor Ort  
verbrauchte Energie soll  
im Wesentlichen auch  
vor Ort erzeugt werden.**





# 7.000

geplante  
Wohnungen

Anzahl der voraus-  
sichtlichen Einwoh-  
ner: rund 16.000

Fertigstellung:  
2040er-Jahre

Energetisches Ziel:  
Klimaneutralität

Energiekonzept:  
PV, Wärmenetz  
gespeist aus  
Prozesswärme,  
Biogas-Heizkraft-  
werk, Abwasser/  
Wärmetauscher,  
Tiefengeothermie  
und Grundwasser-  
wärme



## Mobilität

Dietenbach wird  
autoreduziert  
geplant: Fußgän-  
ger und Fahrräder  
haben Vorrang.

kalen Wirtschaft viel Interesse an grünem Wasserstoff bekundet wurde. Bezogen auf das Dietenbach-Projekt, sollte die Abwärme der Anlage sogar 20 Prozent zur Gesamt-Wärmegewinnung beitragen. Weber: Im Zuge der weiteren Planung wurde aber klar, dass die Errichtung der Elektrolyseanlage im Industriegebiet mehr Vorteile bringen würde. Der Wasserstoff rückt so näher an seine späteren Verbraucher heran. Und wir entledigen uns des Lkw-Verkehrs, der den Wasserstoff im verkehrsberuhigten Wohngebiet abholen müsste. Müller: In Dietenbach wird es keine Gasleitungen für die Wärmeversorgung geben.

## Wird Dietenbach ein intelligenter Stadtteil?

Weber: Zu der Robustheit des Verteiler- und Transformatoren-Netzes in Bezug auf Entnahme und Einspeisung kommt die Möglichkeit zur Regulierung. Wir werden auf dem Gelände von Anfang an intelligente Messsysteme verbauen. Bei der an sonnigen Tagen zu erwartenden Erzeugungsleistung müssen wir die Möglichkeit haben, die PV-Anlagen zum Schutz des Gesamtnetzes herunterregeln zu können. Wie wir das genau machen, ist noch nicht entschieden. Aber es gibt in Freiburg schon Erfahrungen mit dem drahtlosen Internet of Things. Ein Gateway mittels Router über das eigene Glasfasernetz könnte eine Lösungsvariante sein.

Müller: Die Parkplatzbelegung per App transparent machen, Füllstände der Müllbehälter messen und

kommunizieren, Sensoren in den Grünanlagen, um gegebenenfalls die Bewässerung zu regulieren, die digitale Anbindung von Strom- und Wärmezählern, den Verbrauchern die Möglichkeit geben, von dynamischen Strompreisen zu profitieren: Hier gibt es eine Menge Ideen. Wir gehen davon aus, dass die Affinität der zukünftigen Bewohner sehr hoch sein wird, solche neuen Services zu nutzen. Natürlich ist auch die Stadt interessiert, Services von einer kostenintensiven starren Planung auf eine flexible, bedarfsgerechte und kostengünstigere Variante umzustellen.

Weber: Das betrifft dann zum Beispiel auch die einzelnen Netzkomponenten und Verbraucher, die sich von selbst melden, wenn Probleme auftreten, und damit eine regelmäßige Kontrollbegehung überflüssig machen. Das Standardbeispiel dafür ist die Straßenlaterne, die automatisiert eine Meldung absetzt, wenn sie nicht mehr wie vorgesehen leuchtet.

Müller: Eine Menge möglicher Services sind denkbar. Aber das Reden über solche Dinge ist Teil des ganz gewöhnlichen Projektgeschäfts. Iterative Schleifen mit allen Projektbeteiligten sind unser Alltag beim Vorantreiben der Planung. Das geplante Stromnetz ist für solche Möglichkeiten auf jeden Fall offen.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten  
im Thüga-Extranet

# Geht schon!

Kann ein energieintensiver Industriezweig wie Glasherstellung von Gas- auf Strombetrieb umstellen? Die Gerresheimer Lohr GmbH nahm diese Herausforderung zusammen mit der Energieversorgung Lohr-Karlstadt an – die Umstellung in Zahlen.

TEXT ANTOINETTE SCHMELTER-KAISER

## Vom Tablettenbehälter

bis zur Laborflasche: Die Gerresheimer Lohr GmbH entwickelt und produziert Verpackungsglas für den Consumer-HealthCare-Bereich. Außerdem stellt sie Verpackungslösungen für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie her. Um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Produktion zu verringern und der Nachhaltigkeits-Agenda des Unternehmens zu genügen, ersetzt Gerresheimer Lohr eine der beiden Schmelzwannen durch eine neue, hybride. Für ihren Betrieb sollen außer Gas bis zu 60 Prozent Strom genutzt werden – idealerweise aus erneuerbaren Quellen. Dadurch steigt die Netzanschlussleistung des Unternehmens von 15 auf 25 Megawatt Strom.

Für diese Erhöhung der Lieferkapazität mussten das Stromnetz und die Infrastruktur durch Energieversorgung Lohr-Karlstadt (DIE ENERGIE) ausgebaut werden. Der Grund: Die vorhandene Trafoleistung war zu gering, die Schaltanlage ebenso wie die Dimensionierung der Anschlusskabel zu Gerresheimer Lohr zu klein. Der Aufwand war nicht nur technischer Natur. Ebenso mussten Trassen geplant, Naturschutzgutachten erstellt und eine Kampfmittelvorerkundung durchgeführt werden. Thüga-Projektleiter Paul Ihrig schaltete für das Riesenprojekt Experten aus fünf Fachbereichen zusammen: „Der Ausbau hat sich gelohnt. Er kommt nicht nur Gerresheimer Lohr im Industriegebiet Lohr-Süd zugute, sondern erhöht die Kapazitäten und die Versorgungssicherheit für die ganze Region.“



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet

## 15 auf 25 Megawatt Leistungs- erhöhung bei Gerresheimer Lohr

## 11 Mio. € Investitions- volumen bei DIE ENERGIE

## 3 Jahre dauert die Um- stellung von der Anfrage durch Gerresheimer Lohr Mitte 2021 bis zur Fertigstel- lung Mitte 2024.

## 16 x 9 Meter

sind die Abmessungen des neuen Schalthauses im Umspannwerk Lohr, das errichtet werden musste.

**1** neue Mittelspannungsschaltanlage mit einer Doppelsammelschiene und **20** Feldern, **2** davon allein für Gerresheimer Lohr, war nötig.

**2** neue Mittelleistungstransformatoren waren notwendig.

**3** E-Spulen und **3** Erdungstransformatoren wurden beschafft und werden aufgestellt.

**36** km Mittelspannungskabel werden für den Netzanschluss verlegt. Das entspricht **36** Kabeltrommeln à **1** Kilometer Länge.

**5,1** Tonnen wog jede Kabeltrommel.

**2 x** wurde während Tiefbau- und Montagearbeiten der Main unterquert, um die Kabel zu verlegen.

## 25.000 Tonnen weniger CO<sub>2</sub> pro Jahr sollen durch die Umstellung auf Strom ausgestoßen werden.

# Passgenau zugeschnitten

TEXT VOLKER JOKSCH

**Wärmepumpe statt Gasheizung, Strom für das E-Auto daheim zapfen statt Super an der Tankstelle. Wie gelingt die Energiewende, ohne dass Stromnetze im Bestand an ihre Belastungsgrenze gelangen?**

## **In seinem unrenovierten**

Häuschen aus den Siebzigern wohnt ein achtzigjähriger Witwer. Während er abends unter einer 40-Watt-Glühbirne in der Küche die Lokalzeitung studiert, brollert eine betagte Gasheizung im Keller. Noch tut sie ihre Dienste. Doch beim letzten Besuch hat der Heizungsinstallateur angekündigt, dass bald größere Reparaturen anfallen könnten und ein Heizungsaustausch ratsam wäre. Im Haus nebenan lebt seit Kurzem eine fünfköpfige Familie, die ihre alte Gasheizung gerade ab- und eine Wärmepumpe angeschafft hat. Zwei Lastenräder stehen vor der Tür, die Wallbox für das geplante E-Auto ist beantragt, die Förderung für eine Dach-PV-Anlage auch.

## **Äußerst unterschiedlicher Zustand**

„In gewachsenen Wohnstrukturen, die sich über Jahrzehnte hinweg entwickelt haben, gibt es keine Blaupause für den Stromnetzausbau“, sagt Benedikt Görig, bei der Thüringer Energienetze (TEN)



zuständig für Netzplanung und Budget. Bestehende Gasheizungen dürfen noch bis Ende 2044 weiter betrieben werden. Der Umstieg auf Strom als möglicher Treiber für den Ausbau des Niederspannungsnetzes fällt also nicht sofort an. „Nicht nur die Bedarfe sind unterschiedlich. Jede Gemeinde hat über die Jahrzehnte unterschiedlich geplant und erneuert. Deshalb sind die vorhandenen Netze in einem äußerst unterschiedlichen Zustand“, so Görig. Sein vorläufiges Fazit: An einer aufwendigen Einzelfallprüfung führe kein Weg vorbei.

### Zeitlich und in der Fläche entzerrt

„In aller Regel ist auf der Niederspannungsebene viel mit dem vorhandenen Netz machbar“, sagt Simon Rodler, Netzstrategie bei der Thüga. „Die gesteckten Ziele für die Dekarbonisierung sind ambitioniert und wir müssen diese Themen heute angehen. Aber insgesamt wird uns die Umstellung wohl die nächsten 20, 30 Jahre begleiten.“ Zur Entspannung der Lage trägt zudem bei, dass trotz der steigenden Zahl von Elektrogeräten der private Stromverbrauch in Deutschland pro Haushalt im Schnitt seit 2007 gesunken ist. Rodler: „Die bessere Energieeffizienz der Einzelgeräte macht sich hier genauso bemerkbar wie die schrumpfende Zahl der Haushalte mit drei oder mehr Personen.“ Erst seit 2019 steigt der Durchschnittsverbrauch wieder – weil unter anderem E-Autos und Wärmepumpen auf dem Vormarsch sind. Wenn viele einzelne Verbraucher zeitlich versetzt Strom beziehen, ist der Stress für das Netz in der Regel gut handhabbar. Auch die Tatsache, dass nicht alle privaten Haushalte in Deutschland schon heute mit ihrer persönlichen Energiewende beginnen, verschafft den Versorgern ein bisschen Zeit.

### Drosselung als Alternative

„Jahrzehntlang war das uninteressant, was auf der Niederspannungsebene passiert“, sagt Rodler. Mit der Digitalisierung dieser Netzebene kann und soll sich das ändern. Görig: „Wenn wir verstehen, wann genau welche Verbraucher laufen und wie sich die Effekte an den unterschiedlichen Stellen im Netz addieren, können wir auch spitzer kalkulieren, wann wir einen Bautrupp losschicken müssen, um einen Transformator zu erneuern oder eine zweite Versorgungsleitung zu ziehen.“ Kann ein Ausbau nicht schnell genug erfolgen, besteht die Möglichkeit, Verbraucher oder Erzeugungsanlagen vorübergehend so zu drosseln, dass sie das Netz nicht gefähr-

den. Ausbauziele für intelligente Messsysteme, die sowohl die nötigen Netzdaten liefern als auch die Steuerung ermöglichen, gibt es. Seit dem 1.1.2024 ist die Drosselung kritischer Verbraucher erlaubt, um Schaden vom Netz abzuwenden. Viele Details sind aber noch ungeklärt.

### Einführung intelligenter Zähler

Das ist einer der Gründe, warum die Thüringer Energienetze sich in einer kleinen Gemeinde im Dreiländereck Thüringen, Hessen und Niedersachsen darangemacht hat, das Thema konkret voranzubringen. Daniel Papst, Projektleiter im Datacenter bei TEN: „Zusammen mit dem Bürgermeister haben wir unser Netzdigitalisierungsprojekt in einer Bürgerversammlung vorgestellt und eine Menge Zustimmung erhalten. Wer heute Spritpreise vergleicht, der hat auch Interesse, morgen von dynamischen Strompreisen zu profitieren.“ Nach der Einführung der intelligenten Zähler sehen Experten auf die 15 Minuten genau, wie sich der Verbrauch im Netz bis zum jeweiligen Hausanschluss entwickelt. „Wir prüfen dabei die verbauten Messsysteme genauso wie die Algorithmen, die das Netz laufend überwachen sollen.“ Die Vorarbeiten zu diesem Schritt hat die TEN schon Jahre zuvor erledigt. Der hauseigene Campus in Erfurt wurde mit neuen Messsystemen ausgestattet. Die größeren Verbraucher wie Ladepunkte auf dem Firmenparkplatz werden genauso erfasst wie die PV-Anlagen auf den Dächern. „Damit haben wir das erste Know-how aufgebaut, auf das wir jetzt aufsatteln können“, sagt Görig. Eine solide Grundlage für Einzelfallentscheidungen für oder gegen den Einsatz von Bautrupps zum Ausbau bestehender Stromnetze.



**An einer aufwendigen Einzelfallprüfung führt kein Weg vorbei.**

**Die Thüga** unterstützt den Stromnetzausbau zum Beispiel mit der Entwicklung eines Zielbilds für das zukünftige Netzmanagement. Die Erarbeitung erfolgt aktuell gemeinsam mit sechs Netzbetreibern der Thüga-Gruppe und soll im Frühjahr 2024 abgeschlossen sein.

### Faktor-rechnung\*

# 1

Wasserkocher

6 bis 7

E-Auto aufladen

2 bis 5

Wärmepumpe

2 bis 4

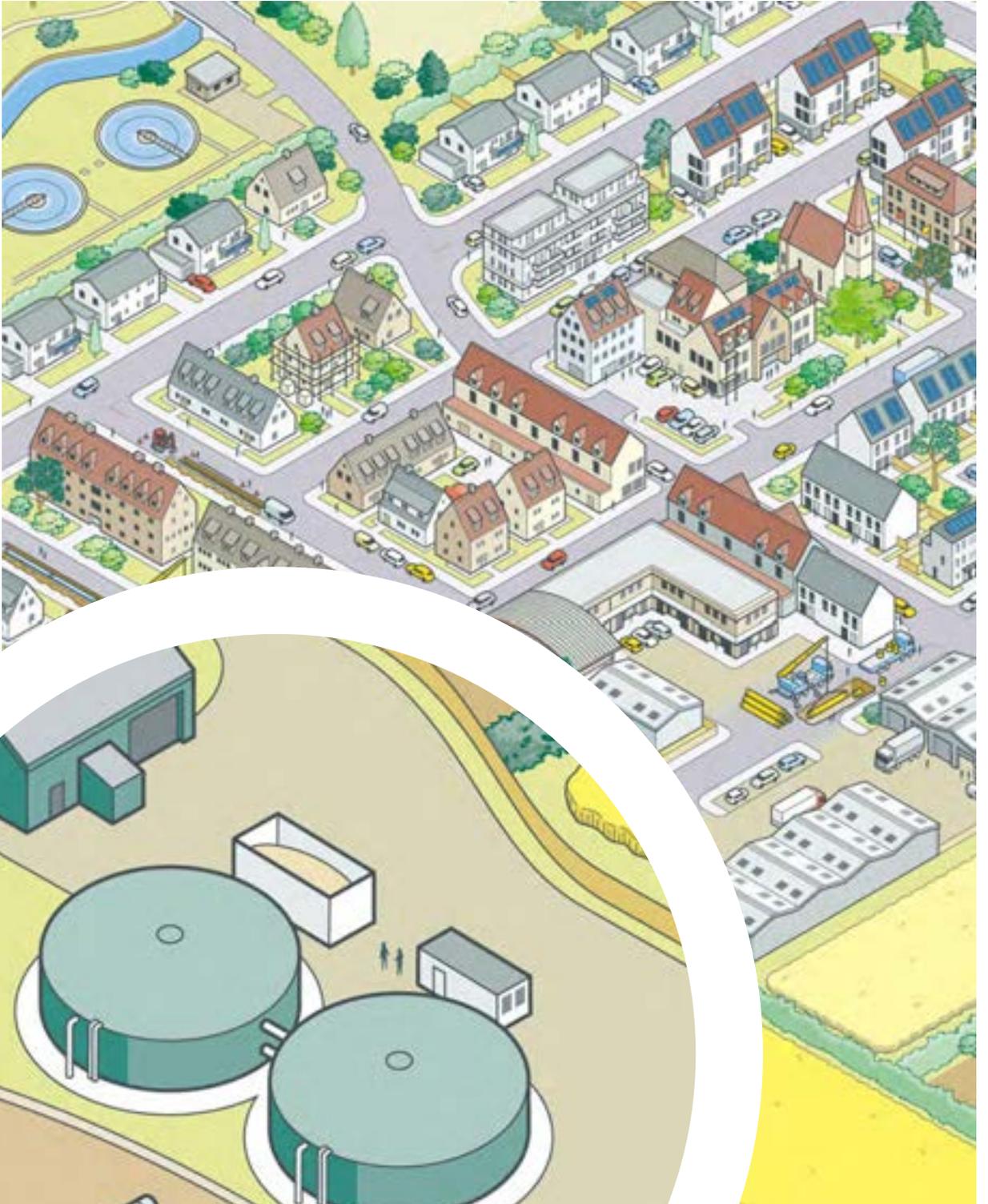
Private  
Aufdach-  
PV-Anlage

Durchschnittliche  
Stromleistung im  
Vergleich

\* Die Zahlen sind Faktoren. Ein Wasserkocher hat im Schnitt 1,5 bis 2,5 kW. Um ein E-Auto aufzuladen, braucht man eine etwa sechs bis sieben Mal so hohe Energiemenge.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



Stillegen oder umwidmen? Kommunen und Stadtwerke müssen sich entscheiden, was mit ihren bestehenden Gasnetzen geschehen soll. Verfügbare klimaneutrale Gase wie Biomethan oder grüner Wasserstoff plus Ankerkunden aus der Industrie machen deren Erhalt in der Zukunft lohnenswert.

# Stilllegen?



Ab 2045 dürfen Deutschlands Energieversorger nur noch klimaneutrale Brennstoffe durch ihre Gasnetze leiten. Eine strategische Entscheidung kommt auf Gasnetzbetreiber zu: Leitungen stilllegen oder transformieren?

TEXT THORSTEN RIENTH



# Transformieren?

**Es steckt viel Geld** im deutschen Boden, sehr viel Geld. „Auf mehr als 270 Milliarden Euro wird der Wiederbeschaffungswert des kompletten Gasleitungs-Netzes taxiert“, berichtet Andreas Hinz aus dem Thüga-Kompetenzcenter Netzstrategie. Über eine Länge von etwa 560.000 Kilometern verzweigt es sich engmaschig quer durch die Republik. Rund 50 Prozent der Haushalte sind angeschlossen. Dazu kommen etwa 1,8 Millionen Betriebe der mittelständischen Industrie und des verarbeitenden Gewerbes.

## Zwischen allen Stühlen

Die Zukunft des Gasnetzes ist ungewiss. Fest steht bislang nur: Die Bedeutung von fossilem Gas wird abnehmen. Wärmepumpen nehmen mittlerweile im Einfamilienhaus-Neubau eine dominante Marktstellung ein. Fernwärme dürfte in Gebieten mit hoher Lastdichte wettbewerbsfähig sein. Klimaneutrale Gase wie etwa Wasserstoff braucht es wohl perspektivisch mindestens für die Industrie. Die politisch gewollte flächendeckende Kommunale Wärmeplanung (KWP) soll mehr Licht ins Dunkel bringen. Jede Kommune in Deutschland soll ein Zielszenario für die klimaneutrale Wärmeversorgung entwickeln. Bis Jahresmitte 2026 haben Großstädte Zeit, kommunale Wärmeplanungen bis hinunter auf die einzelnen Straßenzüge zu erstellen – immer in Abhängigkeit von vor Ort verfügbaren Wärme-erzeugungs- und Energiequellen, Infrastrukturen und Verbrauch. Kleinstädte bekommen für den Wettlauf gegen die Zeit zwei Jahre mehr. Im Kontext von Wärmewende und kommunaler Wärmeplanung fragen sich die Gasnetzbetreiber: Wo macht der Weiterbetrieb der bestehenden Gasnetze Sinn, wo nicht? >>

## Stilllegen ...

**In innerstädtischen Gebieten, wo die Heizungs-wahl künftig wohl öfter auf Fern- oder Nahwärmenetze fallen wird, bietet sich eine Stilllegung nicht genutzter Verteilnetz-Abschnitte an. Doch dabei ist Weitsicht gefragt.**

Wie viele Kilometer Gasnetz RhönEnergie Fulda zuletzt stillgelegt hat? Geschäftsführer Dr. Arnt Meyer muss für die Antwort nicht lange nachrechnen: „Keinen einzigen.“ Er erklärt: „Gasnetzbetreiber haben eine Versorgungspflicht gegenüber angeschlossenen Kunden. Für Stilllegungen in größerem Umfang ist außerdem aktuell noch zu viel ungewiss: die Entwicklung alternativer Technologien, die ordnungspolitischen Rahmenbedingungen, die Entscheidung der Kunden.“ Beim Strom gibt es aus Kundensicht keine Wahl. Bei der Wärmeversorgung ist es anders: Die Verfügbarkeit der Anschlüsse und die Voraussetzungen sind nicht überall gleich gegeben. Meyer: „Da gibt es Fernwärme, Nahwärme, Erdgas, Wasserstoff, Solarthermie, Pellets, Wärmepumpen.“

### Zunehmende Kundennachfrage

Wärmepumpen zeigen beispielhaft die aktuelle Volatilität. Nach dem russischen Überfall auf die Ukraine im Spätwinter 2022 hoch gehypt, halbierten sich die Förderanträge schnell: Hatte das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im ersten Halbjahr 2023 48.804 Förderanträge für Wärmepumpen erhalten, waren es im gleichen Vorjahreszeitraum 97.766 – eventuell auch, weil viele Haushalte zuletzt noch schnell eine neue Öl- oder Gasheizung kauften, obwohl fossile Brennstoffe durch die steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung perspektivisch teurer werden dürften. Meyer erwartet dennoch, dass sich Wärmepumpen weiter im Markt ausbreiten – insbesondere im Neubau und nach Grundsanierungen. „Wo heute im Gebäudebestand mit Erdgas oder Öl geheizt wird, warten die Kunden aber möglicherweise die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanungen ab“, prognostiziert er. „Die Kundennachfrage nach Fernwärme hat schon zugenommen.“ Aber viele hofften wohl auch darauf, dass am Ende grüner Wasserstoff durch die bestehende Gasleitung fließt und sich dann mit einer 100-Prozent-H<sub>2</sub>-ready-Gastherme heizen lässt.

### Vorerst stillhalten beim Stilllegen

Ob es so kommt, hängt neben der KWP aber maßgeblich von der Verfügbarkeit ausreichender Wasserstoffmengen zu wettbewerbsfähigen Preisen ab. „Und schließlich“, so Meyer, „könnte das Erdgasnetz in ausgewählten Bereichen auch mit Bioerdgas genutzt werden. Die Erzeugung von grundlastfähigem Strom aus Biogasanlagen ist aber für die Energiewende ebenfalls sehr wichtig.“ Bis klarer ist, wo das bestehende Erdgasnetz zukünftig noch gebraucht wird und wo nicht, gilt idealerweise: stillhalten beim Stilllegen. „Eine Gasleitung erst mit Aufwand einzumotten und dann doch wieder betriebsbereit zu machen, das wäre betriebswie volkswirtschaftlich keine gute Rechnung“, warnt Meyer.

## ... Transformieren

**Wo Nah- und Fernwärmenetze weit weg und Gasverteilnetze schon im Boden liegen, bietet sich deren Transformation an. Was dabei aus der Perspektive von Energieversorgern zu beachten ist – und was zu tun ist.**

Wer heute mit Erdgas heizt, kann theoretisch mit (fast) derselben Technik und aus demselben Netz mit klimaneutralem Methan oder Wasserstoff versorgt werden. Dass die vorhandenen Gasnetze Energiewende-kompatibel sind, hat die Branche in letzter Zeit mit Pilotprojekten unter Beweis gestellt. „Die Information zur Energiewende-Kompatibilität der Gasnetze aus technischer Sicht reicht allerdings für die Ableitung einer Strategie für das Gasnetz vor Ort nicht aus. Darüber hinaus bedarf es zum einen der Transparenz über lokal sinnvolle klimaneutrale Wärmeversorgungslösungen. Zum anderen bedarf es eines Rechts- und Regulierungsrahmens, der die Gasnetzbetreiber handlungsfähig macht und der Investitionssicherheit bietet“, erklärt Thüga-Netzstrategie Andreas Hinz.

### Umstellung auf Wasserstoff vorbereiten

Bis mehr Klarheit über den zukünftigen Rechts- und Regulierungsrahmen herrscht, rät die Thüga ihren Partnerunternehmen, die Investitionen in ihre Gasnetze auf sicherheitstechnische und rechtliche Erfordernisse zu begrenzen. Was sich dabei anbietet, ist laut Hinz, „bei zwingend notwendigen Erneuerungen direkt die Voraussetzungen für die Umstellung auf Wasserstoff in den jeweiligen Netzabschnitten zu schaffen“. Darüber hinaus sollten Gasnetzbetreiber einen Gasnetzgebietstransformationsplan (nach dem Gebäudeenergiegesetz §71k Abs. 2) erstellen, um klimaneutrale Lösungen und Vorschläge für die kommunale Wärmeplanung vorzubereiten.

### Offen sein für neue Lösungen und mitgestalten

Was RhönEnergie-Geschäftsführer Dr. Arnt Meyer Stadtwerken und Energieversorgern empfiehlt, die noch zwischen den sprichwörtlichen Stühlen stehen? „Die Sache unternehmerisch angehen und mitgestalten! Und gern auch mal an Lösungen denken, die auf den ersten Blick unkonventionell erscheinen.“ Fest steht für ihn: „Ohne Mitwirkung der Energieversorger wird die Kommunale Wärmeplanung vor Ort sehr schwierig. Bei ihnen liegen Fachexpertise, Unternehmertum und der direkte Kundenkontakt.“

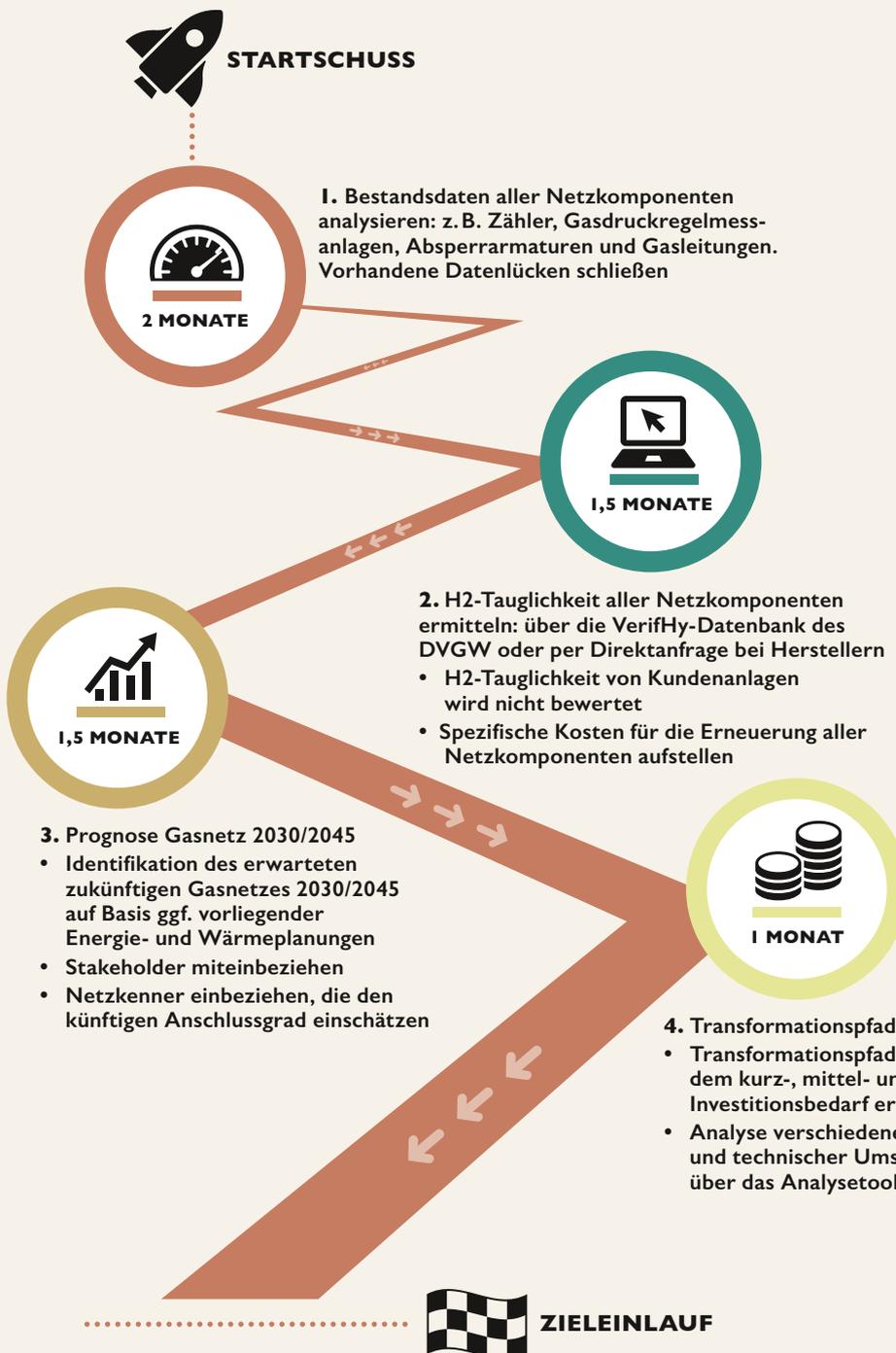


→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten  
im Thüga-Extranet

# Von Gas auf H2 – so geht's

Noch ist es eine Gleichung mit vielen Unbekannten: ein Gasnetz auf Wasserstoff umzustellen. Mit dem Thüga-Beratungsangebot OptiStrat Wasserstoff lässt sich im Optimalfall in einem halben Jahr ein Transformationspfad auf die Beine stellen – inklusive Investitionen.

TEXT ASTRID BLOCK



**1. Bestandsdaten aller Netzkomponenten analysieren:** z. B. Zähler, Gasdruckregelmessanlagen, Absperrarmaturen und Gasleitungen. Vorhandene Datenlücken schließen

**2. H2-Tauglichkeit aller Netzkomponenten ermitteln:** über die VerifHy-Datenbank des DVGW oder per Direktanfrage bei Herstellern

- H2-Tauglichkeit von Kundenanlagen wird nicht bewertet
- Spezifische Kosten für die Erneuerung aller Netzkomponenten aufstellen

**3. Prognose Gasnetz 2030/2045**

- Identifikation des erwarteten zukünftigen Gasnetzes 2030/2045 auf Basis ggf. vorliegender Energie- und Wärmeplanungen
- Stakeholder miteinbeziehen
- Netzkenner einbeziehen, die den künftigen Anschlussgrad einschätzen

**4. Transformationspfad**

- Transformationspfad mit dem kurz-, mittel- und langfristigen Investitionsbedarf erarbeiten
- Analyse verschiedener kaufmännischer und technischer Umstellszenarien über das Analysetool KANEW

## 10-Punkte-Checkliste: Wann ist eine Gasnetz-Umstellung auf Wasserstoff sinnvoll?

- **Netzkopplungspunkt** liegt idealerweise im Umkreis von zehn Kilometern vom H2-Kernnetz entfernt
- **Primäre Nutzung** vorhandener Gasinfrastruktur für die H2-Verteilung möglich
- **Investitionskosten** für technische Anpassung des Netzes für die H2-Tauglichkeit sind überschaubar
- **Gasnetzgebietstransformationsplan** ist vorhanden oder in Bearbeitung
- **Kommunaler Wärmeplan** hat konkrete Wasserstoffgebiete ausgewiesen
- **Langfristige H2-Großabnehmer** (Ankerkunden) sind vorhanden
- **Gasabsatz** wird langfristig im Versorgungsgebiet nicht drastisch sinken; Netzentgelte werden nicht unverhältnismäßig steigen
- **Regionales/dezentrales EE-Potenzial** (Biomethan und Wasserstoff) kann ausgebaut werden
- **Wirtschaftlicher Betrieb** des Gasnetzbetriebs ist gegeben (angemessene Rendite auf das im Gasnetz gebundene Kapital kann realisiert werden)
- **Akzeptanz für das Gasnetz** ist seitens der Stakeholder gegeben (z. B. von Bürgermeister:in, kommunalen Vertreter:innen, Gewerbe und Industrie sowie Bürgerschaft)



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Infos zu OptiStrat



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Infos zu KANEW

# Blick zurück nach vorne

Wir schreiben das Jahr 2035. In zehn Jahren muss der Umstieg auf erneuerbare Energien beim Heizen vollbracht sein. Was ist auf dem Weg dorthin bereits passiert? Ein fiktiver Rückblick auf eine entscheidende Phase der Energiewende.

TEXT THORSTEN RIENTH



**Wer erinnert sich** heute noch an die große deutsche Aufregung im Sommer 2023? Die damalige Ampel-Regierung hatte gerade die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) ins parlamentarische Verfahren geschickt. Dringend notwendig, sagten die einen. Der „Heiz-Hammer“ sei nicht finanzierbar, fanden die anderen. Dabei bündelte die Novelle rückblickend doch vor allem Selbstverständlichkeiten: Seit dem 1. Januar 2024 durften hauptsächlich nur noch auf Wasserstoff umrüstbare Gasheizungen verbaut werden. Mit der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) wurden die Kommunen zu jener verbindlichen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung verpflichtet, die ihre Energieversorger gerade landauf, landab abarbeiten. So weit, so normal.

## Mitten in der GTP-Abarbeitung:

Seinerzeit noch alles andere als normal war der Gasnetzgebiets-transformationsplan (GTP) der Initiative H2vorOrt. Die hohe Beteiligungsquote am GTP war damals bahnbrechend und zeigte den Willen zur Dekarbonisierung der Verteilnetzbetreiber auf. Drei Viertel des deutschen Gasverteilnetzes deckte der GTP im Aufregerjahr 2023 ab: 415.000 von mehr als 560.000 Kilometern in 381 von 401 Landkreisen.

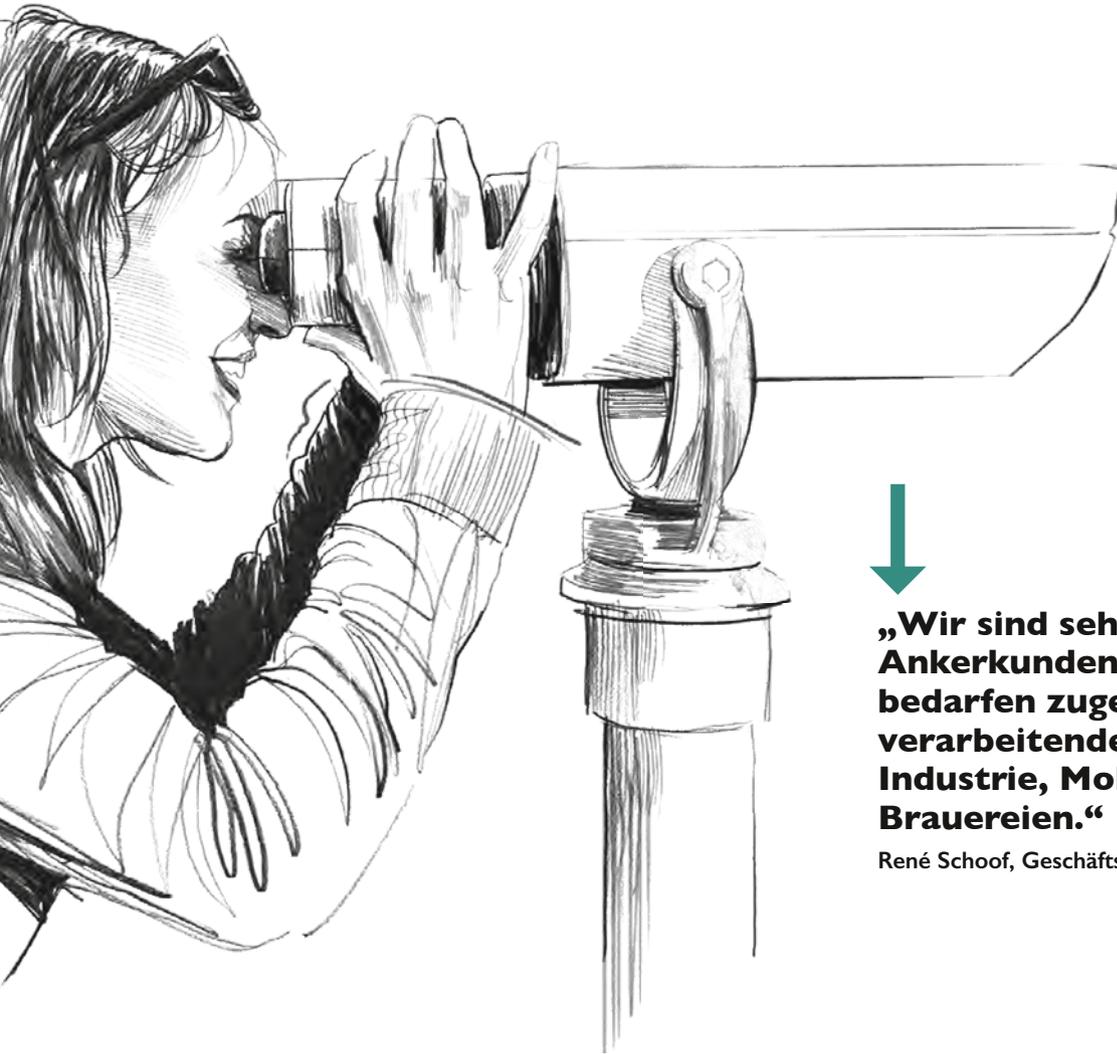
„Die meisten Gasverteilnetzbetreiber rechneten schon damals fest mit einer künftigen Versorgung mit Wasserstoff, Biomethan

oder anderem klimaneutralem Methan“, erinnert sich Niklas Zigelli, damals Mitarbeiter im Thüga-Kompetenzcenter Netze. Zum ersten Mal schien sich auch in der breiten Öffentlichkeit eine wichtige Erkenntnis durchzusetzen: Für das Entstehen einer nachhaltigen und erfolgreichen Wasserstoffwirtschaft ist auch die Transformation der Gasverteilnetze entscheidend.

## Komplizierte Regulatorik und Bürokratie

schwaben netz gehörte in den späten 2010er-Jahren zu den Ersten im Land, die sich konkrete Gedanken um eine wasserstofftaugliche Zukunft machten. Ziel war es, auf Dauer die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die ein Einblick ins Online-Archiv der GmbH so beschreibt: „Über unser rund 7.100 Kilometer langes Netz transportieren wir jährlich rund 12,9 Milliarden Kilowattstunden Erdgas und sorgen zuverlässig dafür, dass 210 Kommunen in Schwaben und im Allgäu mit Erdgas beliefert werden.“ Darauf setzten die meisten der Industrie-, Gewerbe- und Privatkunden auch über das Jahr 2045 hinaus. Dann eben mit grünem Wasserstoff oder Biomethan.

„Die ganze Regulatorik und Bürokratie haben uns echtes Kopferbrechen bereitet“, blickt der damalige Geschäftsführer René Schoof zurück auf die so entscheidenden Jahre für die Energiewende. „Wir haben in Deutschland manchmal die etwas schlechte



**„Wir sind sehr früh auf große Ankerkunden mit hohen Energiebedarfen zugegangen – metallverarbeitende oder chemische Industrie, Molkereien, Ziegeleien, Brauereien.“**

René Schoof, Geschäftsführer schwaben netz

Angewohnheit, die Dinge vom Ende her zu planen – und zwar absolut perfekt.“ Ob sich nicht vielleicht bei der nächsten großen Transformation so manches Regulatorik-Detail auch unterwegs lösen lasse? Bei der Energiewende habe es ja am Ende auch ganz gut geklappt.

### **Ankerkunden in der Schlüsselrolle**

Dem war nach Ansicht Schoofs auch so, weil sich viele Versorger mit einer guten Strategie auf den Weg machten. „Wir sind sehr früh auf Ankerkunden mit hohen Energiebedarfen zugegangen – metallverarbeitende oder chemische Industrie, Molkereien, Ziegeleien, Brauereien.“ Zu denen in Augsburg gehörte damals die Brauerei Riegele dazu. Seit 1911 braut sie unweit des Hauptbahnhofs international ausgezeichnete Biere. „Das ist sehr energieintensiv“, so der damalige Braumeister Frank Müller. Weil die Würze in riesigen Kesseln sprudelnd kochen muss. Und weil in Tanks, Leitungen und Flaschen stets mikrobiologische Reinheit gefordert ist. Auch das geschieht mit Hitze.

### **Verteilnetz gleich nebenan**

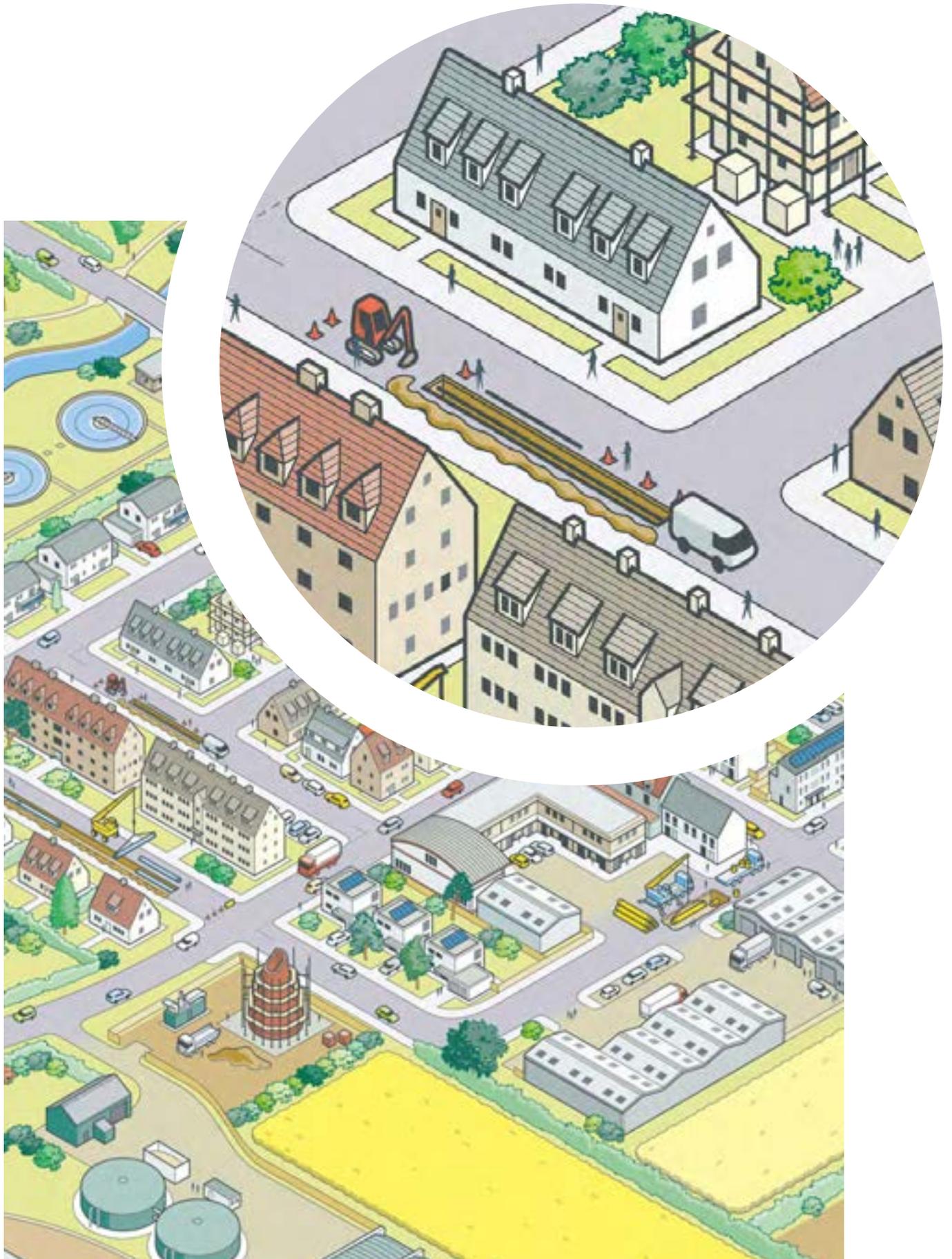
Um 2015 hatte die Brauerei bereits von Heizöl auf umweltfreundlicheres Erdgas umgestellt. Das Verteilnetz führte nebenan vorbei.

„Natürlich haben wir in den Prozessen Effizienzen gehoben, wo wir konnten“, versichert Müller. Aber der restliche Energiebedarf sei viel zu groß gewesen, um ihn vor Ort zum Beispiel mit PV-Anlagen zu erzeugen. „Anders sah es wegen der hohen Energiedichte von Wasserstoff und Biomethan aus.“

Die langfristigen Planungen unter Einbeziehung der Ankerkunden wiederum sicherten bei schwaben netz die Ertüchtigung des Netzes genauso ab, wie sie es beschleunigten. „Wir konnten uns schon früh der Nachfrage aus der Industrie sicher sein“, erinnert sich Schoof. Und fließen durch Leitungen für fossiles Erdgas erst mal grüne Gase zu Gewerbekunden, scheint die analoge Umstellung bei den Privatkunden im jeweiligen Teilnetz naheliegend. Als im Sommer 2023 die Emotionen hochkochen, meldete schwaben netz umfangreichen Vollzug: 95 Prozent des regionalen Verteilnetzes waren H<sub>2</sub>-ready, trotz des – insbesondere im Tiefbau – allgegenwärtigen Fachkräftemangels. Vor fünf Jahren dann der große Tag: Fast an der Nordspitze des Netzes flossen aus dem dort querenden H<sub>2</sub>-„Backbone“ die ersten Kubikmeter Wasserstoff in Richtung Augsburg und Bayerisch-Schwaben.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



Keine „One size fits all“-Lösung: Für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen gibt es viele Antworten – je nach örtlicher Gegebenheit. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind industrielle Großkunden der Schlüssel: Ihr Abnahme-Volumen ist mitentscheidend für Akzeptanz und Bezahlbarkeit für die Endkunden.

# „Wir wollen deutlich mehr ausbauen“

Viele Kommunen und Energieversorger beabsichtigen, ihr Fernwärmenetz auszubauen oder ein neues zu errichten. Um die hohen Investitionskosten einschätzen und kalkulieren zu können, ist eine Wirtschaftlichkeitsprüfung unerlässlich. Thüga bietet ihren Partnerunternehmen ein entsprechendes Tool an.

TEXT FRAUKE GERBIG



Admir Hadzikadunic vom Thüga-Kompetenzteam Erzeugung informiert zum Fernwärmenetz-Ausbau.



SWK-Controller Thomas Passauer hat mit Thüga ein Tool zur Wirtschaftlichkeitsprüfung von Wärmenetz-erweiterungen entwickelt.

## Wollen sich Partnerunternehmen

aus der Thüga-Gruppe über einen möglichen Ausbau ihrer Fernwärmenetze informieren, ist er die richtige Ansprechperson: Admir Hadzikadunic vom Thüga-Kompetenzteam Erzeugung. „Das Thema erlebt gerade einen richtiggehenden Boom“, sagt der Experte lachend. Dabei ist die Angelegenheit ernst. „Alle wollen wissen, ob es Sinn macht, in ein Fernwärmenetz zu investieren.“ Dieses „Sinn machen“ ist gleichbedeutend mit rentabel. Denn der Bau oder Ausbau von Fernwärmenetzen ist teuer, sehr teuer. „Ein Hauptkriterium für Fernwärmenetzausbau ist immer der spezifische Absatz“, erläutert Hadzikadunic. „Also: Wie viel Fernwärme kann ich pro Meter Leitung verkaufen?“ Logisch, dass Fernwärme in Ballungsräumen mehr Sinn macht als bei Einfamilienhäusern am Stadtrand.

## Breite Gräben für dicke Rohre

Es sind vor allem die Leitungen, die ins Geld gehen. Für das Fernwärmenetz müssen breite Gräben meistens für zwei Rohre gegraben werden: das eine für den Vor- und das andere für den Rücklauf. Weitere Kosten entstehen durch den Bau von Hausanschlüssen und Übergabestationen. Die Stadtwerke Kaiserslautern (SWK) haben mit Thüga ein spartenübergreifendes Projekt in Sachen Fernwärme-Erweiterung durchgeführt. Thomas Passauer, Controller im Asset-Management bei SWK: „2020 bis 2022 haben wir unser Heizkraftwerk modernisiert. In diesem Zusammenhang wollten wir eine umfassende Wirtschaftlichkeitsprüfung unseres Fernwärmenetzes durchführen und gleichzeitig einen realistischen Erzeugerpreis ermitteln.“ Thüga und SWK beschlossen, ein Tool für eine Wirtschaftlichkeitsprüfung von Wärmenetzerweiterungen zu entwickeln, mit dem das Unternehmen am Ende eine Entscheidungsgrundlage für seine Investitionen erhält.

## Mangel an Menschen und Material

„Eine Win-win-Situation für beide Seiten“, betont Passauer. „Denn uns war klar, dass Thüga dieses Tool auch anderen Partnerunternehmen anbieten wird“ – der typische, gewünschte Synergie-Effekt für die Thüga-



## Win-Win-Situation durch Synergie-Effekte

Gruppe. Ausgehend vom vorhandenen Fernwärmenetz, haben die SWK in den letzten beiden Jahren mithilfe des Tools die wirtschaftliche Bewertung der geplanten Investitionen durchgeführt und stetig ihr Netz im Stadtgebiet erweitert. Ein Vorteil ist ihr Ankerkunde: die Bau AG als größter Wohnungsanbieter in Kaiserslautern. Ein „aber“ bleibt: „Wir wollen deutlich mehr ausbauen, als wir es tun“, sagt Passauer. Denn die Herausforderungen durch die Energiewende sind groß: Interne Ressourcen an Ingenieuren und Technikern müssen aufgebaut und die beschränkten Kapazitäten der Baufirmen mit anderen Netzsparten geteilt werden. Passauer: „Wir sind auf jeden Fall dankbar für die professionelle Hilfe der Thüga.“

### Strategische Erweiterung des Netzes

Auch die Energieversorgung Sylt (EVS) lässt sich seit Juni bei der Erweiterung ihres Fernwärmenetzes von Hadzikadunic und seinem Kollegen Thomas Deuschle beraten. „Wir wollen unser Wärmenetz in Westerland noch weiter ausbauen“, sagt Georg Wember, Geschäftsführer EVS. Statt nachfragebedingt wie in vergangenen Jahren, plant er mit seinem Team eine strategische Vorgehensweise: die wirtschaftliche Bewertung der geplanten Investitionen und Überprüfung der bisherigen Preiskalkulation des Fernwärmenetzes anhand des Thüga-Tools. „Zum einen wollen wir darstellen, was wir mit unserem Fernwärme-Ausbau in Bezug auf die Wärmewende erreichen können. Zum anderen



EVS-Geschäftsführer Georg Wember lässt sich bei der Erweiterung des Fernwärmenetzes von Thüga-Expert:innen beraten.

brauchen wir Planungssicherheit für uns und unsere Kunden“, ergänzt Christian Petersen. Er leitet das spartenübergreifende Projekt mit Thüga. Auch Förderungen wie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze und das Gebäudeenergiegesetz werden bei der Berechnung einbezogen. Weiterer Vorteil des Tools ist die Transparenz der Kalkulation. „So kann der Aufsichtsrat die Investitionssumme schnell nachvollziehen“, so Wember. Das Fernwärmenetz erweitern oder nicht? Sylt hat wenig Alternativen, um die Wärmeerzeugung grüner zu gestalten. Wember ist sich sicher: „Das Thüga-Tool ist ein Baustein für die Wärmewende auf Sylt.“



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



# Step by Step

**Wärmenetzbetreiber müssen bis 2026 eine Transformationsplanung mit einem Konzept der schrittweisen Dekarbonisierung bis 2045 vorlegen. 36 thüringische Fernwärmeversorger haben eine gemeinschaftliche Basis für die Transformationsplanung entwickelt.**

TEXT ROBERT HAAS

**Um dem Ziel der klimaneutralen Wärmeversorgung** von Gebäuden und Industrie näher zu kommen, soll die Nah- und Fernwärmeversorgung bis 2030 zu mindestens 30 Prozent und bis spätestens 2045 zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien oder nicht vermeidbarer Abwärme gewonnen werden. Als Grundlage müssen Versorger für jedes Wärmenetz eine Transformationsplanung erstellen, die das Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung bis 2045 erläutert. Laut Wärmeplanungsgesetz (WPG) in Kombination mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) haben sie dafür bis Ende 2026 Zeit. Angesichts des Umfangs dieser Planung, des bürokratischen Aufwands und der teils langwierigen Vorbereitungen, etwa für Prüfarbeiten für eine mögliche Geothermie, ist das eine anspruchsvolle Zeitvorgabe. Das stellt Betreiber vor eine Mammutaufgabe bei Konzeption, Planung, Finanzierung und Umsetzung. Und: Es gibt keine One-fits-all-Lösung, es braucht passende Konzepte und Planungen vor Ort. „Natürlich muss jeder Wärmeversorger für seine lokal unterschiedliche Infrastruktur und auf Basis der vorhandenen Potenziale an erneuerbaren Energien jeweils individuelle Lösungen finden“, erläutert Christian Dornack, Bereichsleiter Strategie bei den Stadtwerken Jena Netze. „Aber im Grunde stehen wir alle vor den gleichen Herausforderungen. Diese können wir durch eine enge und sektorenübergreifende Zusammenarbeit, einen konstanten Erfahrungsaustausch und das Bündeln von Kompetenzen besser bewältigen.“

## Übergeordnete Strategie für Thüringen

Welche Synergien durch eine unternehmensübergreifende Zusammenarbeit entstehen, haben die Thüringer Fernwärmeversorger gezeigt. Thüringen ist noch ambitionierter als der Bund und schreibt das Ziel einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung bereits bis 2040 vor. Laut Thüringer Klimagesetz von 2018 sind Fernwärmeversorger verpflichtet, Dekarbonisierungspläne für eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung bis 2040 zu erstellen. Bis Ende 2022 waren entsprechende Strategien beim Thüringer Umweltministerium einzureichen. In einer vorbildlichen Kooperation haben die 36 Thüringer Fernwärmeversorger unter Koordination der TEAG und der Stadtwerke Jena zusammen daran gearbeitet und gemeinsam ein abgestimmtes Vorgehen für die Planung entwickelt. Später hat jeder Fernwärmeversorger auf Basis der erarbeiteten Grundsätze und gewonnenen Erkenntnisse die konkrete Planung für das eigene Versorgungsgebiet entwickelt. So entstand eine Wärmenetzstrategie für die Fernwärmeversorgung von Jena – auch vor dem Hintergrund, dass sich die Stadt mit ihrem Klimaaktionsplan das Ziel der Klimaneutralität bis 2035 gesteckt hat. Bisher basiert ihre Fernwärmeerzeugung zu 98 Prozent auf Erdgas. Schrittweise bis spätestens 2040 soll sie auf einen Mix aus Flussthermie, Wasserstoff, Elektrodenkessel, Biogas und Wärmepumpen umgestellt sein.

## Wärmenetzstrategien 2040

Die im Rahmen der Kooperation erstellten Wärmenetzstrategien orientieren sich an den Empfehlungen der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme zur Erstellung eines Transformationsplanes gemäß Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Die Ergebnisse bilden somit schon wesentliche Vorarbeiten für einen Transformationsplan ab, wie er in WPG und GEG gefordert und in der BEW gefördert wird. „Mit den Wärmenetzstrategien 2040 haben kommunale Fernwärmeversorgungsunternehmen mit Netzbetreibern und Dienstleistern einen konkreten Plan für die Wärmewende vor Ort erarbeitet“, so Dornack. „Für Jena gibt es die Strategie als detailliertes Konzeptpapier und übersichtlich zusammengefasste Broschüre für die Kommunikation wesentlicher Ergebnisse für eine breitere Öffentlichkeit.“ Auf einer Konferenz in Erfurt und über Medien wurden die Resultate der thüringenweiten Kooperation vorgestellt. Auf der nächsten Seite finden Sie die Vorgehensweise in fünf Schritten. >>

## Transformationsplanung – Step 1 bis 5

### 1. Überblick zu den Erzeugungstechnologien

„Für eine Fernwärmestrategie braucht es erst einen Überblick über potenzielle Erzeugungstechnologien für grüne Fernwärme wie Umwelt- und Abwärme, Geothermie, Solarenergie, Biomasse, Wasserstoff und Power-to-Heat“, sagt Dr. Marc Schmid von den Stadtwerken Jena Netze, der den Strategieprozess maßgeblich betreut hat. „Jede wird auf ihre Potenziale in den lokalen Wärmenetzen hin analysiert: Wie ist die Anlagentechnik beschaffen, für welche Einsatzgebiete ist sie geeignet, welche Referenzprojekte gibt es, wie sind die regionalen Bedingungen?“ Danach wurde im Jenaer Konzeptpapier ein Leitfaden erstellt, der empfohlene Vorgehensweisen für die Planung und konkrete Prüfschritte auflistet.

### 2. Bestandsaufnahme des Fernwärmenetzes

„Um den Ist-Zustand des Fernwärmenetzes festzustellen, wurde jede Bestandsanlage unter die Lupe genommen, Energieverbrauch und -bedarf ermittelt, die Betriebsweise des Fernwärmenetzes analysiert“, so Schmid weiter. Bei der Ist-Analyse muss geklärt werden: Wie wird das Netz gespeist, welche Energiebilanz hat es, wie viel Treibhausgase fallen an? Wie ist die Kundenstruktur, wie ihr Wärmebedarf? Wie hoch ist die Anschlussquote? Welche Sanierungsraten und -tiefen gibt es? Neben der Analyse der aktuellen Lage werden mögliche zukünftige Entwicklungen mit einbezogen.

### 3. Potenzialanalyse der Erzeugungs- und Netzstruktur

Für den Aus- und Umbau des bestehenden Fernwärmenetzes hin zu einer klimaneutralen Versorgung sind umfassende Potenzialanalysen vorhandener Erzeugungs- und Netzstrukturen nötig. Dazu werden die Anlagen einzeln geprüft, festgelegt, wie die Transformation konkret erfolgen soll, und ein Zeitplan mit den wichtigsten Meilensteinen erstellt. Die Planung sollte regelmäßig, laut Thüringer Klimagesetz mindestens nach zehn Jahren, überprüft und bei Veränderungen durch neue Erkenntnisse, veränderte Rahmenbedingungen oder technologische Fortschritte angepasst werden.

### 4. Investitions- und Kostenbetrachtung

Die Dekarbonisierung der Fernwärme ist kapitalintensiv. Das gilt sowohl für die Investition in die Planung als auch für die Umsetzung der infrastrukturellen Maßnahmen. Dieser Investitionsbedarf kann Preisanpassungen bei Endkunden erforderlich machen. In der Transformationsplanung bedarf es daher einer umfassenden Wirtschaftlichkeitsanalyse, einer Kostenabschätzung und eines fundierten Ausblicks auf die notwendigen Investitionsmaßnahmen. „In unseren Wärmenetzstrategien haben wir zu erwartende Preisentwicklungen umfassend analysiert, Ausblicke auf wirtschaftliche Ver-

änderungen gegeben, Prognosen vorgenommen“, so Schmid. „Diese Abschätzungen für die Zukunft sind mit Unsicherheiten behaftet, aber wichtig und für die Strategieentwicklung unerlässlich.“

### 5. Erarbeitung eines Preissystems

Während sich zu erwartende Strompreise vergleichsweise einheitlich kalkulieren lassen, führen lokale Unterschiede bei der Fernwärmeerzeugung zu heterogenen, komplexen Preisstrukturen. So erfordert die Fernwärmeerzeugung durch neu erschlossene Tiefengeothermie relativ hohe Investitionen, ihr Potenzial ist regional sehr unterschiedlich. Für die Nutzung von PV ist die Flächenverfügbarkeit in räumlicher Nähe zum Wärmenetz Voraussetzung. Für die Nutzung der Wärme von Gewässern durch Großwärmepumpen bedarf es eines nahen Flusses. „Bisher waren die Preise für die überwiegend gasbasierte Fernwärme in Thüringen zumindest scheinbar vergleichbar“, so Schmid. „Künftig dürften sie sich deutlicher unterscheiden – je nach Kostenstruktur der lokal verfügbaren klimaneutralen Wärmequellen. Sogar innerhalb eines Ortes könnte es signifikante Unterschiede geben. Dies klar öffentlich zu kommunizieren, wird eine weitere wichtige Aufgabe sein, um die Akzeptanz der Kunden nicht zu verlieren.“

### Mehrwert durch Zusammenarbeit

Das Management der Stadtwerke Jena und die Thüga sind sich einig: Die Wärmewende kann nur gelingen, wenn Erzeugung, Netz und Kunden zusammen betrachtet werden. Es bedarf eines ständigen kooperativen Austausches mit allen Akteuren und Stakeholdern. „Das gemeinsame Vorgehen und der Erfahrungsaustausch haben in Thüringen zu produktiven Synergien geführt: von sektorenübergreifenden Ist- und Potenzialanalysen bis zu abgestimmten Prämissen für die Preislegung“, so Alexander Hellmann, Leiter Erzeugung bei der Thüga. „Hinsichtlich etwaiger Investitionsförderung und rechtlicher Rahmenbedingungen ist die Kommunikation mit der Politik wesentlich effektiver, wenn ein Zusammenschluss aus regionalen Energieversorgern mit einer Stimme spricht.“ Die Thüga steht Partnerunternehmen für die Wärmewende auf zahlreichen Ebenen bei. Wesentliche Unterstützung bieten laut Hellmann die geschlossenen Rahmenabkommen, mit denen Planungs- und Ingenieursressourcen für bis zu 45 Transformationsplanungen gesichert werden konnten. Sie sind im Extranet abrufbar. „Außerdem koordinieren wir den Erfahrungsaustausch der Partnerunternehmen, stellen kostenfreie Tools zur Kalkulation von Netzerweiterungen, Investitionen in Erzeugungsanlagen und deren Auswirkungen auf das Preissystem bereit und bieten individuelle projektbezogene Unterstützung.“



**„ Mit den Wärmenetzstrategien 2040 wurde ein konkreter Plan für die Wärmewende vor Ort erarbeitet.“**

Christian Dornack, Bereichsleiter Strategie bei den Stadtwerken Jena Netze



**→ Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet

# **NETZE BESTENS BETREIBEN? EINFACH MIT UNS.**



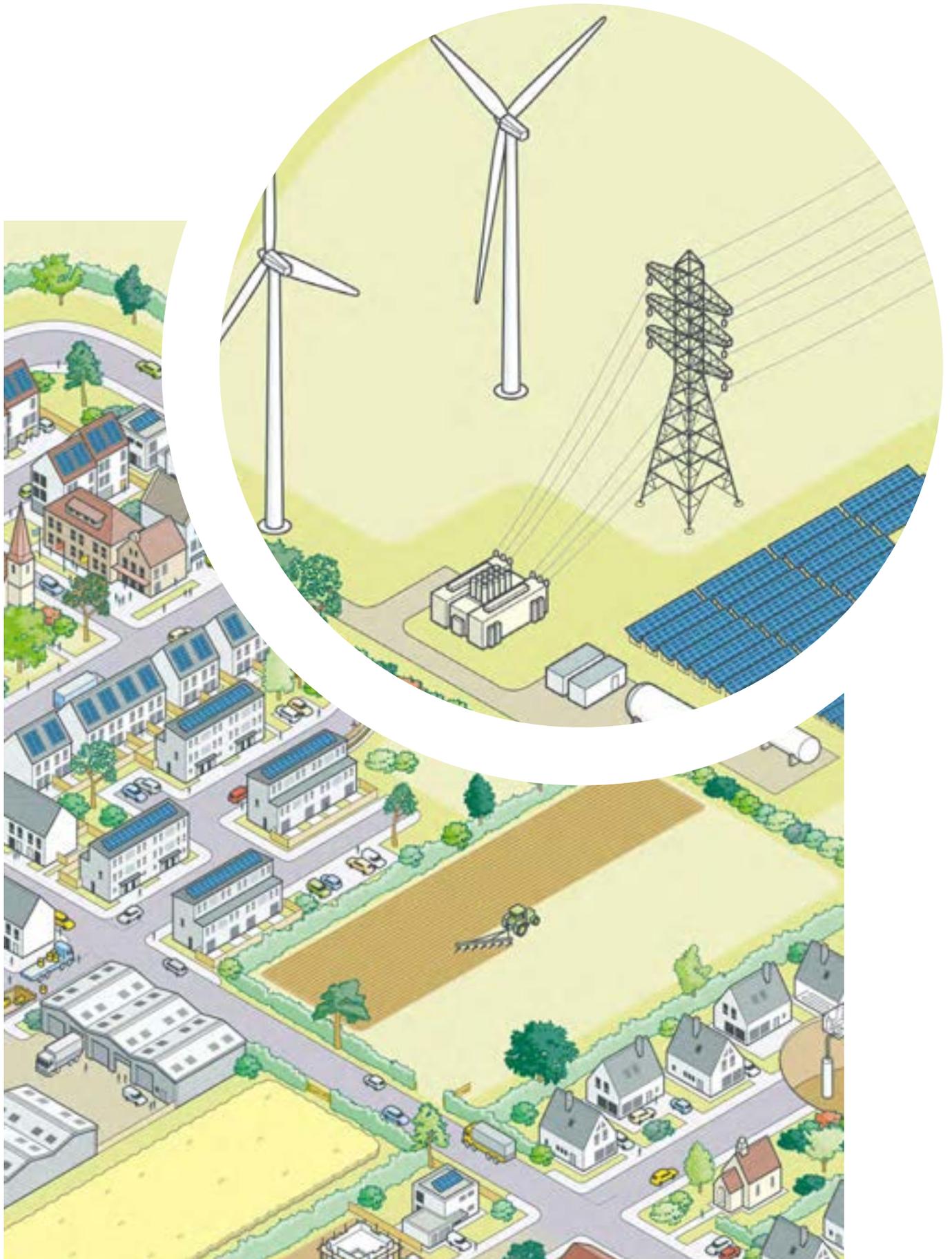
Sorgen Sie mit uns als Partner dafür, dass  
Ihre Netze sicher funktionieren.  
**thuega.de**



#### **Unsere Netzservices.**

Interessiert? Sprechen Sie mit uns:  
☎ 089-38197-0 ✉ [info@thuega.de](mailto:info@thuega.de)

**+ thuega**  
Das große Plus der Gemeinschaft



Mehr Projekte bei Wind und PV: Wenn Stadtwerke geeignete Flächen und passende Geschäftsmodelle identifizieren, kann die grüne Erzeugung Fahrt aufnehmen. Aktuelle Bremsen sind begrenzte Kapazitäten bei Personal und Material sowie langwierige Genehmigungen. Das GEG stärkt die Relevanz von Biomethan.



Fast vollflächig belegt: Photovoltaik-Module auf der Münchner BMW-Welt, die als Showroom für Fahrzeuge, Event-Location und zur Automobilabholung dient.



Ausgezeichnet: Das Bremer Weserstadion erhielt den Deutschen Solarpreis.

# Größer geDacht

**PV-Anlagen auf Wohneigentum haben 2023 einen Boom erlebt. Großprojekte laufen ebenfalls nicht schlecht. Aber auch Anlagengrößen dazwischen sind lohnende Investitionen. Um die Klimaziele zu erreichen, werden PV-Projekte in sämtlichen Größenordnungen gebraucht.**

TEXT VOLKER JOKSCH

**„Wir haben heute mehr Projekte** in Umsetzung, als wir in den letzten zehn Jahren angeschlossen haben“, schildert Thomas Walther, Geschäftsführer der Thüga Erneuerbare Energien, die aktuelle Situation. „Die Kapazitäten bei Personal und Material setzen uns allerdings derzeit klare Grenzen.“ Die Zahlen der Bundesnetzagentur bestätigen Walthers Sicht der Dinge: Bis Jahresende 2023 wurden 14,1 Gigawatt (GW) auf Dächern und Freiflächen neu installiert, 2022 waren es 7,5 GW. Treiber dieses Trends ist der Eigenheimsektor; bundesweit machten Wohngebäude mehr als 50 Prozent des PV-Zubaus aus.

## Energiewende in allen Größen interessant

„Um die Klimaziele zu erreichen, brauchen wir Solarprojekte in sämtlichen Größenordnungen“, sagt Alexander Hellmann, Leiter des Thüga-Kompetenzteams Erzeugung. Typische Eigenheim-Aufdachanlagen bringen eine Leistung von wenigen Kilowatt (KW); größere auch mal zehn oder zwölf KW, also 0,01 bis 0,012 Mega-

watt (MW). Hellmann: „Für viele Projektentwickler sind Projekte erst ab einer Leistung von 20 MW interessant.“ Bei Großprojekten ist das Auftragsvolumen so, dass Kosten für Bebauungsplanung, Bauantrag, Aufsetzen von Verträgen mit Lieferanten und Abnehmern oder Anbindung an das Mittelspannungsnetz in einem vernünftigen Verhältnis stehen. „Trotzdem ist es sinnvoll, sich mit Anlagen im Leistungsspektrum dazwischen zu beschäftigen“, betont Hellmann. „Es gibt sehr viele Flächen, die für Anlagen bis 20 MW attraktiv sein können“ – Lagerhallen, Logistikzentren, Parkplätze, Problemäcker genauso wie Flächen an Verkehrswegen.

## Kennzahlen und Geschäftsmodelle

„Unser Auftrag als Thüga ist es, Partnerunternehmen gerade auch bei diesen PV-Projekten zu unterstützen“, sagt Hellmann. So schafft der PV-Leitfaden der Thüga eine Wissensbasis für die Gruppe, indem er die wesentlichen Regelungen des EEG zusammenträgt, Kennzahlen liefert und mögliche Geschäftsmodelle be-

schreibt. „Wir bewerten bei Bedarf aber auch konkrete Projektanfragen“, so Hellmann. Wer die regulatorischen Rahmenbedingungen im Blick hat, kann eine in Frage kommende Fläche gezielt nach förderfähigen Komponenten gliedern und so die energiewirtschaftliche Bilanz optimieren.

### Viele Stellschrauben für Projekte

Grundsätzlich rät Hellmann, die Investition in eine Anlage immer zusammen mit den in Frage kommenden Geschäftsmodellen zu betrachten. Das biete unterschiedliche Freiheiten, für alle Beteiligte – Anlagenbetreibende, Flächenbesitzende, Kommune, Bürgerinnen und Bürger – die optimale Lösung zu finden. „Die Frage nach Eigenverbrauch, Direktstromlieferung oder Einspeisung des Stroms ins öffentliche Netz, Vertragslaufzeiten, die Höhe von Pachtzahlungen oder garantierte Abnahmemengen und -preise – all das sind mögliche Stellschrauben, über die sich Projekte feinabstimmen lassen“, sagt Hellmann. „Bei dieser Gegenüberstellung unterstützen wir mit unseren Kalkulationstools.“ So können das lokale Logistikzentrum oder ein Verein gegen Pacht ihre Dachflächen zur Verfügung stellen, vergünstigt Strom beziehen und nach Ablauf der Pachtzeit die Anlage selbst übernehmen.

### Umweltverträgliche Einbettung von Anlagen

Wolf-Uwe Schmidt von der enercity Erneuerbare GmbH hat Projekte oberhalb der 20 MW im Fokus und rund 30 Projekte in Arbeit. Schmidt: „Hier sind allein schon die Genehmigungsverfahren eine Herausforderung.“ Etwa die Hälfte der Projekte wird auf privilegierten Flächen geplant. Entsprechend wurden für drei davon schon Bauanträge eingereicht. Für die andere Hälfte werden Bebauungspläne nötig sein. Schmidt: „Die Privilegierung bringt eine klare Vereinfachung, keine Frage. Trotzdem sind aufwendige Umweltuntersuchungen nötig, die deutlich Geschwindigkeit aus der Planung und der Umsetzung herausnehmen können.“ Schmidt weist darauf hin, dass PV-Anlagen durchaus sehr positive Effekte auf die Umwelt haben können. Dünger- und Pestizideintrag sinken auf null, und bei geschickter Anordnung der Paneele kann die Stromgewinnung etwa mit Schafhaltung kombiniert werden. Ganz unabhängig von der Planung sind es jedoch die Lieferzeiten für technische Großkomponenten wie etwa Transformatoren, die Projekte klar verlangsamen. Schmidt: „Selbst wenn alle Beteiligten in den Behörden ihre Hausaufgaben zügig erledigen, Umspannwerke und Transformatoren bekommen wir eben nicht im Handumdrehen beschafft.“



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten  
im Thüga-Extranet



Wichtige Verkehrsverbindung, aber auf der Südseite auch Standort einer Solaranlage: die 394 Meter lange Kennedybrücke über den Rhein in Bonn.



Doppelnutzen: In Freiburg betreibt die badenova eine Vino-PV-Anlage über Reben.

# Aus der Flaute in den Aufwind?

2023 nahmen die Genehmigungen und die Installation von Windenergieanlagen wieder Fahrt auf. Doch Fachkräftemangel und hohe Gestehungskosten dämpfen die positive Entwicklung.

TEXT VOLKER JOKSCH

**Im ersten Halbjahr 2023** wurden in Deutschland an Land 331 neue Windenergieanlagen installiert, genehmigt fast 600. „Bis zur Jahresmitte wurden damit bereits drei Viertel der im Gesamtjahr 2022 erteilten Neugenehmigungen erteilt“, sagt Thomas Walther, Geschäftsführer der Thüga Erneuerbare Energien. „Die Richtung stimmt wieder. Von den für 2030 anvisierten 115 GW Gesamtkapazität sind wir trotzdem noch ein gutes Stück entfernt.“

## Engpass Behörde

Im Schnitt dauert die Genehmigung einer Windenergieanlage zwei Jahre, die Umsetzung insgesamt vier bis fünf. „In der Praxis haben wir Projekte, die doppelt so lang dauern. Manches geht auch schnell“, erzählt Walther. „Manche Behörden haben engagierte Mitarbeiter, die etwas voranbringen. An anderen Orten fehlen sie. Und die wenigen, die es gibt, werden in der Wirtschaft in der Regel auch noch besser bezahlt als im öffentlichen Dienst.“ Darüber hinaus hemmen noch ganz andere Dinge den Ausbau.

## Hohe Preissteigerungen für den Anlagenbau

Während bei der Photovoltaik die Gestehungskosten in den letzten Jahren gesunken sind, sind sie beim Wind seit 2022 gestiegen. „Es gab Steigerungen von 25 bis 30 Prozent“, so Walther. Fundamente und die rund 150 bis 180 Meter hohen Windtürme sind in der Gesamtkalkulation signifikante Größen. Der Beginn des Kriegs in der Ukraine markiert einen Wendepunkt bei Beton- und Stahlpreisen.

Thomas Walther,  
Geschäftsführer der Thüga  
Erneuerbare Energien



## Windanlagen netzseitig aufwendig

Eine Onshore-Windanlage benötigt relativ wenig Platz und ermöglicht so die landwirtschaftliche Nutzung eines Großteils des Windparkgeländes. „Wenn es sich dabei um kommunale Flächen handelt, so freut das die Gemeinden, denn sie bekommen für mit Windkraft bebautes Land zusätzlich zur sonstigen Nutzung noch die Pacht und die Gewerbesteuer“, ordnet Walther ein. Aktuelle Herausforderung: Windenergieanlagen mit ihren bis zu sieben MW Leistung benötigen fast immer den direkten Anschluss ans Hochspannungsnetz und somit ein Umspannwerk. „Dessen Aus- oder Neubau kann im Gesamtprojekt der eigentliche Hemmschuh sein.“

## Strom lokal erzeugen und verbrauchen

Die aktuelle Kostensituation schränkt die Möglichkeiten zur Beteiligung von Anwohnern und Gemeinden ein. Die Akzeptanz und Attraktivität eines Windenergieprojekts wäre deutlich größer, wenn sich im direkten Umfeld Lokalstrom günstig beziehen ließe. Walther: „Wenn Anwohnende die Möglichkeit hätten, über günstigere Strompreise direkt von einem Wind- oder Solarpark zu profitieren, würde das aus meiner Sicht die Bereitschaft deutlich erhöhen, Projekte aktiv zu fördern und vor Ort auch einzufordern.“ Für Walther wäre das eine Möglichkeit des Gesetzgebers, den Ausbau weiter anzukurbeln. Mit dem Anschluss einer Anlage an das öffentliche Stromnetz greifen allerdings noch immer Mechanismen, die das verhindern.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



# Joker im Netz

**Batteriespeicher bringen mehr Flexibilität, aber auch Stabilität ins Stromnetz. Ihr wirtschaftlicher Betrieb verlangt eine diversifizierte Vermarktung.**

TEXT ROBERT BOTZ

**Sonnenscheindauer** und Windintensität schwanken, Stromangebot und -nachfrage auch. Um das auszugleichen, gewinnen Batteriespeicher an Bedeutung: Sie helfen dem Betreiber, selbst produzierten Strom optimal zu nutzen oder Spitzen im eigenen Stromverbrauch zu reduzieren. Große Speicher mit Kapazitäten im MWh-Bereich ermöglichen es zudem, durch die Bereitstellung von Flexibilität für andere das Energiesystem zu entlasten. Hierfür kann die Kapazität von Großspeichern unterschiedlich vermarktet werden. Wie das geschieht, hängt von den erzielbaren Margen ab. Thomas Deuschle vom Thüga-Kompetenzteam Erzeugung: „Für die Vermarktung am Spotmarkt ist ein schnelles Reagieren auf Preissignale und aktives Handeln erforderlich. Bei einer Vermarktung zum Ausgleich von Netzschwankungen heißt es, auf Abruf des Speichers durch Übertragungsnetzbetreiber zu warten.“ Außerdem entscheiden Technologie, Leistung und Kapazität des Speichers über die Vermarktung.

## Viele Wege, ein Ziel

Großspeicher sind ideal, um Preisschwankungen an der Strombörse aktiv zu nutzen. Gekauft oder gespeichert wird, wenn der Strompreis niedrig ist, und verkauft, wenn er hoch ist. Die Differenz ist der Gewinn. Die Vermarktung erfolgt auf dem Intraday- oder Day-Ahead-Markt. „Die Preisdifferenzen am Intraday-Markt nehmen zu“, erklärt Deuschle. „Dies ist auch eine Folge der zunehmenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien.“ Sie lässt sich für den Folgetag nicht genau voraussagen. Hier gilt es, schnell zu sein, auf Preissignale zu reagieren.

**„Batteriespeicher helfen uns bei der Umsetzung der Energiewende vor Ort. Wir werden dieses Geschäftsfeld weiter ausbauen und erwarten in Zukunft steigende Beiträge für das Unternehmensergebnis.“**

Tobias Struck, Geschäftsführer Batteriespeicher Schwerin GmbH

## Lohnende Vorhaltung von Kapazitäten

Um die Stromnetzfrequenz zu gewährleisten, müssen Übertragungsnetzbetreiber Strom einspeisen oder aus dem Netz entnehmen. Die Bereitstellung von Kapazität an Regelleistungsmärkten ist auch ein Vermarktungsweg für Batteriespeicher. Um für Abrufe in Frage zu kommen, müssen Betreiber hohe technische Anforderungen erfüllen und mit ihrer Speicherkapazität in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten. Unabhängig von der tatsächlichen Abruf-Anzahl und -Dauer durch Übertragungsnetzbetreiber wird die Vorhaltung von Kapazität ebenfalls vergütet.

Das EEG bietet eine weitere Möglichkeit, Batterie-Großspeicher am Markt zu implementieren und über die Marktprämie zu fördern. Dazu muss vorab eine Anlagenkombination aus Solar- oder Windenergieanlage mit Batteriespeicher im EEG-Ausschreibungsverfahren bezuschlagt werden. Die Nutzbarkeit des Speichers ist hier aber auf Entladen beschränkt.

Praktische Erfahrungen im Großspeicherbetrieb hat bei den Partnerunternehmen zum Beispiel die WEMAG-Gruppe. Sie betreibt den 15-Megawatt-Batteriespeicher in Lankow, hat vier Batteriespeicher mit rund drei Megawatt (MW) errichtet und allein 2023 acht mit je zwei MW in Betrieb genommen. 2024 sollen weitere folgen.

Die Thüga unterstützt Partnerunternehmen, geeignete Einsatzstrategien zu identifizieren. Ein Berechnungstool hilft, Investitionsentscheidungen zu planen. Der von Thüga koordinierte Erfahrungsaustausch zu Batteriespeichern in der Gruppe ist reger denn je.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten  
im Thüga-Extranet

# Grün und gefragt

**Biomethan ist aufbereitetes Biogas aus organischen Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen. Anders als fossile Brennstoffe ist es weitgehend CO<sub>2</sub>-neutral. Anna Lamorski aus dem Thüga-Kompetenzteam Technik und Martin Santa Maria aus dem Thüga-Kompetenzteam Erzeugung sagen, warum es bei der Wärmewende eine wichtige Rolle spielt.**

TEXT FRAUKE GERBIG

## Warum erlebt Biomethan einen Hype?

Es gibt drei Gründe: Erstens endet die EEG-Förderung vieler Biogasanlagen nach 20 Jahren. Statt weiter zu verstromen, überlegen Betreiber, ihr Biogas in Biomethan umzuwandeln und ins Gasnetz einzuspeisen. Zweitens: Am 1. Januar 2024 ist das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG) in Kraft getreten, das für neu eingebaute Heizungen bei Vorliegen eines Wärmeplans 65 Prozent Anteil erneuerbarer Energien vorschreibt. Drittens: Um die von der Bundesregierung gesetzlich festgelegten Klimaziele zu erreichen, ist eine klimaneutrale Wärmeversorgung unerlässlich.

## Gibt es genügend Biomethan?

Nein. Insgesamt existieren in Deutschland 9.600 Biogasanlagen. Es handelt sich vor allem um kleine Anlagen, von denen die meisten ihr Biogas verstromen. Nur wenige wandeln es in Biomethan um und speisen es ins Gasnetz ein. Die Nachfrage nach Biomethan ist also höher als das Angebot.

## Wie werden Partnerunternehmen unterstützt?

Thüga unterstützt vor allem bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Denn die Investitionskosten sind hoch. Die wichtigste Rolle spielt der finale Beschaffungspreis des Biomethans. Macht es Sinn, in die Produktion von Biomethan einzusteigen? Bekommen die Unternehmen ihre Kosten gedeckt? Fällt eine Marge ab? Erst wenn alle Parameter durchgerechnet sind, kann sich das Partnerunternehmen ein Bild machen und den Daumen heben oder senken.

## Wie viele Biogasanlagen gibt es im Thüga-Netzwerk?

Etwa 20 Partnerunternehmen betreiben eine Biogasanlage, nur wenige eine Aufbereitungsanlage für Biomethan. Energie schwaben ist bislang das einzige Partnerunternehmen, das seinen Kunden ein GEG-konformes Wärmeprodukt anbietet.

## Wächst das Interesse an neuen Biogasanlagen?

Aktuell untersucht Thüga in einem Projekt mit einem Partnerunternehmen die Wirtschaftlichkeit einer Biogasaufbereitungsanlage. Bei ihm kommt das Biogas von einer Abfallanlage und wurde bislang für die Verstromung genutzt. Das Partnerunternehmen überlegt, eine Biogasaufbereitungsanlage zu bauen, um das so entstandene Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Im Projekt werden alle Kosten für den Bau und Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage erfasst und mit den Marktpreisen abgeglichen.



### Welche Rolle spielt die Insolvenz von BMP Greengas?

Viele Partnerunternehmen haben bislang ihr Biomethan bei diesem Großhändler bezogen und sind aktuell von der Insolvenz betroffen. Das Heikle: Das bei BMP Greengas gelagerte Biomethan fehlt jetzt im Markt, andere Kapazitäten sind nicht vorhanden.

### Wie lässt sich Biomethan gewinnen und einspeisen?

Der Biogaseinspeiser muss beim Netzbetreiber ein Biogaseinspeisebegehren stellen. Wird ihm dieses gewährt, ordert er eine Aufbereitungsanlage, die Biogas zu Biomethan aufbereitet. Die kann ihm als Container schlüsselfertig geliefert werden. Der Netzbetreiber muss eine Einspeiseanlage bauen lassen und Leitungen verlegen.

### Welche Aufgaben hat der Netzbetreiber, welche der Biogaseinspeiser?

Der Biogaseinspeiser muss sich um die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan kümmern und dem Netzbetreiber mitteilen, welche Biomethanmenge mit welchem Druck in welcher Qualität geliefert wird. Der Netzbetreiber führt eine Netzverträglichkeitsprüfung durch: Kann er die gesamte Biomethanmenge auch in Zeiten der geringsten Gasabnahme aufnehmen? Wie lang ist die Einspeiseleitung? Außerdem muss er sich um die Messung, Konditionierung, Druckanpassung und Odorierung von Biomethan kümmern.

### Sollten sich Thüga-Partnerunternehmen nicht aus dieser Abhängigkeit von BMP Greengas lösen?

Erstens: Schnell lässt sich diese Abhängigkeit nicht berichtigen. Planungen, Wirtschaftlichkeitsprüfungen, Bescheinigungen und Genehmigungen können Jahre dauern. Zweitens: Die Thüga hat im Sommer Partnerunternehmen befragt, welche Unterstützungsleistung sie sich wünschen. Die Antwort: eine gemeinsame Biomethanbeschaffung mit Unterstützung der Syneco als potenziellem Biomethanhändler. Wirtschaftliche Gründe und eine Überregulierung von Biomethan sprechen aber derzeit gegen ein Syneco-Engagement. Zudem: Nur wenige der befragten Partnerunternehmen haben einen erhöhten Biomethan-Bedarf in ihre Beschaffungsstrategie einkalkuliert. Der Handlungsdruck ist vorhanden, hat sich aber noch nicht konkretisiert.

### Was passiert beim Biogas aktuell?

Neben dem Projekt zur Wirtschaftlichkeit einer Biogasaufbereitungsanlage stellt Thüga Partnerunternehmen die nötigen Informationen zur Verfügung, damit sie Biogaseinspeiseanfragen fristgemäß abarbeiten können. Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung ist angedacht, dass Thüga ein Excel-Tool erstellt, das alle Kosten erfasst und mit dem Partnerunternehmen eine Investitionsentscheidung treffen können.

### Was rät Thüga ihren Partnerunternehmen?

Es ist wichtig, dass Partnerunternehmen überhaupt eine langfristige Beschaffungsstrategie entwickeln, in der das GEG und das Wärmeplanungsgesetz einkalkuliert sind. Nur so können sie die gesetzlichen Anforderungen wirtschaftlich umsetzen.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



Investitionsstau auflösen:  
Bei den altersschwachen  
Wassernetzen ist eine  
umfassende Sanierung  
unumgänglich. Haus für  
Haus, Straße für Straße  
– nur so stellen die Was-  
serversorger eine verläss-  
liche und qualitativ unbe-  
denkliche Versorgung ihrer  
Kundschaft sicher. Dabei  
kommt modernste Tech-  
nologie zum Einsatz.

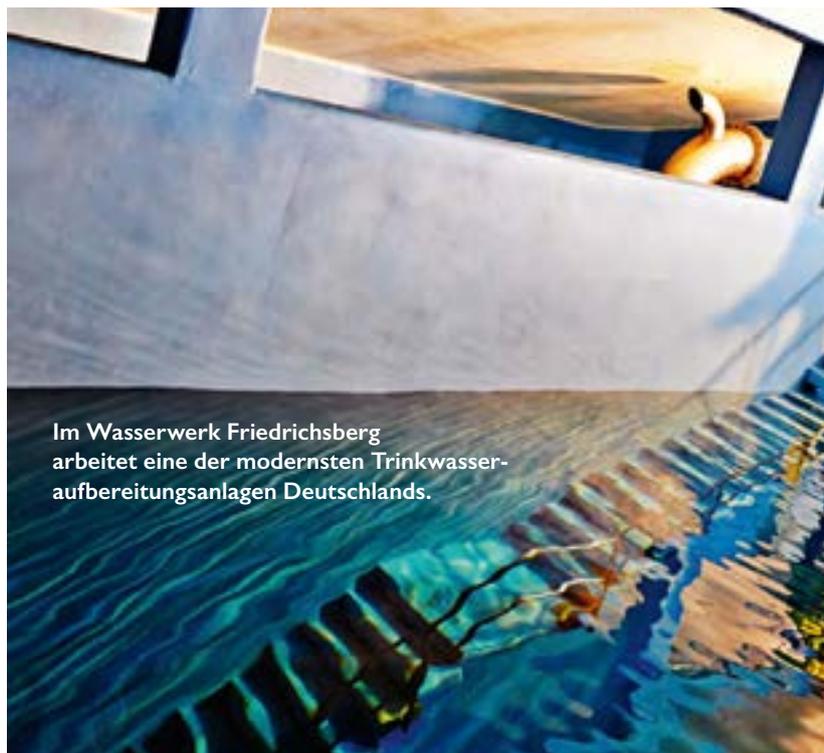


Kombination von Alt und Neu:  
das Wasserwerk Friedrichsberg

# Wasser marsch!

Von der Beschaffung über die Aufbereitung und Verteilung bis zur Preiskalkulation: Hinter der Wasserversorgung einer Stadt steckt eine komplexe Maschinerie, die höchste Anforderungen an Technik und Management stellt. Ein Besuch in Pforzheim.

TEXT FRAUKE GERBIG



Im Wasserwerk Friedrichsberg arbeitet eine der modernsten Trinkwasseraufbereitungsanlagen Deutschlands.

## „Herzlich willkommen!“

Ulrich Waibel drückt mir kräftig die Hand. Der Maschinenbauingenieur ist seit 30 Jahren bei den Stadtwerken Pforzheim (SWP) und Betriebsleiter der Gas- und Wasserversorgung. Er zeigt auf den Ziegelbau links: „Das ist das alte Wasserwerk von 1899. Rechts ist unsere hochtechnologische Wasseraufbereitungsanlage, die wir vor fünf Jahren eingeweiht haben.“ Ich schaue auf ein modernes Gebäude aus rostigem Stahl. „Beides zusammen ist das Wasserwerk Friedrichsberg.“ Waibel öffnet die große, sichtbar schwere Tür zu einer zwölf Meter hohen Pumpenhalle, fast so groß wie ein Einfamilienhaus. Der Boden ist gefliest. „Hier standen früher die Dampfmaschinen“, sagt Waibel laut in das beständige Dröhnen von Maschinen. „An einem heißen Sommertag pumpen wir über zwei Transportleitungen elf Millionen Liter Wasser nach Pforzheim; in der Stunde 480 Kubikmeter – als würden zwölf 40-Tonner stündlich in die Stadt fahren.“

### Fernüberwachtes Wasserwerk

In der folgenden Halle ist es noch lauter. „Das ist die alte Wasseraufbereitungsanlage von 1980“, schreit Waibel. Wohin ich schaue, winden sich unterschiedlich dicke Rohre auf allen Ebenen durch die Halle. „Wo ist das Personal?“, will ich wissen und zeige auf eine kleine, unbesetzte Leitwarte. „Läuft alles vollautomatisch“, ruft er und steigt eine lange Treppe hinauf, bis wir in eine ruhigere, blau schimmernde Wasserkammer gelangen. „Sie enthält 5.000 Kubikmeter. Eine vierköpfige Familie könnte davon 22,8 Jahre leben“, so die Einordnung. „Für die 130.000 Pforzheimer würde es aber gerade mal einen halben Tag reichen.“

### Reich an Wasserquellen

Die Stadt an der Enz darf sich glücklich schätzen: Neben Bodenseewasser bezieht sie Wasser aus eigenen Enzaebrunnen und weiteren Quellen der Region. Dazu hat ihr Trinkwasser eine hervorragende Qualität, das aufgrund der modernen Aufbereitungsanlage den optimalen deutschen Härtegrad 8 °dH aufweist. Neben zwei Wassermeistern kümmern sich fünf Fachkräfte für Wasserversorgung darum, dass die komplexe Maschinerie hinter der Aufbereitungsanlage und der Verteilung des Wassers an 365 Tagen im Jahr funktioniert. „Das Wasser fließt durch Transportleitungen in die Stadt. Dort verästeln sie sich in die Verteilnetze“, erklärt Waibel.

### Alt bedeutet nicht schlecht

Das ist das Stichwort, nach der wasserwirtschaftlichen Strategie der SWP zu fragen. Waibel lächelt, denn sie hat sich in den letzten Jahren gut aufgestellt: Zum einen sind es die Erneuerungsmaßnahmen in Verteilnetz. „Hier spielt vor allem das Material der Rohre die Hauptrolle“, erklärt er. „Wir haben Rohre von 1872 in Betrieb, die voll in Ordnung sind, während duktile Gussrohre, die zwischen 1965 und 1973 verbaut wurden, stark korrodieren und sukzessiv ausgetauscht werden.“ Mit dem Wechsel – jährlich 1.500 Meter – will die SWP auch die Wasserverluste reduzieren, mit denen jeder Wasserversorger zu kämpfen hat und die sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

### Tief und schattig verbaute Rohre

Zum anderen beeinflussen die Folgen des Klimawandels die Strategie. „Wir müssen neu denken“, sagt Waibel. Vor allem anhaltende Hitzetage im Sommer führen zu einer Erwärmung des Wassers in den Rohren. Bei über 25 Grad sei die Hygiene in Gefahr. „Dazu wollen wir es nicht kommen lassen“, betont Waibel. „Deshalb müssen wir die Rohre tiefer legen, mit mehr Abstand zu Fremdleitungen, möglichst im Schatten.“ Die Entsiegelung von Flächen und die Bewässerung von Bäumen sollen zusätzlich helfen, die aktuelle Wasserqualität zu erhalten und die Stadt in Hitzeperioden zu kühlen. Waibel ernst: „Wir müssen heute die Weichen für morgen stellen.“

### Lohnende eigene Wassererzeugung

Der dritte Punkt betrifft den Wasserpreis – oft ein heikles Thema. Doch die SWP wollte Gewissheit: Was kostet sie die aufwendige Wasserproduktion? Das Ergebnis bestätigte ihren Wunsch, die Eigenversorgung zu erhöhen. „Unser Wasser aus dem Grösseltal ist samt Aufbereitung um ein Drittel günstiger als eingekauftes Bodenseewasser.“ Nach fünf Jahren hat die SWP kürzlich den Wasserpreis auf 2,95 Euro pro Kubikmeter angehoben. „Damit liegen wir im Mittelfeld Baden-Württembergs“, sagt Waibel und öffnet die Tür der Wasserkammer. Erneut empfängt uns Maschinenlärm. Wenig später stehen wir vor dem Wasserwerk. „Die Herausforderungen bleiben“, sagt Waibel beim Abschied. „Immer mehr Gemeinden aus dem Umland bitten uns, ihre Betriebsführungen zu übernehmen. Was wir dringend brauchen, sind Fachkräfte, mit denen wir künftig all die Aufgaben bewältigen können.“

### Facts

- 2 Wassermeister und 5 Fachkräfte sichern an 365 Tagen den Betrieb im Wasserwerk Friedrichsberg.
- 2018 wurde die hochtechnologische Wasseraufbereitungsanlage eingeweiht.
- 11 Millionen Liter Wasser werden an heißen Sommertagen nach Pforzheim gepumpt.

**70 %**  
des Trinkwassers für die Region soll bis zum Jahr 2030 aus der Region kommen, so die SWP-Strategie. Eine zentrale Rolle dabei spielt die hochmoderne Wasseraufbereitung im Wasserwerk Friedrichsberg.



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet

# Auf Horchposten

**Wenn sich austretendes Wasser akustisch orten lässt, sind die Verluste schon da. ESWE Versorgung nutzt deshalb Satellitendaten, um den Boden zu durchleuchten. Erste Erfolge zeichnen sich ab.**

TEXT ROBERT BOTZ

**Wasserverluste** treiben Versorger seit jeher um. Zwar weisen deutsche Wasserverteilnetze mit durchschnittlich rund sechs Prozent Verlustquote ein gutes Niveau auf. Doch in Zeiten zunehmender Wasserknappheit nimmt der Druck zu. Ressourceneffizienz ist gefordert. Gerade in weit verteilten Versorgungsnetzen ist die Instandhaltung des Netzes mit einem großen Aufwand an Zeit und Kosten verbunden, zudem sind Fachkräfte rar. „Als Versorger suchen wir nach Methoden, etwaige Lecks nicht nur schneller zu orten, sondern auch Indikatoren zu ermitteln, um die Instandhaltung besser planen zu können“, erklärt Ralf Cohrs, Leiter Abteilung Planung, Erneuerbare Energien und Infrastrukturen bei ESWE Versorgung in Wiesbaden.

## Erkennen, was nicht zu sehen ist

Der konventionelle Weg, um Lecks im Untergrund zu finden: Versorger horchen nachts mit Bodenmikrofonen in die Erde, denn Lecks verursachen entsprechende Geräusche. „Schon bei unserem Verteilnetz mit 736 Kilometer Länge ist das ein beträchtlicher Aufwand“, sagt Cohrs. „Noch aufwendiger wäre der stationäre Einbau von Sensorköpfen.“ Auch das hat ESWE bereits erprobt, außerdem mit digitalen Zwillingen und sogar dem Einsatz von künstlicher Intelligenz experimentiert. Bisher ohne Erfolg.

## Einblicke aus 36.000 km Höhe

Seit etwa einem Jahr läuft nun ein Pilotversuch mit Asterra, einem israelischen Unternehmen, das Satellitendaten bereitstellt. Diese dringen bis zu acht Meter tief in den Erdboden ein. „Asterra gleicht seine Daten mit den Daten aus unserem Versorgungsnetz ab und sagt uns, wo Wasser im Boden ist“, erläutert Cohrs. Die Rückstrahlwellenlängen geben Hinweise darauf, ob es sich um Trinkwasser, Abwasser oder Quellwasser handelt. „Aber das prüfen wir derzeit noch“, ergänzt Cohrs. Die von Asterra ermittelten Points of Interest helfen ESWE jedenfalls, Leckortungsteams und Reparaturtrupps gezielter einzusetzen.

## Besser planen

Darüber hinaus hofft man, Erkenntnisse über den Netzzustand zu gewinnen. Alter und Werkstoffqualität der Rohre – ob Grauguss oder duktiler Gusseisen – sowie Bodenbeschaffenheit oder Belastungen infolge von Verkehr bestimmen den Instandhaltungsaufwand. Brüche erfolgen meist schlagartig. Korrosion ist ein schleichender Prozess. Ein stecknadelgroßes Loch, durch das Wasser austritt, kann als feuchte Stelle bereits detektiert werden, bevor es akustisch erkennbar ist. Satellitendaten geben also bessere Einblicke zu einem früheren Zeitpunkt. In Kombination mit einer Asset-Simulations-Software namens KANEW, die auch von der Thüga eingesetzt wird, kann die Ausfallwahrscheinlichkeit dann umso granularer berechnet werden. Die Idee für die Nutzung von Satellitendaten kam aus dem Thüga-Arbeitskreis Netzstrategie Wasser. Der Pilotversuch mit Asterra läuft in Kooperation mit dem Rohrhersteller Tiroler Rohre GmbH. In knapp drei Jahren wird eine endgültige Bilanz vorliegen.



**„Wir wollen unsere Horchtrupps effizienter einsetzen können, aber auch bessere Indikatoren für den Netzzustand insgesamt gewinnen.“**  
Ralf Cohrs, ESWE Versorgung



→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet



# Der große Umbau

Stromnetze erweitern, Gasnetze umbauen, Wärmenetze ausbauen, Erzeugung erneuerbar machen: Der Energiewirtschaft steht ein enormer Umbruch mit nie gekanntem Investitionsvolumen ins Haus. Wie die Thüga-Partner die Transformation der Energiewirtschaft und ihre Finanzierung angehen.

TEXT BARBARA DORNAUER

**„Das Investitionsvolumen der** Thüga-Gruppe wird bis 2030 auf jährlich vier bis fünf Milliarden Euro steigen – das ist doppelt so hoch wie bisher. Der Löwenanteil wird für die Wärme benötigt“, so Thüga-Vorstand Dr. Christof Schulte auf dem Thüga-Treffen. Ein langer Atem ist gefragt, bis die in den nächsten zehn Jahren sinkenden Ergebnisse durch die Rückflüsse der Investitionen wieder deutlich wachsen werden.

## **evm: Geld allein reicht nicht**

„Eines vorab: Die Finanzierung ist eine der zahlreichen Voraussetzungen für das Gelingen der Energiewende“, betont Philipp Pinger, Bereichsleiter Rechnungswesen und Controlling bei der

evm in Koblenz. „Aber Fachkräfte- und Materialmangel sowie fehlende Netz- und Tiefbaukapazitäten lassen sich mit Geld allein nicht heilen.“ Dieses ökonomische Grundprinzip hat sich in den Folgen der Russland-Ukraine-Krise eindrücklich gezeigt: „Ein physischer Mangel an Realgütern lässt sich mit Geld kurzfristig nur eingeschränkt beseitigen“, sagt Pinger. Die mit der aktuellen Krise verbundenen Verwerfungen auf dem Energiemarkt hätten die Banken verunsichert. Politische Unwägbarkeiten, wie zum Beispiel das künftige Regulierungsregime, kämen hinzu. „Banken wollen die Risiken für sich minimieren und bewertbar machen – so wie das bisher zum Beispiel bei PV- oder Wind-Projekten der Fall ist.“ Valide und schlüssige Planungen sind eine Grundvoraussetzung für die Gespräche mit Banken und Gesellschaftern. >>

Der Ruf nach staatlichen Sicherheiten und einem verlässlichen Ordnungsrahmen werde vor dem Hintergrund der enormen Investitionsvolumen schon jetzt lauter. „Die aktuellen Entwicklungen rund um die BGH-Entscheidung zur Finanzierung des Klimatransformationsfonds stärkt das Vertrauen nicht“, so Pinger. Insgesamt seien derartige Herausforderungen noch nie da gewesen – „das wird hochspannend!“

### **Langfristig gerechnet bei ESWE**

Die Stadt Wiesbaden hat ihre strategische Wärmeplanung bereits verabschiedet – im Dialog mit ESWE. Diese hat daraufhin Transformationspläne zur Erreichung der Klimaschutzziele entwickelt und daraus konkrete Planungen für die Investitionsmaßnahmen abgeleitet. Mit dem Thüga-Tool LUS („Langfristige Unternehmenssimulation“) berechnet, ergeben sich aus den drei möglichen zeitlichen Szenarien Investitionsplanung mit Finanzierungsbedarf, Finanzierungsstruktur, also Eigenkapital-Ausstattung und Fremdkapital-Bedarf, sowie Finanzkennzahlen. Die nächsten Schritte: mit den Gesellschaftern eine Vereinbarung zur künftigen Ergebnisverwendung und Eigenkapitalstärkung treffen und die Banken ansprechen. „Diese sehen als Erstes die Risiken, wir müssen daher die langfristigen Chancen herausstellen, die wir anhand des LUS-Tools ausgearbeitet haben, wie zum Beispiel adäquate Renditen“, so Ralf Schodlok, Vorstandsvorsitzender bei ESWE.

### **Bankenansprache bei SVS**

Die Stadtwerke Villingen-Schwenningen (SVS) haben bereits eine Marktsondierung bei einem nationalen Bankenkreis durchgeführt. Vorab hatten sie ihre Transformations-Szenarien ebenfalls mit dem LUS-Tool gerechnet – sogar „mit Spaß“, wie Geschäftsführer Gregor Gülpen auf dem Thüga-Treffen versicherte. Die Kennzahlen aus den LUS-Szenarien waren bei der Bankenansprache unerlässlich: „Banken wollen einen konkreten, langfristigen Plan sehen, der mit schlüssigen Projekten unterlegt ist. Wichtig sind Kennzahlen wie die Eigenkapitalquote, die Leverage Ratio gewinnt ebenfalls an Bedeutung. Diese werden durch die hohen Investitionen allerdings stark belastet und liegen dadurch zeitweise über dem marktüblichen Bereich.“ Das Finanzierungsinteresse vonseiten der Banken sei aber grundsätzlich da, betonte Gülpen. Nachhaltigkeit spielt bei der Bankenansprache eine wichtige Rolle, ebenso das Engagement des Gesellschafters.

### **Früh begonnen: TEAG**

Letzteres kann die Thüringer Energie (TEAG) nur bestätigen. Sie begann bereits im Frühjahr 2022 – noch vor der Kommu-





## Die Kennzahlen aus LUS-Szenarien sind bei der Ansprache von Banken unerlässlich.

nalen Wärmeplanung –, ihre Investitionsstrategie zu überarbeiten, nachdem die Bundesregierung neue EEG-Ausbauziele verabschiedet hatte. Das Ergebnis: „In kurzer Zeit müssen wir unsere Investitionen verdoppeln“, sagt Nico Maciejewski, Geschäftsbereichsleiter Controlling bei der TEAG. „Wir sprechen von einer Investitionssumme von rund 1,8 Milliarden Euro bis 2028.“ Auch für den Aufsichtsrat eine bislang nicht gekannte Summe – entsprechend ausführlich gestalteten sich die Strategiegespräche im Gremium. „Wir haben unser langfristiges Finanzmodell mit Ergebnisfad und dem Finanzierungsbedarf vorgestellt und ein gemeinsames Verständnis entwickelt, dass das nicht ausschließlich mit Fremdkapital zu stemmen ist.“ Nach rund einem Jahr waren die Anteilseigner mit einer Eigenkapitalstärkung mit im Boot. „Dieses Engagement der Gesellschafter haben die Banken als starkes Signal wahrgenommen und uns dadurch einen Vertrauensbonus gegeben“, so Maciejewski. Aber auch die Bereitschaft der Bestandsbanken ist begrenzt, daher ist die TEAG mit Neubanken im Gespräch. Fest steht: Die Energiewende kann nicht ausschließlich mit Banken oder alternativen Finanzierungsinstrumenten gestemmt werden: „Ohne einen staatlichen Fördermechanismus zum Beispiel über die KfW wird es in Gänze nicht funktionieren“, so Maciejewski.

### Erfahrungen teilen und unterstützen

„Im Hinblick auf die Finanzierung kommen auf die Partnerunternehmen sehr viele Fragen zu, die in der Vergangenheit in diesem Ausmaß nicht relevant waren – und die allein schwer zu beantworten sind“, resümiert Michael Kittelberger, Leiter Controlling, Finanzen & Rechnungswesen der Thüga. „Unsere Aufgabe als Thüga wird sein, dass wir den Partnerunternehmen grundsätzliche Hinweise zur Professionalisierung ihres Treasury geben und diese auch untereinander von ihren unterschiedlichen Erfahrungen profitieren. Wir tauschen uns regelmäßig mit den verantwortlichen Kaufleuten aus, mit dem Ziel, die Ergebnisse strukturiert im Thüga-Verbund zu teilen.“

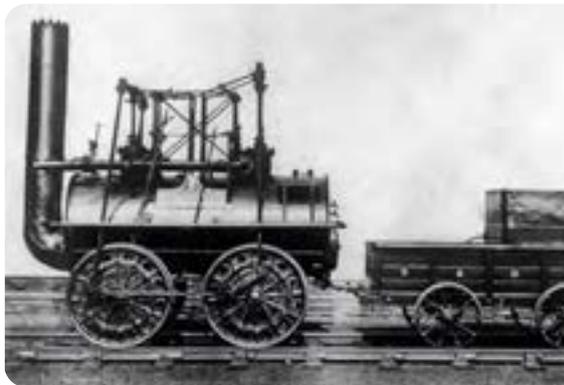


→ **Tipps fürs Tagesgeschäft:**  
Zu den Unterstützungsangeboten im Thüga-Extranet

# Lange Geschichte

Wie lange braucht eine Infrastruktur von der Erfindung bis zum Einsatz? Die Geschichte zeigt: Mal passierte alles ganz schnell, anderswo vergingen von der Erfindung bis zur flächendeckenden Versorgung gar Jahrtausende.

TEXT THORSTEN RIENTH



## 1825

### Das Schienennetz

Der britische Ingenieur George Stephenson eröffnete am 27. September 1825 zwischen Stockton und Darlington die erste Eisenbahnstrecke der Welt – und schrieb damit auf vorwiegend gewalzten Schienen die ersten 40 Kilometer moderner Eisenbahngeschichte. Von da an verzweigte sich die Eisenbahninfrastruktur um (fast) den gesamten Globus. Heute bringt es allein das deutsche Schienennetz auf 39.200 Kilometer. Im Bahnreformjahr 1994 maß es laut der Allianz „Pro Schiene“ allerdings noch 44.600 Kilometer.



## 1950er

### Das Gasnetz

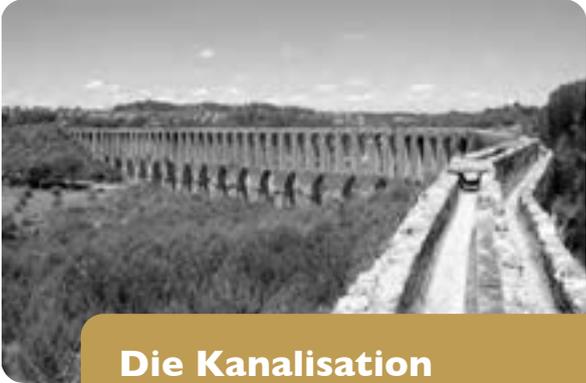
Nach dem Zweiten Weltkrieg hielten Gasheizöfen umfangreich Einzug in mitteleuropäische Häuser. Das machte Leitungen für den Transport nötig. Mit den Erdgasfunden in den Niederlanden Ende der 1950er-Jahre kam eine günstige Alternative zum bisherigen Kokereigas mit fast doppelt so hohem Brennwert auf den Markt. Den zweiten Schub für den Aufbau eines umfassenden Gasnetzes lieferten die Gasverträge mit der Sowjetunion Anfang der 1970er-Jahre. Aktuell kommen die deutschen Gasverteilnetze auf eine Gesamtlänge von über 500.000 Kilometern, die rund 14,4 Millionen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden versorgt.

## 1882



### Die Stromversorgung

Bei den Hochspannungsleitungen gehört Deutschland klar zu den Pionieren: Im Jahr 1882 nahm Oskar von Miller zwischen München und dem oberbayerischen Miesbach die erste 2-Kilovolt-Leitung in Betrieb. Länge: 57 Kilometer. Gerade durchläuft die Infrastruktur einen tiefgreifenden Wandel: Allein in Deutschland müssen für die Energiewende über 13.000 Kilometer Höchstspannungsnetz (380 kV und 220 kV) optimiert, verstärkt oder neu gebaut werden. Alle Stromübertragungsarten zusammengezählt, misst das deutsche Stromnetz über 1,9 Millionen Kilometer. Dabei sollte man nicht vergessen: Der Weltbank zufolge leben noch immer etwa 675 Millionen Menschen ohne Strom.



2.600 v. Chr.

## Die Kanalisation

Ausgrabungen am Indus im heutigen Pakistan zeugen von der ersten funktionsfähigen Kanalisation der Menschheitsgeschichte von etwa 2.600 v. Chr. Noch heute sind Überbleibsel von Anschlüssen und Kanälen aus Ziegeln zu sehen. Die antiken Hochkulturen transportierten Wasser und Abwasser zuerst in offenen Rinnen, später durch geschlossene Röhren. Nach den Cholera-Epidemien im 19. Jahrhundert entwickelten findige Wissenschaftler die ersten Kanalisationen der Neuzeit. An deren Prinzip änderte sich seither nicht mehr viel. Die aktuelle Länge des deutschen Kanalnetzes nach Aufstellung des Statistischen Bundesamts: 608.000 Kilometer – Tendenz steigend.

1810



## Die Straßenbeleuchtung

Mal wurden Öle oder Fette verbrannt, mal Holzspäne, anderswo brennende Fackeln in Vorrichtungen gesteckt. Hauptsache, es war nachts nicht mehr stockdunkel. 1810 gab es in London die erste Straßenbeleuchtung mit **Gaslaternen**. Ab 1879 löste die Erfindung der Glühbirne die Lichtbogenlampe ab. Das stellte die Straßenbeleuchtung auf gänzlich neue Masten. Laut Bundesverband Straßenbeleuchtung entfallen auf heute etwa neun Millionen deutsche Straßenleuchten bis zu 50 Prozent des kommunalen Stromverbrauchs. Mehr als 33 Prozent davon sind älter als 20 Jahre. Ihre schrittweise Umstellung auf LED-Technologie bringt einen enormen Effizienzgewinn.

## Der Mobilfunk

Das erste kommerzielle Mobiltelefon erhielt seine Zulassung im September 1983. Fast 4.000 US-Dollar waren für das 800-Gramm-Gerät **DynaTAC 8000x** von Motorola zu bezahlen. Wenig später führte die Deutsche Bundespost das analoge C-Netz ein. Und heute? Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur wurden zum Jahresende 2022 in Deutschland 104,4 Millionen SIM-Karten aktiv genutzt, Karten für die Datenkommunikation zwischen Maschinen sind dabei noch nicht einberechnet.

1983



1960er

## Das Internet

Erinnern Sie sich an die Geräusche des Internets? Aus den ersten Modems ertönten krächzend-piepende Töne, wenn die Verbindung über einen Sprachkanal zwischen 300 und 3.400 Hertz lief – in den 1990er-Jahren also praktisch immer. Diese Jahre markierten den Start der dritten und jüngsten Phase des Internets, jener mit Zugang für die breite Öffentlichkeit. Im Jahr 2021 waren in Deutschland rund 91 Prozent aller Haushalte mit einem Internetanschluss ausgestattet. Davor war das Internet noch nicht massentauglich: In seiner Frühphase drehte sich in den 1960ern alles um militärische Anwendungen. Danach fokussierte sich das „World Wide Web“ auf akademische Forschungsförderung.



**Thüga Aktiengesellschaft**

Nymphenburger Straße 39

80335 München

Deutschland

Tel.: +49 (0) 89/3 81 97-0

info@thuega.de

www.thuega.de

**IMPRESSUM**

**HERAUSGEBER** Thüga Aktiengesellschaft,  
Nymphenburger Straße 39, 80335 München,  
Tel.: +49 (0) 89/3 81 97-0, E-Mail: info@thuega.de

**VERLAG** Journal International  
The Home of Content GmbH, Ganghoferstr. 66f,  
80339 München, Tel.: +49 (0) 89/6 93 13 96-0,  
E-Mail: info@journal-international.de

**REDAKTION THÜGA** Dr. Detlef Hug, Marion Hopf,  
Astrid Block, Barbara Dornauer

**PROJEKTMANAGEMENT** Kai Bargmann,  
Antoinette Schmelter-Kaiser

**ART DIREKTION** Frank Krüger

**BILDREDAKTION** Jürgen Stoll

**AUTOREN** Robert Botz, Frauke Gerbig, Robert Haas,  
Volker Joks, Thorsten Rienth

**FOTONACHWEIS** Titelillustration: Mark Watkinson/Die  
Illustratoren; K9 Architekten/Latz&Partner/die-grille S.9-10;  
iStock S.12, S.19, S.26-26, S.32, S.33, S.35, S.42, S.47; Getty S.16-  
17, S.44-45; argum/Falk Heller S.24; Scarlett Sapountsis-Schmitt  
S.24; Energieversorgung Sylt S.25; werder.de/Massstab S.32; Stadt  
Freiburg/Patrick Seeger S.33; Vierfotografen S.34; Adobe Stock  
S.36-37; Stadtwerke Pforzheim S.40; Westend61/Dieter Heine-  
mann S.43; Alamy S.46-47; Science Photo Library S.47

**REDAKTIONSSCHLUSS** 31.12.2023

**PRODUKTION** Birgit Scholz

**DRUCK** Gotteswintter und Fibo Druck- und Verlags GmbH,  
Joseph-Dollinger-Bogen 22, 80807 München

