

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
SEP-
TEM-
BER
2021

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

- 
- | | |
|---|--|
| → Digitalisierung | → Klimaschutz |
| - Digitale Transformation – Ergebnisse der Kurzumfrage zum Stand der Branche 4 | - Innovative Wärmequelle – Senkung des Primärenergiefaktors durch Energie aus Abwasser hat Potenzial 19 |
| → GRC-Systeme | - EU-Emissionshandel in der vierten Handelsperiode: CO ₂ -Preisanpassung von Fernwärmeversorgern muss überprüft werden 24 |
| - StaRUG – Neue Anforderungen an Risikofrüherkennung und Planungsrechnungen für Energieversorger 8 | - CO ₂ -Bilanzierung für kommunale Unternehmen 29 |
| → Changemanagement | - Mit Green Corporate PPA gegen den Strompreisanstieg? 33 |
| - Wie ein proaktives Changemanagement zum Unternehmenserfolg bei Energieversorgern beiträgt 11 | - Verordnungsnovellierungen im Wärmemarkt: Neue Chancen für Stadtwerke mit Wärme-Messdienstleistungen 37 |
| → Energievertrieb | → Rödl & Partner intern |
| - Mehr Verbraucherschutz in der Energieversorgung. Alles neu? Ein Überblick über die geänderten Rahmenbedingungen für die Belieferung von Strom- und Gaskunden 14 | - Veranstaltungshinweise 42 |

Liebe Leserin, lieber Leser

Kann der Klimawandel noch gestoppt werden?

Flutkatastrophe in Deutschland, Hitzewelle in Kalifornien, Waldbrände in Griechenland: die Nachrichten über extreme Wetterereignisse reißen nicht ab. In welchem konkreten Zusammenhang diese Ereignisse mit dem Klimawandel stehen, darüber streiten sich die Gelehrten noch, aber eines dürfte augenscheinlich sein: die Ereignisse häufen sich. Die Notwendigkeit, den weltweiten Kohlendioxid-Ausstoß und damit die Wahrscheinlichkeit von extremen Wetterereignissen zu verringern, wird daher international und national einhellig gesehen.

Die Frage, wie die ambitionierten Ziele insbesondere von „Fit for 55“ und dem deutschen Klimaschutzgesetz gemeinsam erreicht werden können, ist nicht so einfach zu beantworten. Nach dem Willen der Politik soll aber gerade die Energiewirtschaft einen deutlichen höheren Beitrag zur Kohlendioxid-Reduktion leisten als bisher vorgesehen. Das heißt, es muss schnell gehandelt werden, um die Transformation zur Klimaneutralität zu erreichen. Wasserstoff, Direktvermarktung von erneuerbaren Energien, Wärmewende und Elektromobilität sind die Trends, die jetzt praxistauglich gemacht werden müssen. Wie dies erreicht werden kann, möchten wir Ihnen in unserer Veranstaltung **„Stadtwerke 4.0, Klimaneutralität und mehr – die Transformation gestalten“ am 07.10. in Köln und am 20.10. in Nürnberg zeigen**. Experten aus Praxis und Wissenschaft zeigen Wege auf, wie der Weg zur Klimaneutralität erfolgreich gestaltet werden kann. Lassen Sie sich mitnehmen auf diese Reise in die Zukunft der Energiewirtschaft, um bei Ihnen vor Ort die nächsten Schritte zur Klimaneutralität zu gehen. Auch für die Themen Digitalisierung und Kostendruck, die schon länger und nach den Erfahrungen aus der Corona-Pandemie umso dringlicher auf der Agenda der Energieversorger stehen müssen, haben wir interessante Ein- und Ausblicke in unserer Veranstaltung vorbereitet. Wir freuen uns auf Sie, es lohnt sich!



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Digitalisierung

Digitale Transformation

Ergebnisse der Kurzumfrage zum Stand der Branche

von Diana Basilio und Andreas Joisten

Die Herausforderungen für Stadtwerke und Versorger werden nicht kleiner: Wettbewerb, fehlendes Personal und Know-how, digitale Transformation und veränderte Kundenbedürfnisse sind nur einige Punkte. Die gesonderte Lage, die seit gut 1,5 Jahren herrscht, lässt vermuten, dass die Digitalisierung einen erheblichen Schub erhalten hat.

In diesem Kontext hat Rödl & Partner mit einer Kurzumfrage den Stand und insbesondere den Bedarf der Branche im Kontext Prozessoptimierung, Kundenfokus und Digitalisierung erfasst.

TEILNEHMERSTRUKTUR DER KURZUMFRAGE UND AKTUELLE PRIORITÄTEN

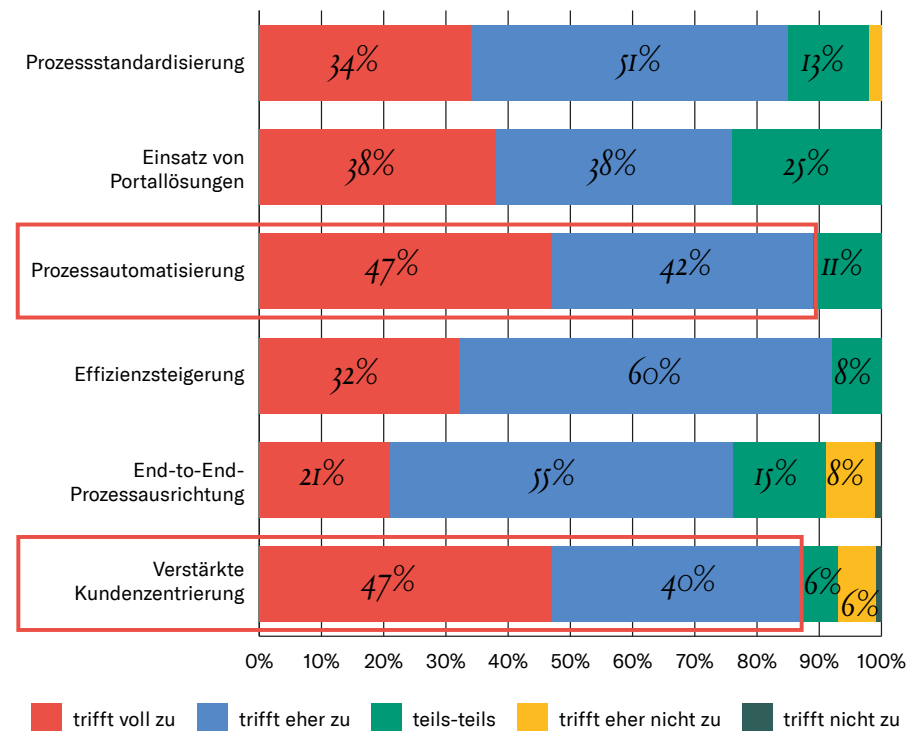
Bei den Teilnehmern der Kurzumfrage zeigt sich, dass circa die Hälfte über 200 Mitarbeiter verfügt. Dabei sind die meisten Teilnehmer im klassischen Netz- und Vertriebsgeschäft engagiert. In der Daseinsvorsorge sind dahingegen nur ca. 50 Prozent der Teilnehmer aktiv.

Bei der Frage nach der Priorität der zukünftigen Themen zeigt sich bei den Teilnehmern eine hohe Einigkeit. Alle genannten Themen besitzen zu über 70 Prozent Priorität in den kommenden Jahren. Besonders hervorzuheben sind hierbei die Punkte „Prozessautomatisierung“ und „Verstärkte Kundenzentrierung“. Dies zeigt, dass die Notwendigkeit besteht, schlanke, schnelle und vor allem effiziente Prozesse zugunsten des Kunden zu implementieren. Gleichzeitig ist dies, wie auch bei der Kundenzentrierung, ein Punkt, in dem es offenbar auch noch erhebliches Aufholpotenzial gibt.

EINORDNUNG DER ERGEBNISSE ZUR PROZESSAUTOMATISIERUNG IN DIE DIGITALISIERUNGSSTUDIE RELOADED

Das Thema „Prozessautomatisierung“ besitzt in den kommenden Jahren eine besonders hohe Priorität. Bereits im Rahmen der Digitalisierungsstudie Reloaded, die 2019 durchgeführt wurde, wurde der Aspekt „Prozessautomatisierungsgrad“ je Wertschöpfungsstufe betrachtet. Hierbei fiel auf, dass die Prozessautomatisierung in keiner Wertschöpfungsstufe durchgehend ausgeprägt war. Im Schnitt war sie in den beiden Wertschöpfungsstufen Vertrieb und Netz, die in der Kurzumfrage die meisten Teilnehmer vertreten, bei circa 50 Prozent der Teilnehmer mittel und bei über 15 Prozent der Teilnehmer eher gering ausgeprägt. Das Themenfeld Prozessautomatisierung hat somit innerhalb der Energiewirtschaft in den letzten zwei Jahren deutlich an Bedeutung gewonnen.

Priorität der Themen in den kommenden Jahren



DIGITALISIERUNG HEISST AUCH INVESTIEREN, ABER WORIN?

Passend zur hohen Relevanz der Themen planen über 75 Prozent der Teilnehmer wesentliche Investitionen in digitale Lösungen. Vergleichbar hierzu verfügten über 75 Prozent der Teilnehmer auch schon in der Digitalisierungsstudie Reloaded über ein Digitalisierungsbudget. Eine passende Roadmap war jedoch nur bei circa einem Drittel der Teilnehmer vorhanden.

Eine Auswertung der geplanten Investitionen ergab einen deutlichen Fokus auf Workflow-Lösungen und Prozessautomatisierung, insbesondere durch den Einsatz von Robotic Process Automation. Ebenso wurde das Thema Customer Relationship Management (CRM) oft durch die Teilnehmer als potenzielle Investition genannt. Daneben liegt jedoch ein erheblicher Fokus auf dem Themengebiet Enterprise-Resource-Planning (ERP), wo sowohl der potenzielle Wechsel als auch die Ertüchtigung des Systems im Vordergrund stehen.

Daneben soll laut den Teilnehmern in Cloud-Lösungen und Möglichkeiten für mobiles Arbeiten investiert werden – ein Indiz dafür, dass sich die bisherige Arbeitswelt ebenfalls deutlich verändern wird.

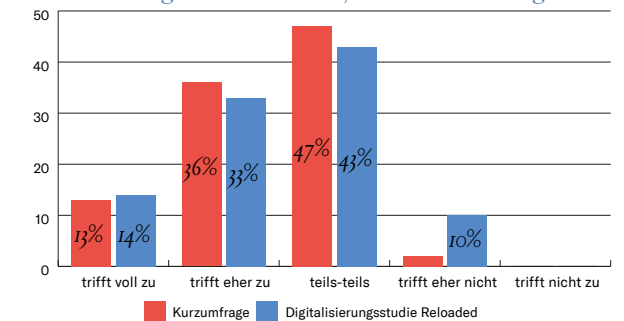
Hierneben stehen konkrete Investitionen in Betriebsmittel wie Netze oder Zählerwesen, Stichwort iMSys, auf der Agenda der Teilnehmer.

WEITERHIN UNGENUTZTE POTENZIALE

So sehr die Themen auch Priorität genießen und entsprechend Investitionen geplant sind, so überraschend ist die Einschätzung der Teilnehmer zur Überprüfung ihrer Prozesse auf Verbesserungspotenziale. Knapp 50 Prozent der Teilnehmer überprüfen ihre Prozesse nur teilweise auf Verbesserungspotenziale. Dies gleicht den

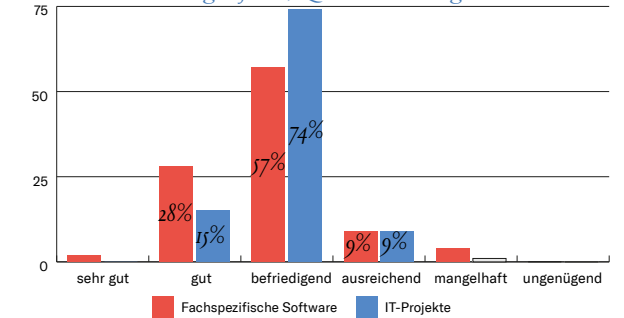
Ergebnissen der Digitalisierungsstudie Reloaded – eine Verbesserung ist hier nicht ersichtlich und somit besteht weiterhin unausgeschöpftes Potenzial.

Regelmäßige Überprüfung der Prozesse auf Verbesserungspotenziale durch digitale Innovation und/oder Standardisierung



Die Zufriedenheit mit IT-Projekten und der fachspezifischen Software wird bestenfalls durchschnittlich eingeschätzt und zeigt ein sehr ernüchterndes Ergebnis. Besonders hervorzuheben ist, dass kein einziger Teilnehmer die Zufriedenheit mit IT-Projekten mit sehr gut bewertet hat.

Zufriedenheit mit fachspezifischer Software und IT-Projekten in Bezug auf Zeit, Qualität und Budget



Im Vergleich dazu wurden die ERP- und Verbrauchsabrechnungssysteme und das Kosten-Nutzen-Verhältnis der IT vor 2 Jahren innerhalb der Digitalisierungsstudie Reloaded noch recht positiv bewertet.



WORKFLOW- UND CRM-LÖSUNGEN IM EINSATZ

Im Kontext der prioritären Themen (Prozessautomatisierung und Kundenzentrierung) stehen Workflow- und CRM-Lösungen häufig im Mittelpunkt. Hierbei nutzen bereits knapp 40 der Teilnehmer eine CRM-Lösung, eine vergleichbar große Anzahl plant sie bzw. setzt aktuell die Einführung um.

Mittelfristig werden voraussichtlich ein Großteil der Umfrageteilnehmer über eine Lösung in diesem Bereich verfügen. Signifikant höher ist der Anteil der Teilnehmer, die bereits heute ein systemübergreifendes Workflow-System einsetzen. Ebenso plant ein Großteil der Teilnehmer ohne Workflow-System eine Einführung, sodass nur noch ein sehr kleiner Teil in der Zukunft ohne Lösung dastehen wird.

In diesem Kontext ist es interessant, dass auch bei Nutzung einer Workflow- oder CRM-Lösung die Themen Portallösung, Kundenzentrierung und Prozessautomatisierung zu mindestens 85 Prozent weiterhin eine hohe Priorität besitzen.

NEUE LÖSUNGEN UND HEMMNISSE AUF DEM WEG DORTHIN

Auf dem Weg zu neuen Lösungen für die Themen wie Kundenzentrierung und Prozessautomatisierung gibt es jedoch einige Hindernisse. Wie bei der Digitalisierungsstudie Reloaded zeigt sich, dass der Faktor Mensch wesentlich für die digitale Transformation ist.

Dahingegen zeigt sich, dass die finanziellen Ressourcen kaum ein Hemmnis darstellen, was sich auch in den geplanten Investitionen widerspiegelt.

Nur selten stellen die bestehenden Lösungen ein größeres Hemmnis dar. Dies deckt sich mit der eher geringen Zufriedenheit mit der eingesetzten Fachsoftware.

Zweigeteilt scheint der Blick auf Unternehmenskultur, Transformationswille und Entscheidungsfindung. Letzteres wird von über 50 Prozent der Teilnehmer eher als Hemmnis gesehen, die Kultur im Unternehmen im Schnitt jedoch nur teils-teils.

FAZIT

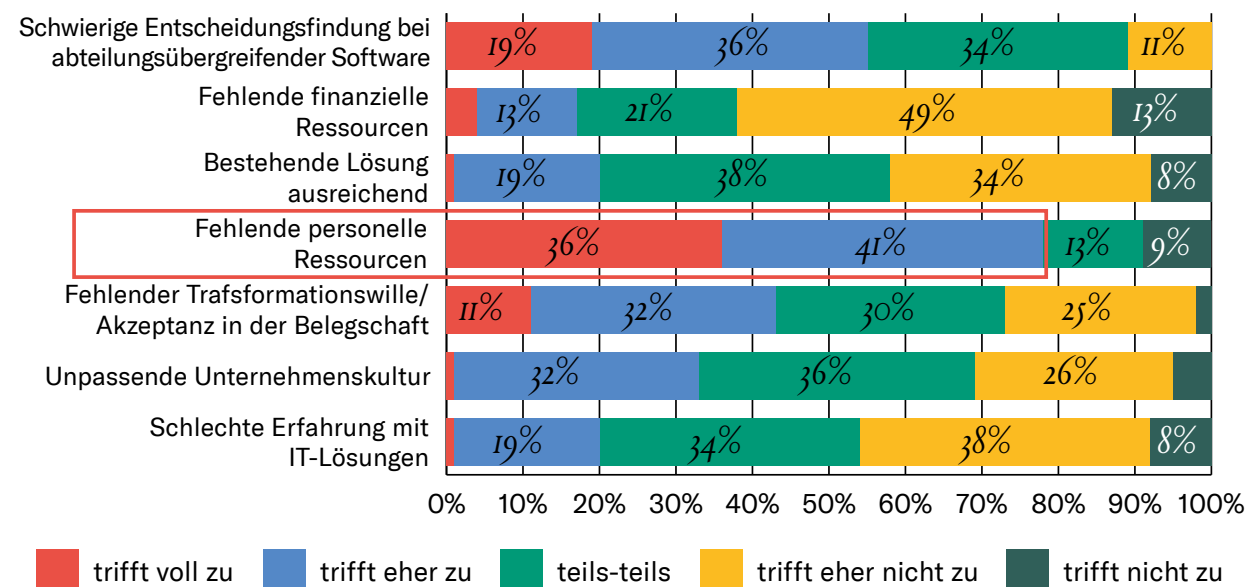
Die Kurzumfrage zeigt deutlich, dass weiterhin ein erheblicher Bedarf an umfassenden Lösungen zur Begegnung auf die Herausforderungen im Zusammenhang mit Prozessoptimierung, Kundenfokus und Digitalisierung besteht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass diese Themen auch in Zukunft im Fokus stehen.

Auffällig ist, dass die überwiegende Mehrheit der Teilnehmer mit der Umsetzung ihrer IT-Projekte unzufrieden ist, hier scheint erhebliches Optimierungspotenzial zu bestehen. Häufig wird im Rahmen von IT-Projekten der notwendige Change und das damit einhergehende Change-Management nachlässig behandelt.

Darüber hinaus dürften die fehlenden personellen Ressourcen eine Ursache sein, was auch in der Digitalisierungsstudie Reloaded als großes Hemmnis identifiziert wurde. Die Einschätzung hierzu hat sich sogar verschlechtert, was ein deutliches Potenzial vor dem Hintergrund schnellerer Innovationszyklen aufzeigt.



Was sind die Hemmnisse für die Einführung neuer IT-Lösungen?



Kontakt für weitere Informationen



Diana Basilio
M.Sc. Energie und Finanzwirtschaft
T +49 221 949 909 228
E diana.basilio@roedl.com



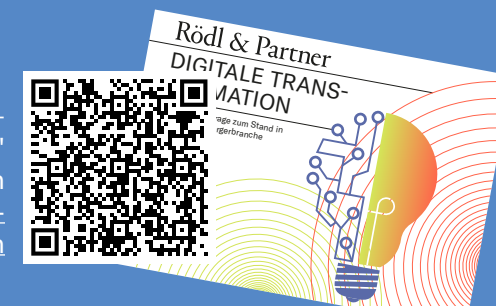
Andreas Joisten
Master of Economics
T +49 221 949 909 193
E andreas.joisten@roedl.com



Kennen Sie schon unsere Digitalisierungsstudie Reloaded und unsere Kurzumfrage zur digitalen Transformation?

Digitalisierungsstudie Reloaded hier kostenlos downloaden
www.roedl.de/digitalisierungsstudie-energie

"Digitale Transformation – Kurzumfrage in der Versorgerbranche" hier kostenlos downloaden
<https://bit.ly/kurzumfrage-digitale-transformation>





→ GRC-Systeme

StaRUG

Neue Anforderungen an Risikofrüherkennung und Planungsrechnungen für Energieversorger

von Christoph Beer, Hans Fasen

Zum 1.1.2021 ist – zumindest in der Energieversorgungsbranche fast unbemerkt – das Gesetz über den Stabilisierungs- und Restrukturierungsrahmen für Unternehmen (StaRUG) in Kraft getreten. Ziel dieses Gesetzes ist es, die Früherkennung bestandsgefährdender Unternehmensrisiken gesetzlich zu verankern und einen rechtlichen Rahmen für die Restrukturierung von Unternehmen zu schaffen. Ein Gesetz, das auf den ersten Blick für Energieversorgungsunternehmen (EVU) wenig relevant erscheint, entpuppt sich bei genauerem Hinsehen als Anlass, die Steuerungs- und Risikomanagementsysteme auf den Prüfstand zu stellen

Grundsätzlich ist das Thema Risikofrüherkennung nicht neu für Unternehmen, sondern bereits – jedoch mit Fokus auf Aktiengesellschaften – im § 91 Abs. 2 AktG sowie im Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) verankert. Mit der Einführung des StaRUG erhalten die Themen Risikofrüherkennung und Unternehmenssteuerung nochmals eine besondere Betonung durch den Gesetzgeber und erweitern den Adressatenkreis auf nahezu alle Unternehmensformen.

Dreh- und Angelpunkt des StaRUG ist § 1 Krisenfrüherkennung und Krisenmanagement bei haftungsbeschränkten Unternehmensträgern. In § 1 Abs. 1 werden sowohl der Aufgabenfokus als auch der Adressatenkreis des Gesetzes geregelt. Wörtlich lautet er:

„Die Mitglieder des zur Geschäftsführung berufenen Organs einer juristischen Person (Geschäftsleiter) wachen fortlaufend über Entwicklungen, welche den Fortbestand der juristischen Person gefährden können. Erkennen sie solche Entwicklungen, ergreifen sie geeignete Gegenmaßnahmen und erstatten den zur Überwachung der Geschäftsleitung berufenen Organen (Überwachungsorganen) unverzüglich Bericht.“

WAS BEDEUTET DIES NUN KONKRET FÜR EVUS?

Zunächst ist festzuhalten, dass nahezu jedes EVU in den Regelungsbereich des StaRUG fällt. Unabhängig davon, ob das EVU in der Rechtsform der GmbH, GmbH & Co. KG, AöR oder selbst als Eigenbetrieb (vgl. § 1 Abs. 2 StaRUG) geführt wird, die Umsetzung der Regelungen des StaRUG sind für die Geschäftsleitung obligatorisch.

Folglich ist die Geschäftsleitung in der Pflicht,

1. fortlaufend über Entwicklungen, die den Fortbestand des EVUs gefährden können zu wachen,
 2. bei Erkennen solcher existenzbedrohenden Risiken entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten
- und
3. den zur Überwachung der Geschäftsleitung berufenen Organen (Überwachungsorganen) unverzüglich Bericht zu erstatten.

Um diesen Pflichten der Risikofrüherkennung in der gebotenen Sorgfalt nachzukommen, ist ein Kontroll- und Steuerungssystem essenziell, das alle Geschäftsbereiche des Unternehmens umfasst und in der Ausprägung die bereichsspezifischen Merkmale sowie Risikoprofile berücksichtigt.

Begrifflich naheliegend ist ein Rückgriff auf das Risikofrüherkennungssystem nach § 91 Abs. 2 AktG und die hierzu über Jahre entwickelten Rahmenwerke und Standards. Zu nennen sind insbesondere das zuletzt im Jahre 2017 überarbeitete Rahmenwerk „Enterprise Risk Management – Integrated Framework“ der Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) sowie der jüngst neu gefasste Prüfungsstandard des Instituts der Wirtschaftsprüfer für die Prüfung von Risikofrüherkennungssystemen (IDW PS 340 n. F.). Diese Vorgaben sind eine wichtige Voraussetzung, um den Anforderungen des StaRUG an die Krisenfrüherkennung

gerecht zu werden. Die Anforderungen des § 1 StaRUG gehen aber über den bisherigen Mindeststandard hinaus. Denn daneben sollte im Mittelpunkt des Kontroll- und Steuerungssystems eine mehrjährige (empfehlenswert ist ein Planungszeitraum von mindestens drei Jahren, tendenziell eher fünf Jahre) nach Geschäftsberichten differenzierte Unternehmensplanung stehen. Eine aussagekräftige Planung berücksichtigt hierbei immer die künftige Entwicklung der Ertrags- (Plan-Gewinn- und Verlustrechnungen), Vermögens- (Plan-Bilanzen) und Finanzlage (Plan-Cashflow-Rechnungen). Damit werden geeignete und mehrjährige Planungsrechnungen nun praktisch gesetzlich verpflichtend.

Der Fokus auf Planungsrechnungen trägt aber auch einem modernen Verständnis von entscheidungs- und wertorientierter Unternehmensführung Rechnung. Während Risikofrüherkennungssystem und Planungs-/Controllingprozesse früher oftmals unabhängig nebeneinanderstanden, werden diese heutzutage zu einem integrierten Kontroll- und Steuerungssystem verschmolzen.

WARUM IST NUN GERADE DIE PLANUNG ANKERPUNKT FÜR DAS KONTROLL- UND STEUERUNGSSYSTEM IM RAHMEN DES STARUG?

Die mittelfristige Unternehmensplanung ist das Ergebnis einer strukturierten Analyse des Unternehmens und seines Umfelds und bildet die erwartete künftige Geschäftsentwicklung detailliert in monetären Größen (z. B. Erlöse, Aufwendungen, Investitionen, Liquiditätsentwicklung etc.) ab. Somit bietet die Planung eine strukturierte Erfassung aller wirtschaftlich relevanten Steuerungsgrößen (Planungsprämissen); eine monetäre Quantifizierung der zukünftig erwarteten Entwicklung dieser Steuerungsgrößen und eine Aggregation der einzelnen Steuerungsgrößen zu Ergebnis-, Kapital- und Liquiditätskennzahlen.

Die einzelne Planungsprämisse ist grundsätzlich mit Unsicherheit verbunden und kann somit als Risiko betrachtet werden. In einem integrierten Planungsmodell können durch Variation der Prämissen, z. B. aufgrund von Absatzmengenveränderungen, Personalkostenentwicklungen, veränderten Investitionsbudgets oder Zinsveränderungen nun fortlaufend die Auswirkungen auf das erwartete Ergebnis, die Eigenkapitalausstattung und den Cashflow simuliert werden.

Somit leistet die Planung bereits einen erheblichen Beitrag zur Erfüllung der drei wesentlichen Ziele der Risikofrüherkennung: Der Identifizierung, Quantifizierung und Aggregation der Risiken.

Darüber hinaus ist eine Unternehmensplanung in der Regel gut dokumentiert (Dateien, Tabellenkalkulation, Prämissendokumentation etc.), was die Erfüllung von Berichtspflichten erleichtert.

Für die fortlaufende Überwachung der Geschäftsentwicklung bedarf es jedoch auch eines unterjährigen Berichtswesens, das regelmäßig aktuelle Informationen zur Geschäftsentwicklung in den einzelnen Geschäftsbereichen bereitstellt. Nur so kann gewährleistet werden, dass in Kombination mit der Unternehmensplanung Planabweichungen sowie mögliche negative Entwicklungen frühzeitig erkannt werden und passgenau Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Im Kontext der Steuerung ist insbesondere eine unterjährige, detaillierte (z. B. wöchentliche) Liquiditätsplanung von wesentlicher Bedeutung. Krisen kulminieren in aller Regel in einem Liquiditätsproblem. Transparenz über die unterjährigen Liquiditätsströme (Zeitpunkte und Höhe von Ein- und Auszahlungen), schafft Klarheit über Finanzierungsbedarf, ermöglicht die Disposition von Zahlungen und beugt Liquiditätsengpässen vor.

GERADE UNTERNEHMEN IN DER VERÄNDERUNG SIND ANFÄLLIG FÜR KRISEN

Natürlich sind EVUs und Stadtwerke aufgrund ihrer Geschäftsmodelle – langfristige Kundenbeziehungen im Energievertrieb, regulierte Energienetze, Demarkationsgebiet in der Wasserversorgung – grundsätzlich gut gewappnet gegen Krisensituationen. Aber unabhängig davon, dass – wie bereits erwähnt – die Anforderungen des StaRUG ausnahmslos auch für Stadtwerke und EVUs gelten, erfordert schon die Transformation der Energieversorgung im Kontext der Energiewende und die damit zunehmende Komplexität der Geschäftsmodelle ein hohes Maß an betriebswirtschaftlicher Steuerungskompetenz im Unternehmen.

Sei es die absehbare Absenkung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze in der 4. Regulierungsperiode um vermutlich mehr als zwei Prozentpunkte bei gleichzeitig steigenden Investitionsbedarfen, die zunehmende Unsicherheit über die künftige Rolle der Gasnetze oder der Aufbau neuer Geschäftsfelder, wie beispielsweise im Bereich Mobilität oder Quartiersentwicklung. Typisch für diese Entwicklung sind Unsicherheit und mögliche negative finanzielle Auswirkungen, mithin typische Krisenauslöser.

Um diese Unsicherheiten und finanziellen Risiken transparent und steuerbar zu machen bedarf es grundsätzlich einer detaillierten Auseinandersetzung mit der langfristigen strategischen Entwicklung des Unternehmens, der Ableitung eines Zielkatalogs sowie einer Übersetzung der strategischen Ziele in operative Maßnahmen. Hier schließt sich auch wieder der Kreis zur Unternehmensplanung, die genau diesen Transfer zwischen strategischen Zielen und operativen Zielen herstellt und in monetären Größen abbildet.

Diese intensive Auseinandersetzung mit der Zukunft ist gerade auch im Hinblick auf die künftigen Finanzierungsherausforderungen – sowohl im Hinblick auf Banken- als auch auf Gesellschaftergespräche – erfolgsentscheidend.

Wir empfehlen Ihnen daher Ihr Risikofrüherkennungssystem und Steuerungskonzept vor dem Hintergrund der gesetzlichen Anforderungen des StaRUG, vor allem aber auch aufgrund der Transformationsdynamik in der Energiebranche auf den Prüfstand zu stellen.

Kontakt für weitere Informationen



Christoph Beer
Diplom-Betriebswirt (FH),
Certified Valuation Analyst
T +49 911 9193 3600
E christoph.beer@roedl.com



Hans Fasen
Wirtschaftsprüfer
T +49 221 949 909 186
E hans.fasen@roedl.com



→ Changemanagement

Wie ein proaktives Changemanagement zum Unternehmenserfolg bei Energieversorgern beiträgt

von Diana Basilio und Anna Willhelm

Bei den notwendigen Veränderungen aufgrund von Digitalisierung, Kooperationen oder umfassenden Prozessveränderungen fühlen sich Mitarbeiter oft überfordert oder haben Sorgen. Dabei ist in der heutigen Zeit der VUKA-Welt (VUKA ist ein Akronym und steht für Volatilität, Unsicherheit, Komplexität und Ambivalenz) nichts beständiger als der stetige Wandel. Insbesondere Stadtwerke und Energieversorger müssen ihre Unternehmensstrategie neu justieren und die entsprechenden Weichen stellen, um im dynamischen Wandel in der Energiewirtschaft erfolgreich zu sein.

ZIELSETZUNG VON CHANGEMANAGEMENT

Die „technische“ Komponente eines Projekts kann noch so minutiös geplant sein und auch der beste Projektplan wird nicht die gewünschten Effekte erzielen, wenn die betroffenen Personen kein Interesse an der Umsetzung der Themen haben oder nicht entsprechend abgeholt sind. Ein Projekt stellt innerhalb der eigenen Organisation vieles infrage, Mitarbeitern fehlt Orientierung sowie Anreiz zur Leistung und Unsicherheit lähmt die Organisation. Darüber hinaus ist die Energiewirtschaft geprägt von Aussagen, wie „Das haben wir schon immer so gemacht“. Erfolgreiches Changemanagement hat einen positiven Effekt auf das Mitarbeiterengagement, das wiederum einen positiven Einfluss auf die Unternehmensperformance hat.

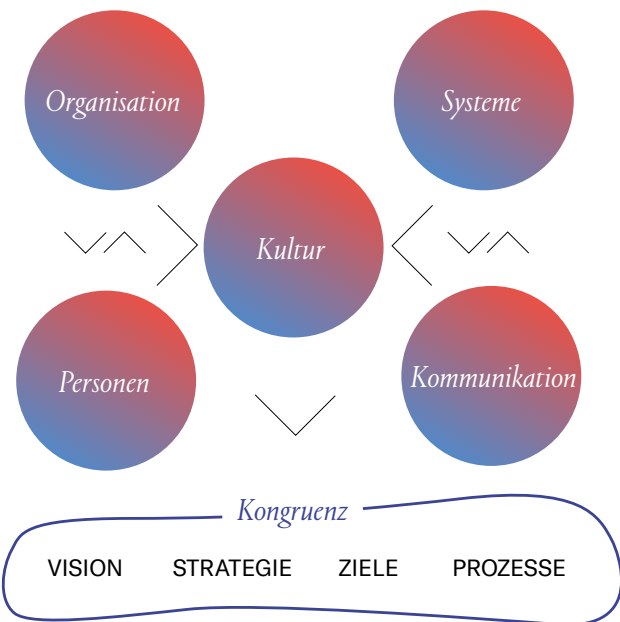
Changemanagement gestaltet den Akzeptanzbildungsprozess. Zielgerichtete Change- und Kommunikationsmaßnahmen erhöhen die Veränderungsbereitschaft und beziehen alle Betroffenen mit ein. Im besten Fall macht es die Betroffenen zu Beteiligten. Doch Changemanagement bedeutet nicht einfach nur Kommunikation – Changemanagement muss von Anfang an ein fester Bestandteil der Projektorganisation sein. Maßnahmen werden in Abhängigkeit von der Zielgruppe und dem Veränderungsbedarf stark variieren, wobei den Führungskräften aufgrund ihrer Vorbildfunktion eine entscheidende Rolle zukommt. Alle Aktivitäten werden nur in enger Abstimmung mit den Führungskräften und relevanten Entscheidungsgremien (z. B. Betriebsrat) gemeinsam ausgerollt. Ein Changemanagement ist dafür zuständig, einen Rahmen zu schaffen, damit (Projekt-) Teams unterschiedlicher Erfahrungsgrade und Diversitäten optimal zusammenarbeiten können.

Scheitern Projekte, dann wird dies häufig auf die weichen Faktoren geschoben und es wird leichtfertig als „Kulturproblem“ oder „Kommunikationsproblem“ abgestempelt. Setzt man von Anfang an ein professionelles Changemanagement auf, das eng mit der Projektleitung zusammenarbeitet, kann dies verhindert werden.

Mitarbeiter und Treiber des Veränderungserfolgs brauchen insbesondere:

- Motivation und aktives Engagement: Erkennen eines „neuen“ Sinnzusammenhangs; Beteiligung in der Gestaltung der neuen Organisation; Vorbildfunktion der Hierarchie
- Orientierung: Klare und widerspruchsfreie Ziele, die auch auf Ebene der Mitarbeiter internalisiert sind; Absehbarkeit im Vorgehen; Herstellung von Handlungssicherheit
- Kongruenz: Passung der „harten“ und „weichen“ Faktoren; Werte und Verhaltensregeln sind genauso wichtig wie Prozesse und Systeme

Gezielte Change- und Kommunikationsmaßnahmen sind das „Transportmittel“ der drei genannten Faktoren (siehe auch nachfolgende schematische Darstellung).



DIE ROLLE DER FÜHRUNGSKRAFT IN VERÄNDERUNGSPROZESSEN

Der Wert bzw. der Erfolgsfaktor einer Organisation liegt in dem Wissen der Mitarbeiter. Neben technischem Know-how besteht zudem Wissen darüber, wie die Abläufe im Unternehmen „sinnhaft“ funktionieren. Dieser „Sinn“ wird durch eine eintretende Veränderung erst mal zerrissen. Veränderungsprozesse sind von hoher Emotionalität geprägt und müssen gezielt gesteuert werden. Doch der Umgang mit Emotionen liegt üblicherweise nicht im Lern- oder Erfahrungsspektrum von kaufmännisch oder technisch geprägten Führungskräften. Dabei spielen die Führungskräfte in Veränderungsprojekten eine, wenn nicht sogar die zentrale Rolle. Folgende Haltung und Verhaltensweisen sind essenziell:

- Leiten: Sich selbst gemeinsam mit anderen Führungskräften als Treiber des Wandels begreifen
- Gestalten: Im eigenen Gestaltungs- und Einflussbereich und sich für das Ergebnis persönlich verantwortlich fühlen
- Motivation: Die Belegschaft motivieren und Rückhalt und Orientierung während des Veränderungsprozesses geben und diese für die anstehende Veränderung gewinnen
- Vorleben: Als Vorbilder agieren und handeln im Sinne der angestrebten Vision/Zielzustand

Damit man als Führungskraft seine Mitarbeiter bei Veränderungen erfolgreich begleiten kann, geht es nicht nur darum, Akzeptanz gegenüber der Veränderung zu erreichen, sondern auch darum, die Lücke zwischen Ausgangssituation und Zielzustand zu schließen: Was macht Mitarbeiter A heute und was macht er morgen? Was braucht Mitarbeiter A, damit er seine neue Tätigkeit morgen ausführen kann?

Aus diesen Fragestellungen lassen sich etliche zielgerichtete Maßnahmen ableiten, um die Belegschaft effektiv auf die neuen Umstände vorzubereiten oder darauf proaktiv zu reagieren. Geeignete Maßnahmen können sich wie folgt gestalten:

- Moderierte Workshops, in denen Führungskräfte und Mitarbeiter von betroffenen Bereichen/Einheiten die Veränderung für sich klären und gemeinsam offene Fragen besprechen, z. B. zu neuen Rollen und Aufgaben
- Führungskräfte und Projektleiter erstellen einen Fahrplan für ihren Bereich/Team/Projekt
- Befragungsformate entwickeln, um kontinuierliche Rückmeldung aus der Organisation zu bekommen und diese Erkenntnisse zur permanenten Prozessanpassung nutzen und ggf. neue Changemanagement-Maßnahmen abzuleiten („Lücke schließen“)
- Regelmäßige Kommunikation über den Fortschritt des Projektes und erlangte Erfolge („Quick-Wins“)

Die Abbildung „Workshop-Kaskade“ zeigt nochmals schematisch den möglichen Ablauf zur Team- und Bereichsentwicklung auf:



UMGANG MIT WIDERSTÄNDEN

Am wichtigsten, aber zugleich am schwersten ist es, die Menschen für Veränderungen zu begeistern – der Mensch ist ein Gewohnheitstier. Veränderungen bedeuten für alle Betroffenen eine Abkehr von routinierten Abläufen sowie ein Ausbrechen aus der eigenen Komfortzone. Dies kann oftmals zu Skepsis und Missmut führen. Insbesondere die Gruppe der Skeptiker sollte man von Anfang an im Auge haben und frühzeitig an Bord holen. Skeptiker holt man am besten ab, indem man sie aktiv mitgestalten lässt. Man sollte ihnen ausreichend Spielraum geben, Vorgehensweisen zu erarbeiten, die den Nutzen für das eigene Arbeitsumfeld erhöhen. Gibt es sogar Bremser im Projekt, ist damit meist eine hohe Unsicherheit durch z. B. Machtverlust verbunden. Es ist empfehlenswert, diese persönlichen Ängste und Eigeninteressen klar herauszuarbeiten. Im schlimmsten Fall kann es auch Saboteure in Veränderungsprojekten geben. Auch hier lohnt es sich, persönliche und sachliche Vorbehalte klar herauszuarbeiten und zu versuchen, Lösungen zu erarbeiten, um potenzielle Saboteure umzustimmen. Dies ist allerdings ein schmaler Grat. Erfahrene Change Manager können einschätzen, wie riskant sich der weitere Verbleib der Person in seiner Position für das Veränderungsprojekt bzw. für das Unternehmen auswirken kann. Das Verhalten der Betroffenen muss man stets im Blick haben, um umgehend Konsequenzen einzuleiten, wenn das Risiko zu hoch wird und somit der Projekterfolg gefährdet wird. Grundsätzlich ist es als positiv zu erachten, wenn Widerstände auftreten, denn es bedeutet, dass man sich mit den Veränderungen auseinandersetzt und die Mitarbeiter nicht resigniert haben.

WARUM SICH DAS INVESTMENT IN CHANGEMANAGEMENT LOHNT

Veränderungen können sich kurzfristig negativ auf die Unternehmensperformance auswirken und die organisationale Überlebensfähigkeit kann abnehmen. Sobald sich das Unternehmen durch den vorgenommenen Wandel stabilisiert hat, bricht dieser negative Effekt allerdings weg und die Leistung der Organisation sowie die Resilienz können langfristig wieder gesteigert werden (sogenannter „Resetting the Clock“-Effekt). Der Aufbau eines professionellen Changemanagements hat auch einen wirtschaftlichen Nutzen: Pauschal lässt sich sagen, dass Organisationen, die über die Jahre hinweg Erfahrungen mit organisationalem Wandel sammeln und entsprechende Prozesse etabliert haben, um Veränderungen proaktiv zu steuern, langfristig in der VUKA-Welt erfolgreicher sind – Stichwort „Lernende Organisation“. Demnach ist die Erfolgswahrscheinlichkeit eines Veränderungsprojektes von vorherigen durchlaufenen Veränderungsprozessen abhängig.

FAZIT

Changemanagement gestaltet den gesamten Akzeptanzbildungsprozess im Umgang mit Veränderungen. Da die gesamte Energiewirtschaft vor tiefgreifenden Veränderungen steht oder sich bereits im Veränderungsprozess befindet, nimmt hier die Bedeutung des Changemanagements rasant zu. Es stellt einen essenziellen Grundstein dar, um die erstrebten Projektziele zu erreichen. Mit einer aktiven Einbindung der Mitarbeiter in den Veränderungsprozess sowie einer durchgehend zielgruppenorientierten, konsequenten und konsistenten Kommunikation kann die Sorge vor Veränderungen mit einfachen Maßnahmen genommen werden. Ein professionelles Changemanagement senkt nicht nur „emotionale“, sondern auch ökonomische Kosten und sorgt für eine höhere Mitarbeiterzufriedenheit.

Kontakt für weitere Informationen



Diana Basilio
M.Sc. Energie und Finanzwirtschaft
T +49 221 949 909228
E diana.basilio@roedl.com



Anna Wilhelm
Master of Arts Wirtschaft,
Sinologie und Soziologie
T +49 89 928 780 216
E anna.wilhelm@roedl.com

→ Energievertrieb

Mehr Verbraucherschutz in der Energieversorgung. Alles neu?

Ein Überblick über die geänderten Rahmenbedingungen für die Belieferung von Strom- und Gaskunden

von Heike Viole und Christian Leiding

Änderungen der §§ 40 und 41 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), das Gesetz über faire Verbraucherverträge sowie Änderungen der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und der Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) führen zu mehr Verbraucherschützenden Normen, die Energieversorgungsunternehmen zu beachten haben.

Aus den Regelungsbereichen EnWG, StromGVV und GasGVV sowie geänderten Regelungen im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) werden sich für die Belieferung von Strom- und Gaskunden – sowohl in der Grundversorgung als auch im Sonderkundensegment – zahlreiche Änderungen ergeben, die vor allem dem Verbraucherschutz dienen sollen.

Nachfolgend möchten wir Ihnen einen Überblick über die wesentlichen Neuregelungen geben:

I. ÄNDERUNGEN DES GESETZLICHEN UND VERORDNUNGSRECHTLICHEN RAHMENS

ÄNDERUNG DER §§ 40, 41 ENWG

Das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht zur Überführung des EU-Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ ins nationale Recht implementiert verschiedene Verbraucherschützende Normen ins EnWG. Es sieht in Bezug auf die Lieferung und Abrechnung von Energie vor allem Änderungen und Ergänzungen der Vorschriften in §§ 40, 41 EnWG durch die Paragraphen §§ 40a bis 40c und §§ 41a bis 41e EnWG vor. Dabei werden auch Regelungen, die bisher bereits im Grundversorgungs- bzw. Haushaltskundenbereich galten, nun auch auf sonstige Letztverbraucher ausgedehnt.

INHALT DER STROM- UND GASRECHNUNGEN (§ 40 ENWG):

Rechnungen sind dem Letztverbraucher auf dessen Wunsch hin verständlich und unentgeltlich zu erläutern. Der Rechnungsbetrag und das Datum der Fälligkeit des

Rechnungsbetrages müssen deutlich erkennbar und hervorgehoben sein. Die Pflichtangaben in Rechnungen wurden ergänzt und sind von acht auf dreizehn Nummern in § 40 Abs. 2 EnWG angewachsen. Unter anderem sind zusätzlich auch die telefonische Erreichbarkeit des Lieferanten, ein Hinweis zu der Verfügbarkeit und den Vorteilen eines Lieferantenwechsels sowie Informationen über zertifizierte Preisvergleichsinstrumente für Vertragsangebote der Stromlieferanten anzugeben.

Strom- und Gaspreisbestandteile wie Netzentgelte, Umlagen und Steuern und Kosten nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz sind – ähnlich den bisherigen Regelungen in der StromGVV bzw. GasGVV – gemäß § 40 Abs. 3 EnWG separat auszuweisen.

VERBRAUCHSERMITTLUNG FÜR STROM- UND GASRECHNUNGEN (§ 40A ENWG):

Der neu geschaffene § 40a EnWG ermöglicht eine einheitliche Regelung zur Verbrauchsermittlung für alle Letztverbraucher. Geregelt sind die verschiedenen Quellen, aus denen der Lieferant berechtigt ist, die Verbrauchswerte zu verwenden, z. B. vom Messstellenbetreiber oder Netzbetreiber erhalten oder vom Letztverbraucher durch diesen abgelesen, sofern keine Fernübermittlung der Verbrauchsdaten erfolgt. Für Haushaltskunden ist ein Widerspruchsrecht hinsichtlich der Selbstablesung vorgesehen, wenn diese ihnen nicht zumutbar ist. Das Versorgungsunternehmen hat in der Rechnung anzugeben, wie ein von ihm verwendeter Zählerstand ermittelt wurde.

RECHNUNGS- UND INFORMATIONENZEITRÄUME (§ 40B ENWG):

Die Rechnungs- und Informationszeiträume wurden aus § 40 EnWG herausgelöst und in einen eigenen § 40b EnWG überführt. Neu ist z. B., dass auf Wunsch des Kunden Abrechnungen oder Abrechnungsinformationen elektronisch zu übermitteln sind. Letztverbrauchern, bei denen keine Fernübermittlung der Verbrauchsdaten erfolgt und die sich für eine elektronische Übermittlung entschieden haben, sind Abrechnungsinformationen mindestens alle sechs Monate oder auf Verlangen einmal

alle drei Monate unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Bei Kunden mit Fernübermittlung ist eine monatliche Abrechnungsinformation ebenfalls unentgeltlich – auch über das Internet oder andere geeignete elektronische Medien – zur Verfügung zu stellen.

FÄLLIGKEIT VON STROM- UND GASRECHNUNGEN (§ 40C ENWG):

Rechnungen und Abschläge werden für alle Kunden frühestens zwei Wochen nach Zugang der Zahlungsaufforderung fällig. Alle Letztverbraucher müssten spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Abrechnungszeitraums bzw. des Vertragsverhältnisses eine (Abschluss-) Rechnung erhalten, bei monatlicher Abrechnung beträgt die Frist für die Abrechnung drei Wochen.

ENERGIELIEFERVERTRÄGE MIT LETZTVVERBRAUCHERN (§ 41 ENWG):

Der neu gefasste § 41 EnWG trifft nun Regelungen für alle Letztverbraucher, nicht mehr nur Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung. Verträge müssen generell einfach und verständlich sein und verschiedene Pflichtangaben enthalten, z. B. Angaben zu den zu erbringenden Leistungen einschließlich damit gebündelter Produkte oder Leistungen sowie angebotener Wartungsdienste, wobei insbesondere anzugeben ist, ob der Messstellenbetrieb und hierfür anfallende Entgelte von den vertraglichen Leistungen umfasst sind, die einschlägige Tarif- bzw. Produktbezeichnung sowie der Hinweis, ob die Belieferung im Rahmen der Grundversorgung oder außerhalb der Grundversorgung erfolgt.

Es sind verschiedene Zahlungsmöglichkeiten anzubieten. Letztverbrauchern in Rechnung gestellte Kosten für die Nutzung der unterschiedlichen Zahlungsarten oder Vorauszahlungssysteme dürfen dabei die unmittelbaren Kosten, die dem Versorgungsunternehmen für die Nutzung der jeweiligen Zahlungsart oder eines Vorauszahlungssystems entstehen, nicht übersteigen.

Allen Letztverbrauchern ist innerhalb einer angemessenen Frist nach dem Vertragsschluss eine Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

Die Regelungen zur einseitigen Änderung von Preisen und Vertragsbedingungen werden auf alle Letztverbraucher bezogen. Sie sind rechtzeitig, in jedem Fall vor Ablauf einer Abrechnungsperiode, auf einfache und verständliche Weise über die beabsichtigte Ausübung eines Rechts auf Preis- und oder Vertragsänderung und über ihre Rechte zur Vertragsbeendigung zu unterrichten, wobei Haushaltskunden spätestens einen Monat vor Eintritt der beabsichtigten Preisänderung informiert werden müssen, alle anderen Letztverbraucher spätestens zwei Wochen davor. Die Unterrichtung hat auf verständliche und einfache Weise unter Hinweis auf Anlass, Voraussetzungen und Umfang der Preisänderungen zu erfolgen. Übt der Energielieferant ein Recht zur Änderung der Preise oder der sonstigen Vertragsbedingungen aus, kann der Letztverbraucher den Vertrag ohne Einhaltung einer Frist zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderungen kündigen, ohne dass vom Versorgungsunternehmen hierfür ein gesondertes Entgelt verlangt werden darf.



LASTVARIABLE, TAGESZEITABHÄNGIGE UND DYNAMISCHE STROMTARIFE (§ 41A ENWG):

Neu eingeführt wurde eine von der technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Zumutbarkeit unabhängige Verpflichtung für Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200.000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr den Abschluss eines Stromlieferungsvertrages mit dynamischen Stromtarifen für Letztverbraucher anzubieten, die über ein intelligentes Messsystem verfügen. Auf Wunsch des Bundesrates gilt diese Verpflichtung ab dem 1.1.2022 für alle Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, und ab dem 1.1.2025 für alle Stromlieferanten, die bis zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 50.000 Letztverbraucher beliefern.

VERTRÄGE MIT HAUSHALTSKUNDEN AUSSERHALB DER GRUNDVERSORGUNG (§ 41B ENWG):

Für Verträge mit Haushaltskunden ergeben sich noch gesonderte Regelungen aus § 41b EnWG. Die Verträge und deren Kündigung durch den Energielieferanten bedürfen danach der Textform. Das Versorgungsunternehmen hat dem Haushaltskunden dessen Kündigung innerhalb einer Woche nach Zugang unter Angabe des Vertragsendes in Textform zu bestätigen. Haushaltskunden sind vier Wochen vor einer geplanten Versorgungsunterbrechung wegen Nichtzahlung in geeigneter Weise über Möglichkeiten zur Vermeidung der Versorgungsunterbrechung zu informieren, die für den Haushaltskunden keine Mehrkosten verursachen, z.B. Hilfsangebote bei geplanten Versorgungsunterbrechungen, Vorauszahlungssysteme oder alternative Zahlungspläne verbunden mit einer Stundungsvereinbarung.

Des Weiteren finden sich Regelungen zu Voraus- oder Abschlagszahlungen und der Möglichkeit zur Kündigung bei Umzug.

VERGLEICHSTRUMENTE BEI ENERGIELIEFERUNGEN (§ 41C ENWG):

Die Bundesnetzagentur hat sicherzustellen, dass allen Haushaltskunden und Kleinstunternehmen mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh ein unabhängiges Vergleichsinstrument unentgeltlich zur Verfügung steht, damit verschiedene Stromlieferanten und Angebote verglichen werden können. Vergleichsinstrumente, die den Anforderungen entsprechen, erhalten auf Antrag des Anbieters des Vergleichsinstruments von der Bundesnetzagentur ein Vertrauenszeichen. Dies ist auch für bereits bestehende Instrumente möglich.

Das Vergleichsinstrument muss verschiedene gesetzlich geregelte Anforderungen erfüllen, z.B. muss es unabhängig von den Energielieferanten und -erzeugern betrieben

werden und sicherstellen, dass die Energielieferanten bei den Suchergebnissen gleichbehandelt werden.

DIENSTLEISTUNGEN AUSSERHALB BESTEHENDER LIEFER- UND BEZUGSVERTRÄGE (§§ 41D, 41E ENWG):

Neben den Regelungen über Energielieferverträge finden sich auch noch Regelungen zu Dienstleistungen für Betreiber einer Erzeugungsanlage, auch unter Einbeziehung von Aggregatoren. Ein Aggregator ist gemäß § 3 Nr. 1 a EnWG eine natürliche oder juristische Person oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheit eines Energieversorgungsunternehmens, die eine Tätigkeit ausübt, bei der Verbrauch oder Erzeugung von elektrischer Energie in Energieanlagen oder in Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden.

Großhändler und Lieferanten von Elektrizität sowie betroffene Bilanzkreisverantwortliche haben es Betreibern einer Erzeugungsanlage und Letztverbrauchern, sofern deren Stromeinspeisung und Stromentnahme jeweils durch eine Zählerstandsgangmessung oder durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung gemessen wird, auf Verlangen gegen angemessenes Entgelt zu ermöglichen, Dienstleistungen hinsichtlich von Mehr- oder Mindererzeugung sowie von Mehr- oder Minderverbrauch elektrischer Arbeit unabhängig von einem bestehenden Liefer- oder Bezugsvertrag gegenüber Dritten und über einen anderen Bilanzkreis zu erbringen. Zwar können diese Rechte nicht vertraglich ausgeschlossen werden, sofern ein Nicht-Haushaltskunde hiervon Gebrauch macht, ist der Großhändler oder Lieferant jedoch berechtigt, den Liefer- oder Bezugsvertrag außerordentlich mit einer Frist von drei Kalendermonaten zum Monatsende zu kündigen.

Verträge zwischen Aggregatoren und Betreibern einer Erzeugungsanlage oder Letztverbrauchern über die vorgenannten Dienstleistungen bedürfen der Textform. Letztverbraucher haben das Recht, von dem Aggregator auf Verlangen mindestens einmal in jedem Abrechnungszeitraum unentgeltlich alle sie betreffenden Laststeuerungsdaten oder Daten über die gelieferte und verkaufte Energie zu erhalten.

ÄNDERUNGEN DER STROMGVV UND GASGVV

Neben Anpassungen der StromGVV und GasGVV an die geänderten Regelungen des EnWG zur Verbrauchsermittlung finden sich vor allem Verschärfungen sowohl der inhaltlichen als auch der formalen Voraussetzungen für eine Versorgungsunterbrechung durch den Grundversorger gemäß § 19 StromGVV/GasGVV.

Der in § 19 Abs. 2 StromGVV/GasGVV einzuhaltende Verhältnismäßigkeitsmaßstab für die Zulässigkeit der Versorgungsunterbrechung wird durch Regelbeispiele konkretisiert. Eine Versorgungsunterbrechung ist danach ausdrücklich nicht mehr möglich, wenn eine Gefahr für Leib oder Leben der Kunden zu befürchten ist oder bei der Betroffenheit von grundlegenden Belangen von Minderjährigen, pflegebedürftigen oder schwerkranken Personen eine Sperrung ausdrücklich unverhältnismäßig ist. Was unter dem unbestimmten Rechtsbegriff „grundlegende Belange“ zu verstehen ist, dürfte dabei zukünftig der Gegenstand rechtlicher Diskussion werden. Nach Auffassung des Bundesrates soll hierdurch vor allem Schülerinnen und Schülern die Teilnahme am Homeschooling in Pandemiezeiten jederzeit möglich sein. Eine Stromsperre in Haushalten mit schulpflichtigen (minderjährigen) Kindern sollte in Lockdownzeiten insofern ausscheiden.

Der Grundversorger muss den von einer drohenden Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden über die Möglichkeit informieren, Gründe für die Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung in Textform vortragen zu können. Außerdem hat er in leichter Sprache im Rahmen der Sperrandrohung in Textform über Möglichkeiten zur Vermeidung der Unterbrechung zu informieren, die für den Kunden keine Mehrkosten verursachen. Dazu gehören u.a. örtliche Hilfsangebote, Unterstützungsmöglichkeiten der sozialen Mindestsicherung oder eine anerkannte Schuldner- und Verbraucherberatung.

Wegen Zahlungsverzug darf nur noch gesperrt werden, wenn sich der Kunde mit mindestens dem Doppelten der auf den laufenden Monat entfallenden Abschlags- oder Vorauszahlung oder, wenn keine Abschlags- oder Vorauszahlung vereinbart ist, mit mindestens 1/6 der voraussichtlichen Jahresrechnung in Verzug befindet und die Zahlungsverpflichtungen des Kunden mindestens 100 Euro betragen.

Der Beginn der Unterbrechung muss dem Kunden bereits acht statt zuvor drei Werktagen im Voraus angekündigt werden.

Mit der Sperrandrohung hat der Grundversorger den Abschluss einer sog. Abwendungsvereinbarung anzubieten. Diese muss eine zinsfreie Ratenzahlung und die Weiterversorgung auf Vorauszahlungsbasis vorsehen. Hier muss u.a. klar und verständlich und in hervorgehobener Weise auf den Grund der Unterbrechung sowie auf die voraussichtlichen Kosten der Sperrung und der Wiederherstellung der Versorgung hingewiesen werden.

ÄNDERUNGEN IM BGB

Mit dem Gesetz für faire Verbraucherverträge werden vor allem Änderungen im BGB umgesetzt.

Zwar ist es bei der Änderung des § 309 Nr. 9 BGB bei einer zulässigen Erstlaufzeit des Vertrages von zwei Jahren geblieben, neu ist jedoch eine zulässige ordentliche Kündigungsfrist von einem Monat statt bisher drei Monate.

Stillschweigende Verlängerungen des Vertragsverhältnisses dürfen zukünftig nur auf unbestimmte Zeit erfolgen und dem Kunden muss das Recht eingeräumt werden, das verlängerte Vertragsverhältnis jederzeit mit einer Frist von höchstens einem Monat zu kündigen.

Für Kündigungen im elektronischen Geschäftsverkehr sieht ein auf Wunsch des Bundesrats neu eingefügter § 312 k BGB umfangreiche Regelungen zu Kündigungen von Verbraucherverträgen im elektronischen Geschäftsverkehr vor. Diese treffen Versorgungsunternehmen, wenn Verbrauchern über eine Webseite ermöglicht wird,



einen Energieliefervertrag zu schließen. Zentrale Regelung ist hier der sog. „Kündigungsbutton“. Für den Fall, dass das Versorgungsunternehmen die gesetzlichen Vorgaben nicht ordnungsgemäß zur Verfügung stellt, kann der Kunde jederzeit und ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist kündigen. Diesem Damoklesschwert über der eigentlich vereinbarten Vertragslaufzeit gilt es durch sorgfältige Umsetzung der neuen Regelungen im Onlinevertrieb die Schärfe zu nehmen. Ein Verstoß gegen eine Ordnungsvorschrift zur Ausgestaltung des Online-Shops des Versorgers könnte ansonsten im schlimmsten Fall dazu führen, dass auch Verträge mit einer längeren Restlaufzeit durch die Kunden kurzfristig kündbar wären.

II. TO-DOS FÜR ENERGIEVERSORGER

Energieversorgungsunternehmen müssen ihre Verträge, Rechnungsformulare aber auch die internen und externen Prozesse an die umfassend geänderten Rahmenbedingungen anpassen, schon allein deshalb, weil Verstöße gegen die gesetzlichen Vorgaben ggf. ein Potenzial für Abmahnungen von Wettbewerbern oder Verbraucherschutzorganisationen bergen.

Zentral sind hier vor allem Laufzeiten, Kündigungsfristen, Regelungen zu Sperrung, Pflichtangaben in Vertragsmustern und Rechnungsformularen sowie Vertragsbestätigungsschreiben.

Der Abrechnungsprozess inklusive der Übermittlung der Abrechnungsinformationen ist zu überarbeiten. Je nach Unternehmensgröße sind – sofern noch nicht vorhanden – lastvariable, tageszeitabhängige und dynamische Stromtarife anzubieten. Auch ist der interne Sperrprozess an die erhöhten Anforderungen und die neue Frist zur Vorankündigung anzupassen.

Kunden, die wegen Umzug kündigen, sollten, sofern dies seitens des Versorgers gewünscht wird, standardmäßig ein Angebot für die Weiterversorgung erhalten, um die Beendigung des Vertrages abzuwenden.

Erforderlich wird sein, die sog. Abwendungsvereinbarung auf der Internetseite zu veröffentlichen und – falls ein Online-Shop betrieben wird – einen „Kündigungsbutton“ und die übrigen Anforderungen des § 312k BGB umzusetzen.

Gerne unterstützen wir Sie bei der Umsetzung der zahlreichen Änderungen, auch mit unserem Rödl & Partner Mustervertragswerk.



INTERESSIERT?

Dann melden Sie sich an zu unserem Webinar **ENWG-NOVELLE 2021 – DAS ÄNDERT SICH BEI DER BELIEFERUNG VON LETZTVERBRAUCHERN MIT STROM UND GAS** am 28.9.2021.



Weitere Informationen finden Sie unter
<https://www.roedl.de/de-de/de/event.aspx?ID=1875>

Kontakt für weitere Informationen



Heike Viole
Rechtsanwältin
T +49 89 928 780 360
E heike.viole@roedl.com



Christian Leiding
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3743
E christian.leiding@roedl.com



→ Klimaschutz

Innovative Wärmequelle

Senkung des Primärenergiefaktors durch Energie aus Abwasser hat Potenzial

von Benjamin Richter und Franziska Schmidt

Am 24. Juni 2021 hat der Deutsche Bundestag mit dem neuen Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen, das Treibhausminderungsziel für das Jahr 2030 von 55 Prozent auf 65 Prozent anzuheben.¹ Vor allem der Emissionsminderung im Wärmesektor, im Jahr 2019 mit 56 Prozent² der energieintensivste der drei Verbrauchssektoren Wärme, Strom und mechanische Energie, wird dabei eine zentrale Rolle zukommen. Im Bundes-Klimaschutzgesetz wurde daher festgelegt, dass die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor, also insbesondere der Raumwärme und des Warmwassers, für das Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2020 um mehr als 40 Prozent auf 67 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent gesenkt werden müssen.³

Der zentralisierten Fernwärmeversorgung, die in diesem Zusammenhang große CO₂-Einsparpotenziale bietet, wird daher eine Steigerung ihres Marktanteils vorhergesagt.⁴ Ein Grund dafür bietet zum einen der Primärenergiefaktor als Verkaufsargument auf Kundenseite und zum anderen finanzwirtschaftliche Anreize der Regierung in eine breitflächige und CO₂-arme Fernwärmeversorgung. Um diese Potenziale auszuschöpfen, ist es für Fernwärmeversorger daher von zentraler Bedeutung, auf eine kostengünstige erneuerbare Wärmeerzeugung umzustellen.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Deutsche Klimaschutzpolitik, 2021.

² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, 2021, S. 7.

³ BMU, Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, 2021, Anlage 2 zu § 4.

⁴ BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung, 2021, S. 16.

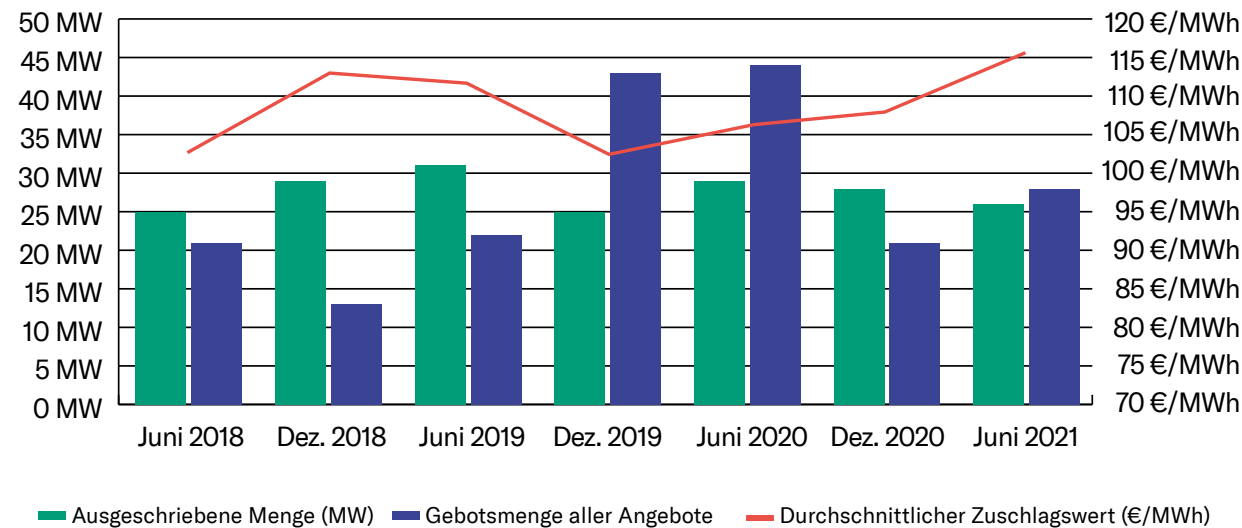


Abbildung 1 Ausschreibungsergebnisse der innovativen KWK durch die KWKAusV⁵

Eines von mehreren Anreizprogrammen hierfür ist die Förderung der innovativen Kraft-Wärme-Kopplung (IKWK) nach KWKAusV. Hierüber wird ein Zuschuss zu besonders umweltschonend produziertem Strom gezahlt. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte seit Juni 2018, wie in Abbildung 1 aufgezeigt, lagen dabei konstant bei über 100 €/MWhel. Durch diese Art der Förderungen können bei einer zu generierenden Wärmemenge von 4,5 GWh bis 53 GWh für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren sehr attraktive Wärmegestehungskosten realisiert werden. Für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen nach Auslaufen der Förderung ist es allerdings notwendig, dass der Gesetzgeber die Rahmenbedingungen, z. B. beim Strombezug, für diese Anlagen verbessert.

DAS FÖRDERPROGRAMM

IKWK-Förderungen werden in der KWKAusV über ein in § 3 Abs. 2 Nr. 1 KWKAusV definiertes Ausschreibungsmodell vergeben. Anlagenbetreiber können dabei zu zwei Gebotsterminen pro Jahr ein Angebot abgeben, das sich auf einen bestimmten anzulegenden Wert in Ct/kWh KWK-Strom (Gebotswert) und auf eine in Kilowatt anzugebende Anlagenleistung (Gebotsmenge) beziehen muss. Mit Beendigung der Ausschreibungsrunde erhalten die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten einen Zuschlag, bis das Volumen des jeweiligen Gebotstermins erreicht ist. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte, die Gebotsmenge aller Angebote sowie die ausgeschriebenen Mengen der jeweiligen Ausschreibungsrunden sind in Abbildung 1 dargestellt.

Erforderlich für eine innovative Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ist zusätzlich zu einer KWK-Anlage ein innovativer erneuerbarer Wärmeerzeuger, der über jedes Jahr 35 Prozent der Referenzwärme⁶ bereitstellen muss. Zusätzlich dazu ist ein elektrischer Wärmeerzeuger notwendig, der auf 30 Prozent der thermischen Leistung der KWK-Anlage zu dimensionieren ist. Die KWK-Anlage muss über eine Mindestleistung von 1 MW elektrischer Leistung verfügen und darf eine Anlagengröße von 10 MWel nicht überschreiten. Über einer Leistungsgröße von 10 MWel greift die IKWK-Förderung nach § 7a KWKG, die andere Fördercharakteristiken aufweist.

ENTSCHEIDUNGSFINDUNG ZUM INNOVATIVEN ERNEUERBAREN WÄRMEERZEUGER

Die wohl wichtigste Entscheidung bei der Konzeptionierung eines IKWK-Systems ist die Wahl des innovativen erneuerbaren Wärmeerzeugers, der gemäß § 2 Nr. 12 KWKAusV definiert ist. Hierzu zählen Wärmetechniken, die mindestens eine Jahresarbeitszahl von 1,25 erreichen. Infrage kommen hierfür gemäß Definition des § 2 Abs. 1 EEWärmeG solarthermische Anlagen (Solarkollektoranlagen – solare Strahlungsenergie), geothermische Anlagen (tiefen- und oberflächennahe Geothermieanlagen – Geothermie) sowie elektrisch angetriebene Wärmepumpen (Umweltwärme). Zusätzlich zählen seit dem Inkrafttreten der KWKG-Novellierung im August 2020 nach § 2 Abs. 9a KWKG auch elektrisch angetriebene Wärmepumpen zur innovativen Kraft-Wärme-Kopplung, die Wärme aus gereinigtem Wasser von Kläranlagen beziehen.

Mit Stand Juni 2021 gibt es 33 IKWK-Anlagen, die in den Ausschreibungen nach KWKAusV bezuschlagt wurden. Bei 15 der 33 Anlagen, zu denen öffentlich zugängliche Informationen vorliegen, setzen sich die innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger wie folgt zusammen:

- 2 solarthermische Anlagen (Solarkollektoranlagen – solare Strahlungsenergie)
- 11 elektrisch angetriebene Wärmepumpen (Umweltwärme)
 - 6 Luft-Wärmepumpen
 - 3 Flusswasser-Wärmepumpen
 - 1 Grubenwasser-Wärmepumpe
 - 1 Grundwasser-Wärmepumpe
- 2 kombinierte Erzeuger aus einer solarthermischen Anlage und einer Flusswasser-Wärmepumpe

Zur Bestimmung des Coefficient of Performance muss anhand des beschriebenen Temperaturhubs der sogenannte Lorenz-COP errechnet werden, aus dem sich der reale COP ableitet. Hierfür kann als Vorlauftemperatur der Abwasserquelle in Deutschland im Jahresdurchschnitt in etwa mit 13 Grad Celsius kalkuliert werden. Dies kann basierend auf den Ergebnissen einer Auswertung eines beispielhaften Mischwasserkanals⁷ deduziert werden.

Bezüglich der Dimensionierung ist zu erwähnen, dass gemäß § 2 Nr. 12 KWKAusV in einem IKWK-System unabhängig vom eingesetzten Strom die gesamte Wärme aus dem innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger als erneuerbare Wärme angerechnet werden kann und nicht allein die thermische Energie des Abwassers.

Durch die Hinzunahme der Wärmebereitstellung aus gereinigtem Wasser von Kläranlagen soll im Rahmen dieses Artikels die Technologie der Abwasser-Wärmepumpe näher beschrieben werden. Zum einen wird die Abwasser-Wärmepumpe als alleiniger Erzeuger und zum anderen in Verbund mit solarthermischer Energie untersucht, da die Abwassermenge in der Regel der begrenzte Faktor ist.

DIMENSIONIERUNG EINER ABWASSER-WÄRMEPUMPE

Wichtig zur Dimensionierung der Abwasser-Wärmepumpe ist die Berechnung der Jahresarbeitszahl oder des Coefficient of Performance (COP). Grundlage der Berechnungen ist hierbei das Temperaturhub, das im Wesentlichen die Differenz zwischen dem Temperaturniveau des Fernwärmenetzes sowie der Wärmequelle beschreibt. Der COP gibt Aufschluss über die benötigte Strommenge der thermischen Verwertung des Abwassers, die den Hauptkostenpunkt der Abwasser-Wärmepumpe darstellt.

ÖKONOMISCHE ANALYSE

In der folgenden ökonomischen Analyse werden finanzwirtschaftliche Realdaten eines ausgewählten Versorgers mit dezentraler, wärmeerzeugungsfokussierter und rein konventioneller Erzeugerstruktur den beiden IKWK-Systemen gegenübergestellt. Zur ganzheitlichen Betrachtung wird die Analyse durch eine zentrale erdgasbefeuerte KWK-Anlage als dritte Erzeugungs- und Investitionsalternative ergänzt.

In Abbildung 2 wird das Verhältnis der jeweiligen Gesamtkapitalrendite der vier Erzeugersysteme über einen Zeitraum von 15 Jahren zueinander dargestellt. Deutlich zu erkennen ist dabei, dass die innovative Kraft-Wärme-Kopplung mit erneuerbarer Wärme aus Abwasser im Vergleich die beste Gesamtkapitalrendite erzielt. Zusätzlich zeigt die Abbildung, dass der solarthermische Anteil am IKWK-System zu einer schlechteren Gesamtkapitalrendite führt. Die Investition in eine fossil befeuerte KWK-Anlage ist zudem die ökonomisch unattraktivste Alternativinvestition dieses Vergleichs.

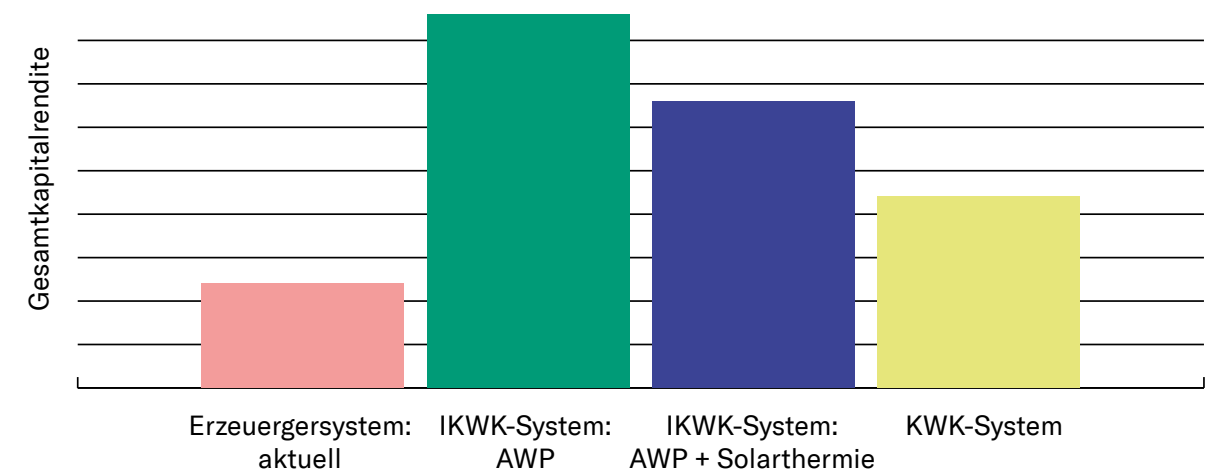


Abbildung 2 Vergleich der Gesamtkapitalrenditen über die verschiedenen Systeme

⁵ Bundesnetzagentur, Beendete Ausschreibungen, 2021

⁶ Die Referenzwärme ist in § 2 Nr. 16 KWKAusV der Begriffsbestimmung definiert als „die Summe aus der Nutzwärme, die die KWK-Anlage eines innovativen KWK-Systems mit 3.000 Vollbenutzungsstunden bereitstellen kann und der von dem gleichen innovativen KWK-System innerhalb eines Kalenderjahres bereitgestellten innovativen erneuerbaren Wärme.“

⁷ GfW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Praxisleitfaden Großwärmepumpen, 2020, S. 7

Grund für die attraktiven Renditen der IKWK-Systeme sind die vergleichsweise hohen Fördererlöse, die in Abbildung 3 über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren dargestellt sind. Erdgasbefeuerte KWK-Anlagen werden gemäß KWKAusV mit 30.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) gefördert. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag hierbei in der letzten Ausschreibung bei 56,40 €/MWh. Im Vergleich dazu werden IKWK-Anlagen gemäß KWKAusV mit 45.000 Vbh gefördert und der durchschnittliche Zuschlagswert lag in der letzten Ausschreibung bei 115,70 €/MWh.⁸ Zusätzlich zu den Wärme- und Stromerlösen führt die Weitergabe der CO₂-Kosten, die bei der Kraft-Wärme-Kopplung jedoch nicht zu 100 Prozent an die Wärmekunden abgegeben werden können, zu CO₂-Erlösen. Ein Teil dieser Kosten wird in der Praxis dem Produkt Strom zugeordnet.

Durch die wärmefokussierte Erzeugung ohne signifikanten Anteil von KWK verursacht das aktuelle Erzeugersystem neben den in Abbildung 3 dargestellten geringsten Erlösen auch die geringsten Kosten der Vergleichssysteme. Für eine Investitionsentscheidung ist diese Erkenntnis sehr wichtig. Die Höhe der IKWK bzw. KWK-Förderungen ist jedoch für Anlagen mit einer Bezuschlagung bzw. Inbetriebnahme nach dem Jahr 2026 noch nicht gesetzlich geregelt.

Die erweiterte Betrachtung des LCOH (Levelized Cost of Heat), in dem Strom- und Fördererlöse von den Gesamtkosten abgezogen werden, zeigt im Wesentlichen die gleichen Erkenntnisse wie die Gegenüberstellung der Gesamtkapitalrendite. Die Wärmegestehungskosten der Abwasserwärmepumpe alleine sowie in Kombination mit solarthermischer Anlage sind hierbei in gewissen Konstellationen signifikant geringer als die einer rein

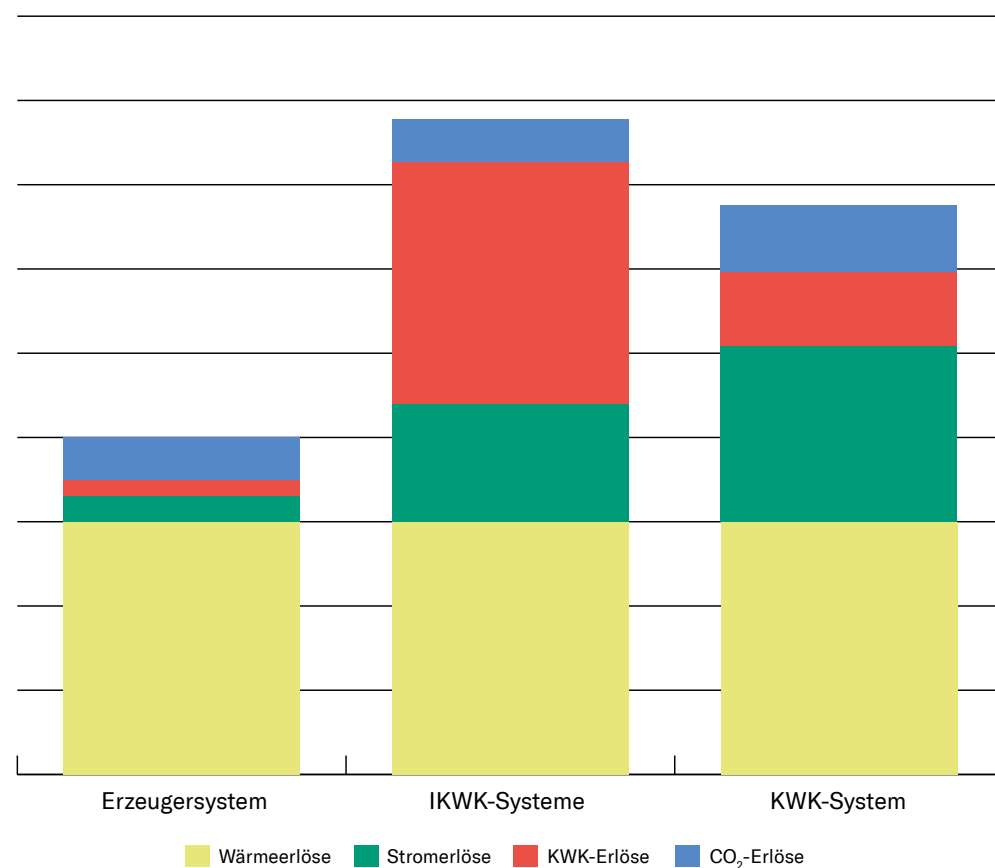


Abbildung 3 Erlösstruktur der zu vergleichenden Erzeugersysteme

⁸ Bundesnetzagentur, Beendete Ausschreibungen, 2021.

erdgasbefeuerten KWK-Anlage. Der Kostenunterschied wird hierbei umso deutlicher, je größer die Anlage dimensioniert ist.

Im Vergleich der beiden IKWK-Systeme ist nach Betrachtung der Ergebnisse zu erkennen, dass die reine Erzeugung durch eine Abwasser-Wärmepumpe im Vergleich zur Einbindung solarthermischer Anlagen finanzwirtschaftliche Vorteile bietet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Solarthermie bei identischen Erlösen und nahezu gleich hohen Kosten ein größeres Investitionsvolumen benötigt.

THERMISCHE POTENZIALE DER ABWASSERNUTZUNG

Als bedeutendste Restriktion zur vollen Auslegung auf die innovative erneuerbare Wärmegewinnung durch Abwassernutzung kann somit neben dem Vorhandensein eines Klärwerkes die maximale Abwasserdurchflussmenge genannt werden. Der Abwasserdurchfluss sollte nach internen Berechnungen anhand von Praxisdaten bei einer IKWK-Versorgung und einem Wärmebedarf von 100 MWh in etwa bei einem Kubikmeter pro Stunde (0,94 m³/h) liegen. Dieser Wert ist linear abhängig zum jährlichen Wärmeabsatz.

Verglichen mit Daten des Abwasservorkommens in Deutschland⁹ könnte ein fiktives Klärwerk im urbanen Raum mit einem IKWK-System, das den erneuerbaren Wärmeanteil zu 100 Prozent aus Abwasser deckt, rund 12 Prozent der örtlichen Wärmeversorgung von Raumwärme und Warmwasser bereitstellen. Auf einen Nutzer des IKWK-Wärmesystems mit der thermischen Nutzung des Abwassers kämen rechnerisch 8 Nutzer einer Kläranlage. Sollte die verfügbare thermische Abwassergewinnung vollständig genutzt werden, könnte diese einen Anteil von beachtlichen 4 Prozent zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser beitragen.

FAZIT

Die innovative Kraft-Wärme-Kopplung sollte mehr in den Fokus der Energieversorger gelangen. Bei entsprechenden Konstellationen, wie z. B. bei ausreichender Verfügbarkeit einer Abwasser-Wärmequelle und bei bestehenden Wärmenetzen können attraktive wirtschaftliche Chancen genutzt werden.

Auf Basis der Ergebnisauswertung von zwei beispielhaften und im betrachteten Modell wirtschaftlich sinnvollen IKWK-Systemen sollte der Blickwinkel der Energieversorger in Deutschland erweitert werden: Grundsätzlich sind viele Energiequellen und Erzeugerkombinationen denkbar auch ohne Zugriff auf ein Klärwerk. Alternativ kann zum Beispiel die mitteltiefe Geothermie betrachtet werden. In den meisten heute schon bekannten geeigneten Gebieten sind bei dieser erneuerbaren Wärmequelle sogar höhere Vorlauftemperaturen im Vergleich zur thermischen Abwassernutzung möglich, die die höheren Investitionskosten mit größerer Effizienz ausgleichen und die wirtschaftlichen Ergebnisse sogar noch verbessern können.

Die Nutzung von Abwasser-Wärmepumpen erscheint nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sie bietet Fernwärmeverorgern auch zusätzlich das Potenzial, den Primärenergiefaktor zu verbessern, was die Attraktivität der Fernwärme deutlich steigert.

⁹ Dr. Fritz, Dr. Pehnt, & ifeu, Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende?, 2018, S. 2.

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Richter
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 89 928 780 350
E benjamin.richter@roedl.com



Franziska Schmidt
M. Sc. Management & Technology
T +49 89 928 780 355
E franziska.schmidt@roedl.com

→ Klimaschutz

EU-Emissionshandel in der vierten Handelsperiode: CO₂-Preisanpassung von Fernwärmeversorgern muss überprüft werden

von Joachim Held und Katja Rösch

Mit dem Beginn der vierten Handelsperiode scheint es, als ob der europäische Emissionshandel begänne, seine intendierte Lenkungswirkung allmählich zu entfalten. Laut dem 1,5-Grad-Bericht des IPCC müsste der CO₂-Preis bis 2030 auf mindestens 135 USD/t steigen, um das 1,5-Grad-Ziel einzuhalten. Bis etwa 2017 blieben die in den europäischen Emissionshandel gesetzten Erwartungen unerfüllt. Seit 2018 zeigt sich jedoch eine stetige Zunahme der Preise, die nach einem kurzen, wohl krisenbedingten Abschwung in 2020, im Jahr 2021 von einem Höhepunkt zum nächsten steigen.

Mit dem Übergang zur vierten Handelsperiode hat die Geschwindigkeit der Preissteigerung stark zugenommen, wie untenstehende Abbildung 1 verdeutlicht: Der Emissionspreis für Zertifikate im EU-ETS hat sich seit Anfang 2017 von ca. 6 €/t CO₂ auf 59,85 €/t CO₂ in etwa verzehnfacht.¹

Dieses Jahr wurden neben den bisher bekannten Änderungen durch den Beginn der vierten Handelsperiode auch die Berechnungsgrundlagen aktualisiert und bekannt gegeben. Darüber hinaus veröffentlichte die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) am 14.6.2021 die vorläufigen freien Zuteilungsmengen für die erste Phase der vierten Handelsperiode für die TEHG-pflichtigen Anlagenbetreiber.

Sowohl die jüngsten Entwicklungen in der europäischen und nationalen Politik als auch im Emissionshandel für CO₂-Zertifikate und die nun bekannten Zuteilungsmengen führen dazu, dass die Kosten aus dem EU-ETS für Versorger auf eine relevante Größenordnung ansteigen. Damit entsteht die Notwendigkeit für Fernwärmeversorger, sich mit den betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Auswirkungen der gestiegenen CO₂-Kosten auseinanderzusetzen sowie ihre CO₂-Zertifikate-Beschaffungs- und Handelsstrategie zu überprüfen.

CO₂-Preis European Carbon Futures 2024



Abbildung 1: Emissionspreise für Mid-Dec Carbon Futures im EU-ETS, 2017 bis Juli 2021. Quelle: EEX

¹ EEX 4. Period European Carbon Futures 2024 – MidDec; abgerufen am 5.7.2021

Die bei einigen Versorgungsunternehmen durch kostenlose Zuteilungen in früheren Handelsperioden entstandenen „Polster“ sind inzwischen abgeschmolzen. Die Kosten für die Beschaffung stiegen zuletzt stark an. Unternehmen, die bisher mangels Erheblichkeit des Kostenfaktors CO₂ ihre Emissionskosten anderweitig refinanzieren konnten, werden deshalb in naher Zukunft an Grenzen stoßen.

Vor allem aber stellen die CO₂-Kosten Fernwärmeversorger vor die Herausforderung, die Kostensteigerung bei der Preiskalkulation zu berücksichtigen. Die Tendenz zur Kalkulation gesonderter Emissionspreise führt dabei zu einer erhöhten Beobachtung dieser Entgeltkomponente durch Verbraucherverbände und Kartellbehörden, sodass besondere Sorgfalt und konservative Kalkulationsgrundsätze und -methoden anzuwenden sind. Schließlich ist aus der Beschaffungs- und Handelsstrategie eine adäquate Preisanpassungsstrategie abzuleiten. Auch bereits bestehende Weitergabemechanismen oder Preisgleitformeln sind in diesem Zuge zu prüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Im Rahmen der allgemeinen Unternehmensstrategie muss ermittelt werden, ob technische Emissionsminderungsmaßnahmen, insbesondere durch Investition in regenerative und hocheffiziente Erzeugungstechnologie, gegenüber einer bloßen Weitergabe der Kosten an die Kunden nicht betriebswirtschaftlich vorteilhafter und mittel- bis langfristig erfolgreicher sind.

Bei der Entscheidungsfindung spielen zahlreiche rechtliche Aspekte eine wesentliche Rolle. Zum einen bedarf es eines vertieften Verständnisses der europarechtlichen und nationalen Rahmenbedingungen und der Funktionsweise des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) mit seinen Ausführungsverordnungen (z. B. Emissionshandelsverordnung 2030 (EHV 2030)). Zum anderen müssen die rechtlichen Preisanpassungsinstrumente und deren vertrags- und AGB-rechtlichen Anforderungen überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Schließlich gilt es, sowohl die besonderen Entlastungsmöglichkeiten von den Kosten des Emissionshandels (z. B. der Strompreiskostenkompensation) als auch die gesetzlichen und sonstigen Fördermöglichkeiten zur Emissionsminderung durch regenerative (z. B. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Gebäudeenergiegesetz (GEG)) und effiziente (z. B. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)) Erzeugungstechnik im Blick zu behalten.

Eine Einschätzung und Reaktion auf die Veränderungen der vierten Handelsperiode erfordert interdisziplinäre, hochspezialisierte betriebswirtschaftliche, rechtliche und technische Fachkenntnisse, die gerade in kleineren

Fernwärmeversorgungsunternehmen erst noch aufgebaut werden müssen oder nur durch die Inanspruchnahme externer Unterstützung effizient abgebildet werden können.

WELCHE VERÄNDERUNGEN BRINGT DIE VIERTE HANDELSPERIODE DES EU-ETS MIT SICH?

Im Gegensatz zur dritten Handelsperiode des europäischen Emissionshandelssystems ist die vierte in zwei Phasen unterteilt (2021 bis 2025 sowie 2026 bis 2030). Für beide Phasen wird die freie Zuteilung neu berechnet, indem sowohl der produktspezifische Emissionswert, als auch die historische Aktivitätsrate angepasst werden.

Die unternehmensspezifische Berechnungsgrundlage für die Zuteilung freier Zertifikate stellt die historische Aktivitätsrate der betrachteten Anlage dar. Diese wird für die erste Phase der vierten Handelsperiode aus dem Mittelwert der Aktivitätsraten im Zeitraum von 2014 bis 2018, für die zweite Phase aus demjenigen von 2019 bis 2023 ermittelt. Verringerte Emissionen in den ausgewerteten Zeiträumen führen ihrerseits folglich zu einer geringeren Zuteilung in der vierten Handelsperiode.

Für die gesamte Fernwärmebranche gilt hingegen der Emissionswert, der für das Produkt Wärme mit Inkrafttreten der Durchführungsverordnung 2021/447 (EU) vom 12.3.2021 von 224,28 g CO₂/kWh auf 170,28 g CO₂/kWh um ca. 24 Prozent gesenkt worden ist. Für die zweite Phase der vierten Handelsperiode ist eine weitere Absenkung vorgesehen, wodurch Versorger mit einer weiteren Abnahme ihrer freien Zuteilung und somit insgesamt steigenden Kosten konfrontiert sein werden.

Ebenfalls branchenübergreifend ist der lineare Reduktionsfaktor, der zu einer jährlichen Abschmelzung der Zuteilungsmenge führt. Dieser wurde gegenüber dem Wert von 1,74 Prozent in der dritten Handelsperiode auf 2,2 Prozent angehoben. Am 14.07.2021 veröffentlichte die Europäische Kommission Änderungsvorschläge für die Richtlinie 2003/87, womit der lineare Korrekturfaktor auf 4,2 Prozent angehoben wird. Dieser Faktor soll ab dem Folgejahr des Inkrafttretens der Änderungsdirektive angewendet werden. Eine weitere Beschleunigung der Kürzung im Verlauf der vierten Handelsperiode ist nicht auszuschließen. Der Faktor wird auf die Menge der kostenlos zugeteilten Zertifikate angewendet und reduziert damit die Anzahl dieser zusätzlich.

Nebenstehende Tabelle 1 fasst die erläuterten Veränderungen des europäischen Emissionshandelssystems durch den Vergleich des Jahres 2020 mit 2021 zusammen.

	2020 (3. HP)	2021 (4. HP)	Veränderung
Wärme-Emissionswert	224,28 g/kWh	170,28 g/kWh	- 24,1 %
Carbon Leakage Faktor Fernwärme	30,0 %	30,0 %	konstant
Linearer Reduktionsfaktor (- 2,2 % p. a. zu 2013)	87,82 %	85,62 %	- 2,5 %

Tabelle 1: Zusammenfassung der fernwärmerelevanten Veränderungen für die freie Zertifikatzuteilung EU-ETS

Zur Veranschaulichung der finanziellen Konsequenzen der dargelegten Veränderungen betrachten wir einen fiktiven, erdgasbefeuerten Heizkessel, der durch das EU-ETS erfasst wird. Dieser habe die in untenstehender Abbildung 2 dargestellten Betriebsparameter. Es wird angenommen, dass die für die Berechnung relevante, historische Aktivitätsrate für beide Jahre bei 45.000 MWh Wärmeexport in ein Fernwärmenetz pro Jahr liegt. Unter Verwendung des durch die DEHSt veröffentlichten Emissionsfaktors von Erdgas resultieren daraus 10.080 Tonnen CO₂, die durch Emissionszertifikate abgegolten werden müssen.

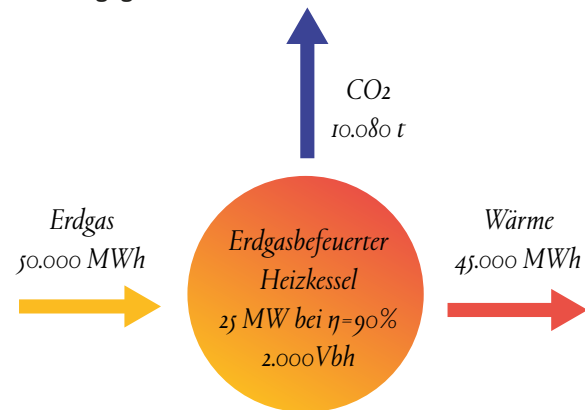


Abbildung 2: Betriebsparameter eines fiktiven Erdgaskessels

Für Versorger kommen nun zwei Effekte zum Tragen, die für sie negative finanzielle Konsequenzen haben: Zum einen steigt durch die verringerte Zuteilung infolge der Absenkung des Wärme-Emissionswertes und das Abschmelzen des linearen Korrekturfaktors die Anzahl der zu beschaffenden Zertifikate um 9,3 Prozent. Muss nun die gesamte verbleibende Emissionsmenge über die freie Zuteilung hinaus durch die Beschaffung von Zertifikaten zu den Spotmarktkonditionen beschafft werden, schlägt die Verdopplung des Spotpreises noch stärker zu Buche, wie Tabelle 2 verdeutlicht.

	2020 (3. HP)	2021 (4. HP)	Veränderung
Berechnete Emissionen	10.080 t	10.080 t	
Freie Zuteilung	2659 t	1968 t	- 26,0 %
Zu beschaffende Zertifikate	7421 t	8112 t	+ 9,3 %
Emissionspreis (EEX-Spotpreis)	29,54 €/t	59,85 €/t	+ 102,6 %

	2020	2021	Veränderung
Emissionskosten	219.216 €	485.490 €	+ 121,5 %
Spez. Emissionskosten	4,87 €/MWh	10,79 €/MWh	

Tabelle 2: Zu beschaffende Zertifikate und resultierende Emissionskosten. Die angegebenen EEX-Spotpreise galten jeweils am 3.7.2020 bzw. 5.7.2021

Die freie Zuteilung wurde für dieses Beispiel anhand der Berechnungslogik für Fernwärmeerzeuger berechnet, die Teil 1 des DEHSt-Leitfadens zum nationalen Emissionshandelssystem entnommen werden kann.

WELCHE MÖGLICHKEITEN ZUR KOSTENWEITERGABE BESTEHEN FÜR VERSORGER?

Am Anfang jeder Überlegung zur Weitergabe von CO₂-Kosten steht die rechtliche Analyse der Vertragsbedingungen für Bestandskunden: Welche gesetzlichen und vertraglichen Preisanpassungsregelungen sind bereits in den allgemeinen Versorgungsbedingungen enthalten? Erfüllt eine Änderung der CO₂-Kosten überhaupt den entsprechenden Anpassungsbestand?

Muss mangels einschlägiger Preisanpassungsregelung oder bei einem Strategiewechsel überhaupt erst eine Preisanpassungsklausel eingeführt werden, stellt sich weiter die Frage, ob ein entsprechendes Vertragsanpassungsrecht besteht.

Sind die rechtlichen Rahmenbedingungen geklärt, ist in einem zweiten Schritt das Spektrum der betriebswirtschaftlichen Möglichkeiten zur Umsetzung zu prüfen: Die Abbildung der Emissionskosten in einem eigenen Emissionspreis oder deren Integration im Arbeitspreis, Zeit-

punkt des Kostenanfalls, Kostenzuteilungsmethodik bei gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung, Einsatzstrategie und Bestimmung der variablen CO₂-Kosten bei unterschiedlichen Erzeugungseinheiten sowie die Bestimmung des tatsächlichen Emissionsfaktors sind nur einige der techno-ökonomischen Fragestellungen, denen sich TEHG-pflichtige Fernwärmeversorger stellen müssen.

Bei der Wahl des „richtigen“ Preisanpassungsinstruments scheint der Königsweg noch nicht gefunden. Mögliche Methoden sind beispielsweise einseitige Leistungsbestimmung, Sonderkündigungsrecht oder automatische Preisgleitklauseln. Letztere erfreuen sich zunehmender Beliebtheit, da eine regelmäßige, transparente Preisanpassung möglich ist. Innerhalb der rechtlichen Kategorie der automatischen Preisgleitklauseln haben sich gegenüber den althergebrachten Basis-kosten-Formeln Alternativen wie Preisbestimmungsformeln herausgebildet. Ein typisches Beispiel für eine CO₂-Preisbestimmungsformel ist folgende in der Praxis verbreitete Formel:

$$EP = E_{\text{Benchmark}} \times (1 - z) \times CO_2 \times \frac{1}{10.000}$$

WOBEI:

- EP: Emissionspreis in €/MWh
- E_{Benchmark}: Gesetzlich festgelegter Wärme-Emissionswert
- z: Anteil der kostenfrei zugeteilten Zertifikate entsprechend den Regeln der 4. Handelsperiode
- CO₂: Aktueller CO₂-Preis in €/t CO₂

Die vorgestellte Preisbestimmungsformel ist für Versorger dann vorteilhaft, wenn sie selbst einen Emissionswert aufweisen können, der unter dem gesetzlich festgelegten Wert von 170,28 g CO₂/kWh liegt. Andernfalls entstehen einem Versorger daraus finanzielle Nachteile.

Mit der vorgestellten Formelstruktur wird an sich auch die Anpassung des Wärme-Emissionswertes durch die europäische Kommission erfasst. Soweit bei der Erläuterung des Faktors E_{Benchmark} in den Preisbedingungen der bisherige Wärme-Emissionswert aufgeführt wird, ist eine Anpassung auf den von der EU-Kommission beschlossenen neuen Wärme-Emissionswert in der Regel durch die besonderen, branchenüblichen Preisgleitklausel-Anpassungsrechte gedeckt.

Allerdings führt die Absenkung des Wärme-Emissionswertes bei dieser Formel in der Regel zu Einnahmeeinbußen, da die Absenkung zu einem niedrigeren Ergebnis für den berechneten Emissionspreis führt. Den verringerten Einnahmen gegenüber stehen zusätzliche Kosten, da die Absenkung als emissionshandelsrechtlich maßgeblicher Wert zu einer Verringerung der kostenlosen Zuteilung und damit zu einer Erhöhung der dann erforderlichen, kostenpflichtigen Beschaffung von Emissionszertifikaten führt. Der auf der Grundlage einer derartigen Emissionspreis-Bestimmungsklausel ermittelte Preis kann deshalb die tatsächlichen Kosten des Emissionshandels nicht decken.

Das Risiko von Mindereinnahmen lässt sich dann nur durch eine Anpassung des Emissionsfaktors, der Preisbestimmungsformel oder sogar Wechsel des CO₂-Preisanpassungsinstruments vermeiden. Ob die hierzu erforderliche rechtliche Grundlage besteht, ist einerseits eine Frage der bestehenden Versorgungsbedingungen, andererseits angesichts der ungeklärten Rechtslage zu Vertragsanpassungsrechten ein von der Rechtsprechung oder dem Gesetzgeber zu klärendes Feld.

Eine Alternative zu den oben dargestellten Preisbestimmungsklauseln sind Preisgleitklauseln. Diese werden durch eine Preisgleitformel gekennzeichnet, mit der der



Emissionspreis ausgehend von dem bei Vertragsbeginn geltenden Basispreis durch das Verhältnis aus den bei Vertragsbeginn geltenden Emissionskosten (sog. „Basiskosten“) zu den jeweils veränderten, im Anpassungsjahr geltenden, neuen Kosten berechnet wird. Selbstverständlich muss auch eine CO₂-Preisgleitklausel den veränderlichen Anteil der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten mathematisch erfassen (sog. „Zuteilungselement“), sodass die oben bereits für die Preisbestimmungsklausel dargestellte Methodik auch hier zu Verlusten führen kann.

Wird, wie in der oben dargestellten Formel, der Anteil kostenlos zugeleiteter Zertifikate vereinfachend bereits im Emissionsfaktor $E_{\text{Benchmark}}$ und nicht im Zuteilungselement – im Beispiel $(1 - z)$ – abgebildet, führt eine Anpassung des Benchmarks unweigerlich zu einer fehlenden Abbildung der Kostensteigerungen. Auch wenn die Anpassung des gesetzlichen Benchmarkwerts nur für wenige Experten vorhersehbar war: Hier hat sich die in unserer Beratungspraxis entwickelte, mathematisch genaue Abbildung der TEHG-Mechanismen durch einen sog. „Reduktionsfaktor“ bewährt.

FAZIT

Die Verknappung der Zertifikatsmenge durch die verschärften Emissionsziele und die Reduktion der produktspezifischen Emissionswerte lassen weitere Preissteigerungen im europäischen Emissionshandel wahrscheinlich erscheinen. Die Kosten für Emissionen aus fossilen Energieträgern werden daher in Zukunft nicht mehr zu vernachlässigen sein und zumindest teilweise an den Kunden weitergegeben werden müssen.

Die mit dem Übergang zur vierten Handelsperiode in Kraft getretenen Änderungen an der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten verändern die Rahmenbedingungen für Versorger ebenfalls erheblich. Insbesondere die Anpassung des gesetzlichen Wärmebenchmarks ist ein erster Prüfstein der bestehenden CO₂-Preisankpassungsklauseln, der Fernwärmeversorger vor erhebliche betriebswirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen stellt. TEHG-pflichtige Fernwärmeversorger müssen deshalb überprüfen, ob ihre Emissionspreisgleitklauseln nach Anpassung des Wärmebenchmarks noch geeignet sind, die gestiegenen Emissionskosten zu erfassen. Andernfalls ist zu untersuchen, ob die Änderung des Wärmebenchmarks ein Anpassungsrecht auslöst und mit welcher alternativen Preisgleitklauselgestaltung zukünftig ein Gleichlauf von CO₂-Kosten- und Emissionspreisveränderungen sichergestellt werden kann. Gerne stehen wir zur Lösung dieser interdisziplinären Aufgabenstellungen mit einem erfahrenen Team von Betriebswirten, Rechtsanwälten, Fördermittelexperten und Wirtschaftsingenieuren zur Verfügung.

Kontakt für weitere Informationen



Joachim Held
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3515
E joachim.held@roedl.com



Katja Rösch
M.Sc. Management and Technology
T +49 89 928 780 352
E katja.roesch@roedl.de



→ Klimaschutz

CO₂-Bilanzierung für kommunale Unternehmen

von Sarah Haßdenteufel und Michael Rogoll

In der Politik und der breiten Öffentlichkeit nimmt das Interesse an Klimaschutz stark zu. Stakeholder fordern von Unternehmen verantwortungsvolles, wirtschaftliches Handeln; Feigenblätter reichen dabei nicht mehr aus. Unternehmen, die ihre CO₂-Bilanz nicht kennen und ihren Vorsorgepflichten nicht nachkommen, zählen nicht als zukunftsweisend und setzen sich wirtschaftlichen Risiken aus. Der Druck auf Unternehmen wächst somit, die eigenen Treibhausgasemissionen systematisch zu erfassen und ambitionierte Fahrpläne zu entwickeln.

Klimaschutz gleich Freiheitsschutz. Diesen Schluss zog das Bundesverfassungsgericht, als es den Klagen verschiedener Umweltaktivisten gegen das deutsche Klimagesetz im April dieses Jahres stattgab. Die hohen Lasten, die durch gegenwärtige Versäumnisse in Klima- und Umweltschutz entstehen, bedeuten „schwerwiegende Freiheitseinbußen“ für die Zukunft und gaben den Ausschlag, das Gesetz in Teilen für verfassungswidrig zu erklären.¹

Dabei steht dieses Urteil nicht allein. In junger Vergangenheit häufen sich höchstrichterliche Urteile zum Kli-

maschutz. Die Erwartungshaltung gegenüber Politikern und Geschäftsleitern nimmt zu, sich ernsthaft mit der Einsparung von Treibhausgasen oder CO₂-Bilanzierung zu befassen. Zu spüren bekam das auch der Mineralölkonzern Shell, der nun dazu verpflichtet ist, seine Kohlendioxid-Emissionen bis 2030 um 45 Prozent im Vergleich zu 2019 zu senken² – eine Aufgabe, für die jetzt jeder Tag zählt.

Nicht nur für die Mitbewerber von Shell ist klar: Ökologie wird sich zukünftig nicht mehr von Politik und Wirtschaft trennen lassen. Für Unternehmen bedeutet das, heute Maßnahmen zu ergreifen, um dem Druck auch morgen standzuhalten.

VIelfältige Chancen nutzen

Die quantitative Erfassung des CO₂-Fußabdrucks bildet das Fundament einer effektiven Klimaschutzstrategie. Doch nur wenige Unternehmen erfassen ihre Treibhausgas-(THG)-Emissionen systematisch. Dabei sprechen mehrere Gründe für ein freiwilliges CO₂-Reporting und Controlling:

¹Bundesverfassungsgericht - Presse - Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich.

²Klimaschutz: Shell muss CO₂-Ausstoß drastisch reduzieren - Wirtschaft - SZ.de (sueddeutsche.de).

1 Indem Unternehmen ihre Emissionsquellen bestimmen, verschaffen sie sich einen Überblick darüber, wo Emissionen anfallen, wie hoch diese sind und welche Kosten dafür heute und zukünftig anfallen. Die CO₂-Bilanzierung kann somit als Anlass genutzt werden, um Risiken und Optimierungspotenzial aufzudecken, insbesondere in Hinblick auf Prozesse und Systeme, Ressourcenverbräuche oder Verhaltensweisen.

2 Die Bilanzierung der THG-Emissionen ermöglicht es Unternehmen, Chancen und Risiken in Bezug auf den Klimawandel zu untersuchen und zu bewerten. Dies ist nicht nur für die Geschäftsleitung relevant, sondern wird auch am Kapitalmarkt über sogenannte ESG-Kriterien (Environment, Social, Governance) abgefragt.

3 Eine solide Datenbasis ist entscheidend, um wirkungsvolle Minderungsstrategien zu entwickeln. Bei der Erreichung der nationalen Klimaziele ist die deutsche Bundesregierung auf die Unterstützung des Privatsektors angewiesen. Unternehmen werden zukünftig hart an ihren Fortschritten gemessen werden.

4 Mit einem effektiven Klimaschutzmanagement bereiten sich Unternehmen auf zunehmende Regulierungen vor. Auch angesichts der steigenden CO₂-Bepreisung ist die THG-Bilanzierung ein hilfreiches Instrument, um negativen Kosteneffekten entlang der gesamten Wertschöpfungskette und den damit verbundenen Preisrisiken entgegenzuwirken.

5 Neben Regierungen, Investoren und den eigenen Beschäftigten achten auch Kunden verstärkt auf ökologische und soziale Aspekte in ihren Kaufentscheidungen. Kommunale Unternehmen, die sich nicht nur um die Versorgung der lokalen Gemeinschaft kümmern, sondern nachweislich für den Klimaschutz einsetzen, sichern sich das Vertrauen ihrer Kundinnen und Kunden.

ERSTELLUNG EINER CO₂-BILANZ

Für Unternehmen beginnt der Prozess mit einer Bestandsaufnahme. Über die Status-quo-Analyse werden alle direkten und indirekten Emissionen identifiziert, die die Organisation zu verantworten hat. Stadtwerke, die ihre eigenen Erzeugungsanlagen betreiben, sind für die bei der Energieerzeugung anfallenden THG-Emissionen direkt verantwortlich. Dabei handelt es sich nach dem anerkannten GHG Protocol Standard um sogenannte Scope 1-Emissionen. Davon zu unterscheiden sind indirekte Emissionen (Scope 2 und 3), die beispielsweise beim Vertrieb von Gas oder bei Übertragungs- und Vertriebsverlusten anfallen.³

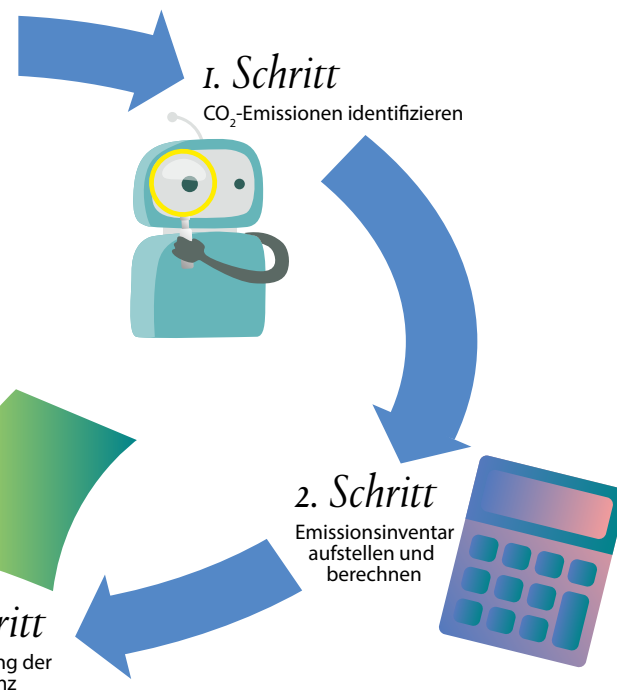
Einfluss können Unternehmen insbesondere auf die THG-Emissionen aus Scope 1 und 2 nehmen. Dazu zählt z. B. der Betrieb Erneuerbarer Energieanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung. Auch die Elektrifizierung des Fuhrparks wirkt sich positiv auf die CO₂-Bilanz aus.

Nachdem Unternehmen die eigenen „Hotspots“ identifiziert haben, gilt es, konkrete Ziele und Maßnahmen festzulegen und effektive Klimaschutzstrategien zu entwickeln. Die Ergebnisse der CO₂-Bilanzierung können in die Nachhaltigkeitsberichterstattung integriert oder in einem separaten Bericht ausgewiesen werden. Eine passgenaue, transparente Kommunikation wirkt sich positiv auf die Stakeholderbeziehungen aus und festigt somit den Geschäftserfolg des Unternehmens.

FAZIT

Für die lokale Gemeinschaft übernehmen Stadtwerke wichtige Aufgaben. Aufgrund ihrer Geschäftsaktivitäten verantworten sie jedoch auch mehrere tausend Tonnen CO₂ pro Jahr. Um als Dienstleister insbesondere im Energiemarkt trotz der zu erwartenden Kostensteigerung von Emissionen bestehen zu können, müssen und können kurzfristige Maßnahmen als Teil einer langfristigen Strategie umgesetzt werden. Nicht zuletzt, weil deutsche Städte und Gemeinden ihren Druck auf kommunale Betriebe zukünftig noch weiter erhöhen werden. Denn ohne die Unterstützung ihrer Partnerbetriebe ist eine Transformation unserer Gesellschaft und Umwelt nicht möglich. Mit einem ganzheitlichen, nachhaltigkeitsbasierten Managementansatz sind Sie den neuen Anforderungen gewachsen. Packen Sie es an!

Wir helfen Ihnen gerne dabei, Ihre Ausgangssituation zu bestimmen und eine passende Klimaschutzstrategie zu entwickeln. Unser interdisziplinäres Expertenteam unterstützt Sie bei Fragen rund um die CO₂-Bilanzierung sowie bei der Umsetzung konkreter Projekte.



³ Hinweis: Die individuelle THG-Bilanz eines Stadtwerks hängt vom Geschäftsmodell und den Systemgrenzen ab.

Kontakt für weitere Informationen



Sarah Haßdenteufel
M.A. Sustainability Economics & Management
T +49 911 9193 3728
E sarah.hassdenteufel@roedl.com



Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com

Kennen Sie schon unsere 5-D Strategieinterviews?



Jetzt kostenlos
downloaden unter:



www.roedl.de/5-d-strategieinterview

→ Klimaschutz

Mit Green Corporate PPA gegen den Strompreisanstieg?

von Kai Imolauer und Michael Rogoll

Die Strompreisentwicklung zeigt auf ein neues Niveau. Hieraus resultieren klare Chancen und Empfehlungen für Corporate PPA, die in ihren vielen Formen zu mehr Nachhaltigkeit und stabileren Strompreisen für Unternehmen führen können.

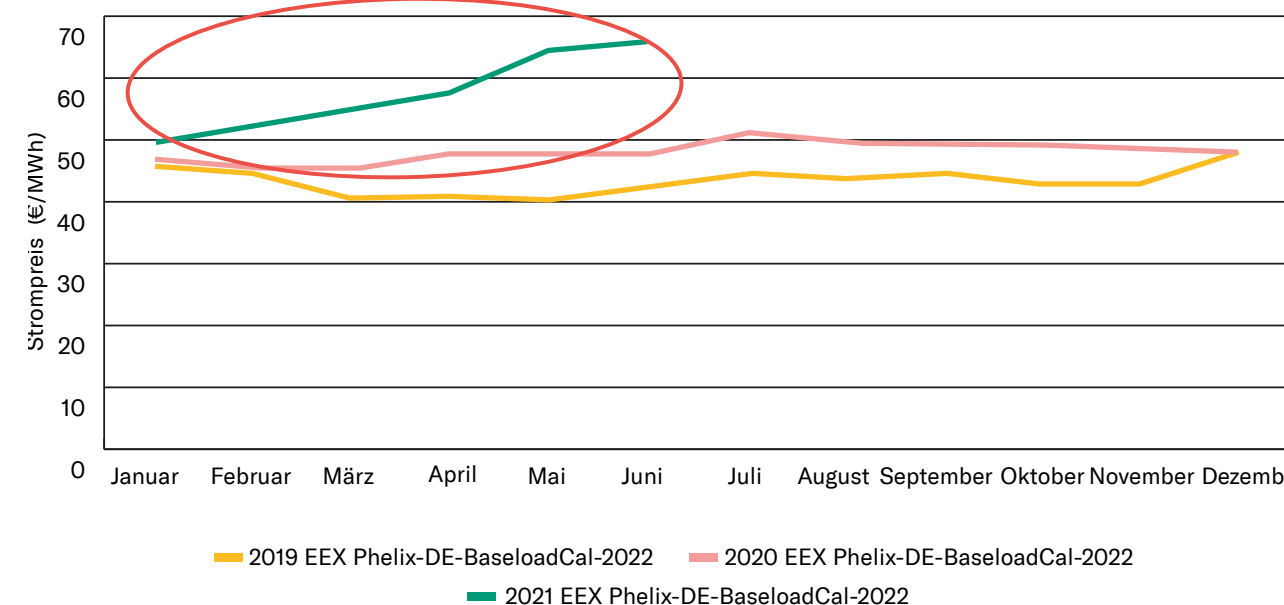
STROMMARKTRALLYE

Aktuell wirken auf den Stromspotmarkt diverse Einflussgrößen, die bereits erheblichen Einfluss auf den Strompreis haben:

Was aktuell am Strommarkt in Deutschland passiert, war in dieser Geschwindigkeit nicht zu erwarten. Oder? Wenn die Strompreise sich an der Strombörse (EEX) nur ansatzweise so entwickeln wie aktuell erwartet (Anmerkung: Auch wir haben keine Glaskugel und natürlich ist man nicht vor unvorhergesehenen Ereignissen wie globalen Pandemien oder Finanzkrisen gefeit), hat jedes Unternehmen ein klares Interesse über neue Methoden der Strombeschaffung nachzudenken. Für Stadtwerke können sich daraus in gewissen Konstellationen durchaus Geschäftsmöglichkeiten ergeben

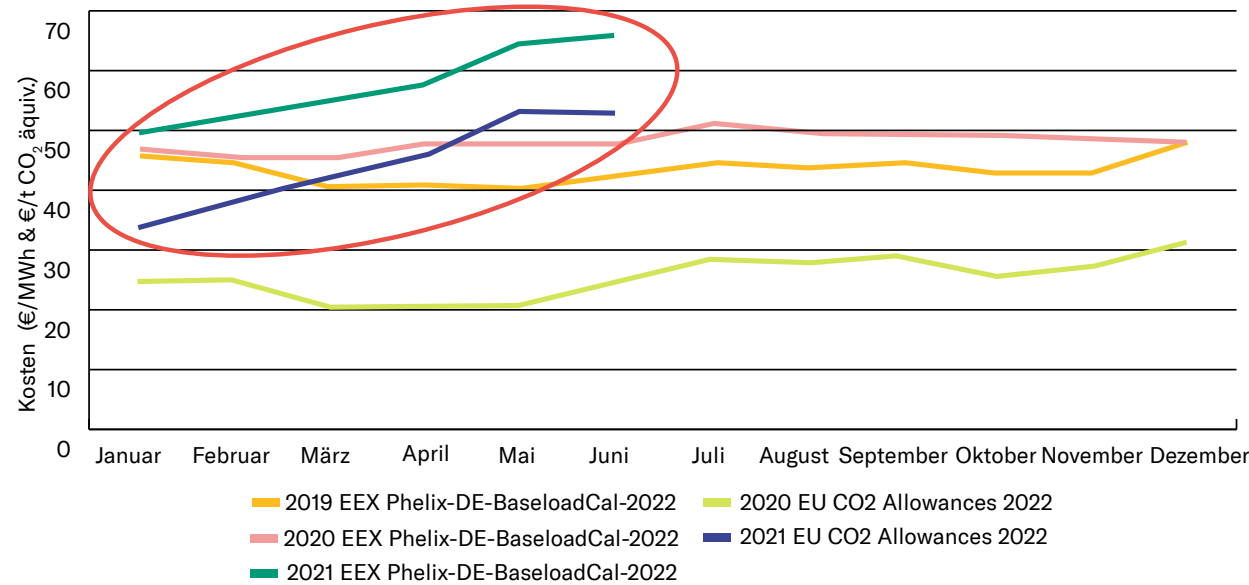
- Coronakrisenende - das Ende der Pandemie führte wieder zu einer weiteren Aufnahme gewerblicher Tätigkeiten und somit zu einem Anstieg des Stromverbrauchs (im ersten Halbjahr 2021 lag die Bruttostromerzeugung bei 292 TWh - ein Anstieg von fast 5 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum (1. Halbjahr 2020: 279 TWh).¹ Ebenso ist der Gaspreis auf einem Hoch, was die Kosten der oft preissetzenden Gaskraftwerke und somit auch den Strompreis nach oben treibt.
- CO₂-Preis: Der CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel ist gestiegen (siehe folgende Grafik):

Entwicklung CO₂-Preis/DE-Baseload



¹<https://www.n-tv.de/wirtschaft/Erneuerbare-liefern-wieder-weniger-Strom-article22648911.html> (zuletzt aufgerufen am 4.8.21 um 14:00 Uhr)

Entwicklung CO₂-Preis/DE-Baseload



Der Preis pro Tonne CO₂ ist somit seit Januar 2021 deutlich von 50 Euro auf 70 Euro angestiegen. Dies scheint mit den angekündigten Nachbesserungen der Klimaschutzziele zusammenzuhängen, die zu Jahresbeginn von der EU verkündet wurden. Dies verstärkt den sich seit längerer Zeit ankündigenden Trend, dass zunehmend die Kohlekraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Hieraus resultiert aktuell ein Wiederaufleben der Gaskraftwerke, die aufgrund der geringeren CO₂-Emissionsfaktoren pro kWh nun deutlich höhere Anteile am Strommarkt abbilden.

- Weiterhin haben – im Vergleich zu 2020 – die Erneuerbaren etwas geschwächt. Es gab im 1. Halbjahr weniger Sonne und weniger Wind, wodurch gemäß Zentrum für Solarwirtschaft (ZSW) auch der Anteil der EE nur bei 43 Prozent lag (in 2020: 50 Prozent).

Die Erwartung für den CO₂-Preis ist aufgrund

- von Green Deal und den dort im EU-Klimagesetz auch integrierten, verschärften Klimaschutzziele für die EU (55 Prozent Senkung bis zum Jahr 2030)²,
- der weiteren Verknappung des Angebots für Zertifikate
- und dem Einstieg von Finanzinvestoren in den CO₂- Markt³

ein weiter Anstieg des Preises. Es wird gar von 100 Euro pro Tonne kurz- bis mittelfristig gesprochen. Es rächt sich nun in der Energiepolitik der letzten Jahre, dass der

EE-Ausbau nicht stärker forciert wurde (bspw. durch Hürden bei Windkraft (z.B. 10H-Regel), Beschränkungen bei Flächenkulissen für PV und EEG-Umlagen auf Eigenverbrauchsanlagen). Denn die Kohleanlagen treibt es nun aufgrund ihrer hohen Emissionsfaktoren aus dem Markt (auch ohne Kohleausstiegsgesetz). Die Gaskraftwerke steigen nun natürlich voll ein, werden aber weiter die Preise auf dem höheren Niveau halten.

Dies ist aktuell an der Strommarktpreisentwicklung zu erkennen.

Hierfür ein Blick auf die aktuellen Werte und die Tendenz für 2022:

In oben stehender Grafik sind einerseits die Jahres Base Futures Preis für das Lieferjahr 2022 (Einkauf 2019, 2020, 2021) zu sehen: gerade der aktuelle Einkauf von Strom für das 2022 bildet bereits die deutlich höheren Strommarktpreise ab (mit der Kurve für CO₂-Emissionsrechte 2022 verhalten sich die Werte geradezu proportional). Der Strompreis für Futures für Baseload 2022 liegt somit aktuell bei ca. 65 Euro.

Konkret ist zwar schwierig, exakt zu sagen, wohin die Reise nach 2022 geht. Aber die Tendenzen sind aktuell deutlich, dass sich auf dem Strommarkt ein höheres Preisniveau als während der letzten 5 bis 10 Jahre einstellen wird.

GREEN CORPORATE PPA?

Es stellt sich nun die Frage, ob insbesondere Stadtwerke den Bedarf eines Unternehmens aktiv durch das Anbieten von Corporate PPAs und das Anbieten von Residualmengen in Zukunft bedienen können. Es zeigen jetzt bereits Anfragen bei EPC/Projektentwicklern, dass Industrieunternehmen sehr wohl auf Eigenverbrauch im größeren Stil abzielen. Aus Sicht der Stadtwerke stellen Grünstrom-PPAs eine perfekte Möglichkeit dar, zukünftig als lokaler Partner vor Ort, ggfs. auch in Kooperation mit der Kommune, bzgl. nötiger Flächen in langfristige Lieferbeziehungen zu kommen und ggfs. eben auch die Residualmenge zu liefern. Auch der Betrieb der nötigen Messstellen und die Abnahme für das Unternehmen des Projektmanagements (Flächen, EPC-Vertrag) stellen sich als eigener Bereich dar, in dem Stadtwerke sich durchaus gegen private Entwickler behaupten können. Vor dem Hintergrund der o.g. dargestellten Erwartungen für den Strommarkt scheinen die Chancen hier aktuell zu überwiegen.

Mit einem grünen Corporate PPA verschafft sich der Stromkunde die Möglichkeit über einen gewissen Zeitraum (5 - 10 - 15 Jahre) einen Anteil seiner Strommenge erheblich preisstabiler einzukaufen und somit seine Stromkosten zumindest anteilig gegen Strompreisanstiege abzusichern. Es gibt sogar Konstellationen, in denen im gewissen Maße Stromsteuer oder auch Netzentgelte gespart werden können, was somit noch weitere Einsparungen ermöglicht. Essenziell aber ist bspw. der Verfall der PV-Kosten. Es ist anzunehmen, dass man hier Deals im Bereich von 5 bis 6 ct/kWh schließen kann, was bereits unter dem o.g. Strompreinsniveau liegt. Selbstverständlich fließen in solche ökonomischen Überlegungen diverse Faktoren ein, die zu berücksichtigen sind:

- Abstand zu Verbrauchsstelle(n)
- Lastprofil der zu versorgenden Objekte
- Art der Erzeugungsanlage (Wind, PV)
- Ausrichtung der PV-Anlage (Süd/Ost-West)
- Auswirkung auf Kosten der Residualmenge

Diverse Großunternehmen schlagen in Deutschland (und Europa) bereits seit einiger Zeit diesen Weg ein, da sie an der Reduktion des eigenen CO₂-Footprints interessiert sind (zu nennen wären z.B. Mercedes-Benz, Fraport, Deutsche Bahn, VW) und sicherlich auch die Chancen für eine Stabilisierung des eigenen Stromkostenniveaus erkannt haben. Eher weniger finden noch Projekte im direkten Umfeld statt, die auch von den teilweise erheblichen Stromkostenprivilegien profitieren (On-site PPA). Aber gerade hier sehen wir ein erhebliches Potenzial, u.a. auch durch neue Technologien der PV bzw. durch die Partnerschaft mit lokalen gewerblichen Unternehmen oder Stadtwerken.

Die Optionen sind individuell für jeden Standort zu prüfen und man sollte nicht zu lange warten, denn die Nachfrage nach grünem Strom (und somit auch der Technologie) im Speziellen wird die nächsten Jahre erheblich steigen und daran sollten die lokalen Energieversorger versuchen zu partizipieren.

Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com



Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com

² <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/eu-klimaziel-treibhausgase-100.html> (zuletzt aufgerufen am 4.8.21 um 14:00 Uhr)
³ <https://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energie/wende-der-kohleausstieg-beschleunigt-sich-a-d7f47e28-c44e-4a1e-8094-46c26618502c> (zuletzt aufgerufen am 4.8.21 um 14:00 Uhr)

Kennen Sie schon unser E-BOOK?

→ Klimaschutz

Verordnungsnovellierungen im Wärmemarkt: Neue Chancen für Stadtwerke mit Wärme-Messdienstleistungen

von Anton Berger und Joachim Held

Zur Zeit werden die beiden zentralen Verordnungen des Wärmemarkts – die AVBFernwärmeV und die HeizKostV – novelliert. Der aktuelle Novellierungsentwurf der AVBFernwärmeV sieht neben neuen Vorgaben zu Mess-, Abrechnungs- und Informationspflichten der Fernwärmelieferung auch verbraucherrechtliche Änderungen vor, die die wirtschaftlichen Grundlagen der Fernwärmeversorgung erschüttern. Entsprechend werden auch die Vorgaben der HeizKostV, allerdings mit einem besonderen Fokus auf Wettbewerbsbelebung im Submetering-Markt, angepasst. Deshalb bietet die Novelle gerade auch Stadtwerken mit kommunalen Immobilien-Schwesterunternehmen eine neue Chance zum Einstieg in den Submetering-Markt. Soweit die Verordnungen im Sommer und Herbst 2021 wie geplant in Kraft treten, müssen Fernwärmeversorger und Submetering-Dienstleister sehr kurzfristig die neuen Pflichten erfüllen und die Kosten über eine weitere Preisanpassungen umsetzen. Ein Handlungsbedarfs-Screening, kurzfristige Beschaffung der nachzurüstenden Mess- und Abrechnungstechnik sowie die Anpassung von Vertragsbedingungen und Preisen, ggfs. flankiert durch die strategische Entwicklung des neuen Geschäftsfelds der Submetering-Dienstleistungen, müssen deshalb bereits jetzt angegangen werden.

nie 2012/27/EU zur Energieeffizienz) in deutsches Recht umgesetzt werden. Eigentlich hätte dies schon bis zum 25.10.2020 erfolgen müssen. Insofern steht die Novellierung unter dem europarechtlichen Sanktionsdruck eines Vertragsverletzungsverfahrens.

Inzwischen sind die Verordnungsgebungsverfahren weit fortgeschritten:

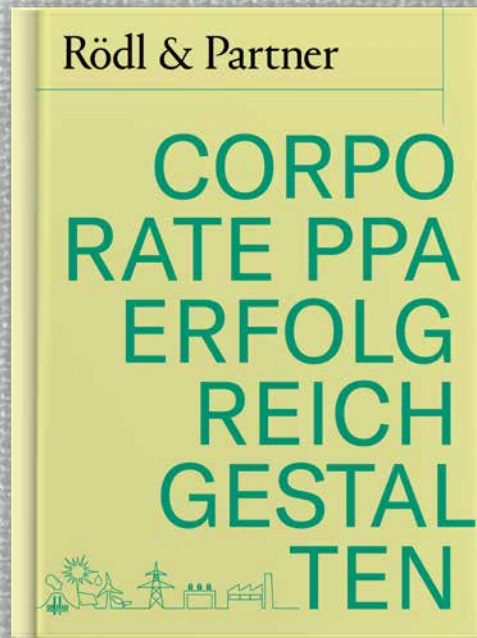
Der Bundesrat hat in seiner letzten Sitzung vom 25.06.2021 mit der Verordnung zur Umsetzung der Vorgaben zu Fernwärme und Fernkälte in der Richtlinie (EU) 2018/2002 (Energieeffizienzrichtlinie – EED) sowie in der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Erneuerbare-Energien-Richtlinie – RED II) eine Novelle der Verordnung für Allgemeine Bedingungen zur Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) und deren Ergänzung durch die Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme oder Fernkälte (FFVAV) in einer geänderten Fassung beschlossen. Soweit das BMWi diesen Änderungen zustimmt, wird die Novelle kurzfristig in Kraft treten.

Der Entwurf der HeizKostV wurde bereits am 26.04.2021 zur Notifizierung nach Brüssel übermittelt. Die Stillhaltefrist endete jedoch erst am 27.07.2021. Nach Beschlussfassung durch das Bundeskabinett muss der Bundesrat dem Entwurf noch zustimmen, sodass angesichts Sommerpause und Bundestagswahl mit einer Verabschiedung frühestens im Herbst 2021 zu rechnen ist.

WELCHE VERORDNUNG FÜR WEN ? – LIEFERST DU NOCH ODER VERTEILT DU SCHON ?

Häufig sind sich Wärmemarktakteure gar nicht bewusst, dass die Regelungen der AVBFernwärmeV, Heizkostenverordnung und in Zukunft auch noch der Fernwärmeabrechnungsverordnung auch ohne eine vertragliche Bezugnahme kraft Gesetzes für Leistungsbeziehungen gelten. Für wen gelten deshalb die novellierten Vorgaben der Verordnungsentwürfe?

Die AVBFernwärmeV gilt kraft Gesetzes für den Anschluss an die Fernwärmeversorgung und für die Versorgung, insbesondere für die Belieferung mit Fernwärme



Mit **RENEX** stellt Rödl & Partner Projektentwicklern/Projektverkäufern und Investoren eine Plattform zum sicheren Austausch von Projektinformationen zur Verfügung. Neben der Funktion als kostenlose Matchingplattform zwischen Projektentwickler und Investor verweist RENEX aber auch unabhängig von derzeit verfügbaren Projekten entsprechend Standort und Technologie auf mögliche Fördermittel- und Finanzierungsprogramme.

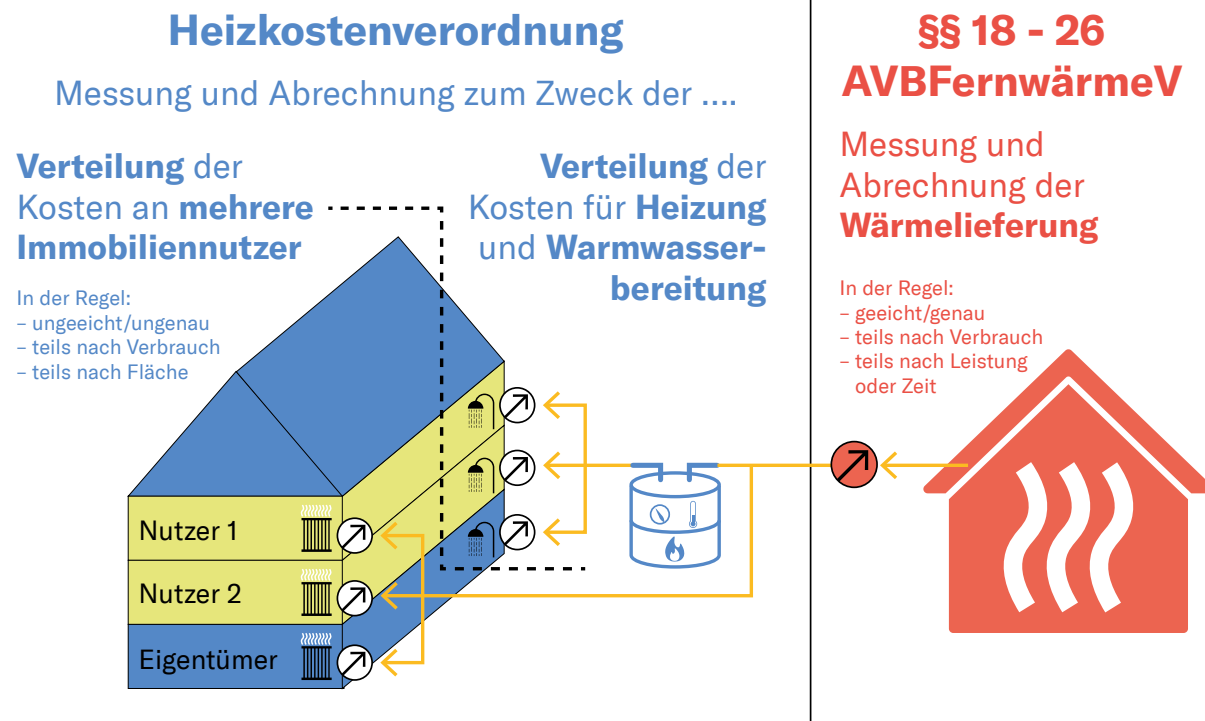
RENEX
RENEWABLE ENERGY EXCHANGE

Präsentieren Sie Ihr Erneuerbare-Energien-Projekt kostenlos auf **RENEX**, dem globalen Online-Marktplatz für Erneuerbare-Energien-Projekte von Rödl & Partner.

Registrieren Sie sich jetzt unter www.renex.com



Welche Verordnung für welchen Wärmemarktakteur?



HeizKostV vor allem für Vermieter, Wohnungseigentümergeinschaften, deren WEG-Verwalter (Immobilienrentner) und Submetering-Unternehmen - AVBFernwärmeV v.a. für Fernwärme- und Contractingunternehmen

zu allgemeinen Bedingungen (§ 1 Abs. 1 AVBFernwärmeV). Dabei hat die Rechtsprechung einen weiten Fernwärmebegriff geprägt, sodass die AVBFernwärmeV unabhängig von der Entfernung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Verbraucher, auch ohne ein öffentliches Versorgungsnetz nahezu jede Form der Wärme- und Kältebelieferung umfasst, soweit der Versorger in Wärmeversorgungsanlagen investiert hat. Damit sind nahezu alle Formen der Wärmelieferung, von der Auskoppelung aus Großkraftwerken mit regionalen Fernwärmenetzverbänden, über städtische KWK-Versorgung, ländliche Biowärmenetze bis hin zur Contracting-Belieferung innerhalb von privaten Arealen und Gebäuden von der AVBFernwärmeV umfasst. In Bezug auf die Messung und Abrechnung der Fernwärme (§ 18 AVBFernwärmeV ff.) beziehen sich die Regelungen auf die Belieferung, die in der Regel mindestens auch an der Übergabestelle gemessen wird. Damit sind zunächst alle Fernwärmlieferanten von der Novellierung des § 18 AVBFernwärmeV betroffen.

Die Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme und Fernkälte (Fernwärmeabrechnungsverordnung) regelt zukünftig zusätzliche besondere Anforderungen an die Messung und Abrechnung von Fernwärme und Fernkälte. Dabei wird mit der Fernwärmeabrechnungsverordnung erstmals

eine gesetzliche Fernwärme- und Fernkälte-Definition vorgenommen, die wesentlich enger als die bisherige Definition der Rechtsprechung ist. Nach § 1 Abs. 2 und 3 FernwärmeAbV ist der Fernwärmebegriff auf die Lieferung über ein Netz zwischen mehreren Gebäuden beschränkt. Insofern ist die Contractingbelieferung innerhalb eines Gebäudes vom Anwendungsbereich der Fernwärmeabrechnungsverordnung ausgeschlossen. Ein Teil der Contractingversorger ist deshalb von den Neuerungen der Fernwärmeabrechnungsverordnung möglicherweise überhaupt nicht betroffen.

Die Heizkostenverordnung regelt dagegen nur die Verteilung von Heizungs- und Warmwasserkosten (sog. „Untermessung“ oder „Submetering“). Daher ist die Verteilung vorrangig ein Problem der miet- und WEG-rechtlichen Wärmelieferpflichten von Immobilieneigentümern, da der Vermieter oder die Wohnungseigentümergeinschaft die am Hausanschluss bezogene Fernwärme oder die in der Heizungsanlage erzeugte Wärme auf die Wohnungsnutzer einer Mehrparteienimmobilie verteilen muss. Ein Großteil der Fernwärmeversorger kann die Novellierung der Heizkostenverordnung deshalb ausblenden.

Ausnahmsweise können auch Fernwärmeversorger zur Verteilung verpflichtet sein, wenn sie nicht den Immobilieneigentümern beliefern, sondern unmittelbar mit ein-

zelnen Immobiliennutzern Lieferverträge schließen (sog. „(Mieter-)Direktbelieferung“). Wollen oder können sie nach den technischen Zwängen des bestehenden Mess- und Sekundärwärmebereitstellungskonzepts nicht jede einzelne Wohneinheit messen, so können sie auch nur die Lieferung für die Gesamtimmobilie messen und müssen die hierfür gemessenen Wärmemengen nach HeizKostV auf die einzelnen Nutzer verteilen (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 4, Abs. 7 AVBFernwärmeV). In diesem besonderen Fall befinden sich dann auch Fernwärmlieferanten im Anwendungsbereich der HeizKostV.

Grundsätzlich sieht die HeizKostV eine nach Raumheizung und Warmwasserbereitung sowie nach Wohnungsfläche und Verbrauch getrennt Verteilung vor, die zum Teil auch mit ungeeichten, d.h. entsprechend ungenauen Messgeräten (z.B. sog. „Verdunstungszähler“) erfasst werden darf. Dabei ist in der Entwicklung der Heizkostenverordnung aus umweltpolitischen Gründen eine Tendenz zur zunehmenden Verteilung nach Verbrauch und Erfassung durch geeichte Messgeräte zu beobachten, die jetzt durch die Verordnungsnovellierung fortgesetzt wird.

BÄRENDIENST FÜR DEN VERBRAUCHERSCHUTZ UND INVESTITIONSBREMSE FÜR DIE WÄRMEWENDE

Der Bundesrat hat mit seinem Beschluss zur AVBFernwärmeV auch einige Änderungsvorschläge angenommen, die die wirtschaftlichen Grundlagen der Fernwärmeversorgung erschüttern könnten:

Fernwärmekunden wird ein Leistungsanpassungsrecht eingeräumt, mit dem sie den Umfang der vertraglich vereinbarten Wärmebereitstellung im Extremfall auf 0 reduzieren können. Da der Verordnungsentwurf die Nachweisvoraussetzungen nicht benennt, ist hier erhebliche Rechtsunsicherheit vorprogrammiert. Jedenfalls kommt eine Reduzierung auf 0 einer Kündigung gleich.

Ein derartiges Sonderkündigungsrecht eröffnet der Entwurf weiterhin für den Fall, wenn der Kunde auf erneuerbarer Energien umstellen will.

Investitionen in Fernwärmeversorgungsanlagen können nach den steuerlich anerkannten Nutzungsdauern (AfA) zum Teil über einen Zeitraum von bis zu 50 Jahre abgeschrieben werden. Da die Wärme nur innerhalb eines Wärmenetzes abgesetzt werden kann, bestehen bei einem Kundenverlust keine alternativen Möglichkeiten einer Refinanzierung. Wird die Abnahmedichte eines Fernwärmenetzes durch Verlust einzelner Kunden reduziert, erhöhen sich die Netzverluste, sodass die verbleibenden Kunden einen erhöhten Refinanzierungsbeitrag leisten müssen und der Netzbetrieb schnell an wirtschaftliche und technische Grenzen stößt. Das erhöhte Investitionsrisiko aus dem Verordnungsentwurf steht im

Widerspruch zu dem hohen Investitionsbedarf, der als Folge der klimatischen Veränderungen, klimapolitischen Zielen der Bundesregierung und stromwirtschaftlichen Umbrüchen (Stichwort: „Kohleausstieg“) besteht.

Mit dem Leistungsanpassungs- und Kündigungsrecht torpediert der Bundesrat jeden Investitionsanreiz in entsprechende Wärmeversorgungs- und verhindert damit die von der Politik bereits lange verschlafene Wärmewende.

Weiterhin sieht der Verordnungsentwurf ein Verbot der einseitigen Änderung von Preisänderungsklauseln durch öffentliche Bekanntgabe vor. In der Rechtsprechung der Oberlandesgerichte ist es umstritten, ob die AVBFernwärmeV ein sog. „einseitiges Leistungsbestimmungsrecht“ für Preise, Preisänderungsklauseln und sonstige Vertragsbedingungen enthält. Eine Klärung durch den BGH steht bislang aus. Insofern wäre es die Aufgabe des Gesetzgebers gewesen, hier Rechtssicherheit zu schaffen. Mit dem vorliegenden Entwurf wird aber das Gegenteil erreicht, da nur eine Form der einseitigen Änderung verboten wird. Die Grundfrage, ob überhaupt ein Änderungsrecht besteht und an welche Voraussetzungen dieses gebunden ist, bleibt dagegen ungelöst. Der Verordnungsentwurf erhöht damit die Rechtsunsicherheit und schafft weder für Verbraucher noch für Versorger eine Lösung.

LICHT UND SCHATTEN FÜR FERNWÄRMEMESSUNG, -ABRECHNUNG UND -INFORMATION

Immerhin hat der Bundesrat im Kernbereich der Novelle, der europarechtlich initiierten Modernisierung der Mess-, Abrechnungs- und Informationsanforderungen für Wärmelieferungen, die schlimmsten Schnitzer des Ordnungsgebers bereinigt: Der in der Definition des Fernwärmebegriffs im Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) noch enthaltene Ausschluss der Contracting-Wärmeversorgung und die Verhinderung der sog. „Wärmedirektlieferung“ wurde auf die bestehende Rechtsprechungs- und Gesetzeslage zurückgedreht. Dies hätte allerdings überhaupt keiner Regelung bedurft, sodass der Gesetzgeber wieder einmal für ein wirkungsloses Mehr an Gesetzesbürokratie gesorgt hat.

Damit bleiben in der FFVAV immer noch weitreichende Neuregelungen zur Fernablesung, Interoperabilität, Datenschutz und Digitalisierung im Wärmemesswesen nötig. Insofern könnte die Novelle für mehr Wettbewerb und neue Marktchancen im Wärmemessbereich führen. Dabei ist aber wohl die noch nicht vergleichbar weit fortgeschrittene Novellierung der Heizkostenverordnung (HeizKostV) spannender, da sich hier im Bereich des sog. „Submetering“ in einem oligopolistisch besetzten, ungleich größerem Markt die umfangreicheren

Chancen bieten.

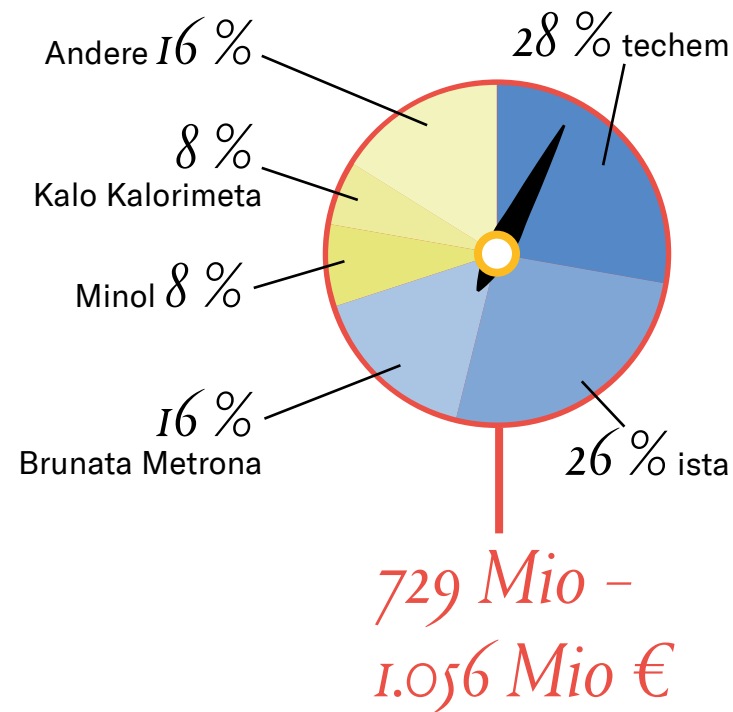
Auch die weiteren Neuerungen häufigerer und elektronischer Fernwärmeabrechnung sowie monatlicher Kosten-, Umwelt-, Verbrauchs-, Beschwerdeverfahrens- und Verbrauchsvergleichsinformationen führen zu erheblichen Mehrkosten im Bereich der Fernwärmemessung und -abrechnung. Damit ist nach den aktuellen CO₂-Preisadjustierungen bereits die nächste Preisadjustierungswelle im Fernwärmemarkt vorhersehbar. Auch diese Herausforderung löst die Novelle nicht, erhöht sie doch die Nachweisanforderungen, ohne einen rechtssicheren gesetzlichen Anpassungsanspruch zu schaffen.

HEIZKOSTV: MEHR WETTBEWERB DURCH FERNABRECHNUNG UND INFORMATION

Die neuen Vorgaben der HeizKostV entsprechen weitgehend den neuen Vorgaben der FwAbrV, gehen jedoch an einigen Stellen sogar noch über diese hinaus:

Bezüglich der Fernablesbarkeit von Messgeräten bis spätestens Ende 2026 entsprechen die Vorgaben für Submetering-Messsysteme (z.B. Verteilungszähler am jeweiligen Heizkörper) (§ 5 Abs. 2 HeizKostV-RefE) denen der Hauptmesseinrichtungen. Darüber hinaus fordert die HeizKostV aber nunmehr auch für unabhängige Messstellenbetreiber die Anbindung über ein Smart-Meter-Gateway (§ 5 Abs. 5 Satz 4 HeizKostV-RefE), was bedeutet, dass auch die Wärmemessdaten der Verteilungsmessung über das Internet abruffähig werden sollen.

Neben der technischen Umsetzung erfordern die hiermit verbundenen Datenschutzvorgaben in der Regel einen hohen Aufwand, sodass mit einer erheblichen Kostenbelastung zu rechnen ist. Da Submetering-Dienstleister in der Regel nicht mit dem Wärmenetzbetreiber oder -Lieferanten identisch sind, entsteht bei diesen ein Mehraufwand, während Wärmenetzbetreiber, die auch Submeteringdienstleistungen übernehmen, die mess- und abrechnungstechnischen Anforderungen der AVBFernwärmeV und HeizKostV zusammenführen können. Die Novelle führt deshalb zu einer Bevorteilung von Wärmenetzbetreibern oder -Lieferanten gegenüber den etablierten Big-4 des oligopolistischen Submeteringmarkts. Darüber hinaus schreibt die HeizKostV die Interoperabilität der Submetering-Messsysteme (§ 5 Abs. 5 Satz 1 ff. HeizKostV-RefE) vor, um technische Hürden für einen Wettbewerb durch Wechsel des Messdienstleistungsunternehmens abzubauen. Insofern bietet die HeizKostV-Novelle neue Chancen für Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen und Immobilienunternehmen zum Einstieg in den bisher von oligopolistischen Strukturen geprägten Submetering-Markt.



Auch bei den Abrechnungs- und Informationspflichten führt die HeizKostV zu einer Verkürzung der Abrechnungs- und Informationsperiode und Ausweitung der Informationspflichten für Fernwärmelieferungen. In jedem Fall halbjährliche bzw. in der Regel sogar monatliche Abrechnung in der Heizperiode (§ 6a Abs. 1 HeizKostV-RefE) mit umfassenden Umweltauswirkungs- und Verbrauchsvergleichsinformationen (§ 6a Abs. 2 HeizKostV-RefE) werden damit unabhängig von der gewerblichen Fernwärmebelieferung oder Wärmelieferung durch den Vermieter oder die Wohnungseigentümergeinschaft zum neuen Standard. Dass dies bei der ohnehin schon komplexen Abrechnungs- und Verteilungssystematik der HeizKostV ungleich aufwendiger ist und angesichts der messtechnischen und verteilungssystematischen Ungenauigkeit der HeizKostV-Vorgaben eventuell zu mehr Verwirrung als Information der Verbraucher führt, haben die betroffenen Verbände bereits kritisch in das Verordnungsgebungsverfahren eingebracht. Insofern ist hier – trotz des Zeitdrucks im Verordnungsgebungsverfahren – noch mit Nachbesserungen zu rechnen.

HANDLUNGSBEDARFS-SCREENING, AGB-REVISION, BENCHMARKING & CO. – WAS FERNWÄRMEVERSORGER JETZT TUN MÜSSEN

Fernwärmeversorgungs- und Submeteringunternehmen müssen auf die Auswirkungen der Novellen mit einem Handlungsbedarfs-Screening, der Beschaffung der gegebenenfalls nachzurüstenden Mess- und Abrechnungstechnik, einer kostenorientierten Kalkulation der Fernwärmepreisadjustierung, einer hierauf abgestimmten Anpassung der Fernwärmevertragsbedingungen und einer rechtlich geprüften Preisadjustierungs- und Umstellungsstrategie reagieren.

Dabei müssen Fernwärmeversorger zunächst untersuchen, inwieweit sie die neuen Anforderungen der AVBFernwärmeV und HeizKostV bereits erfüllen und in welchen Bereichen Nachrüst- und Anpassungsbedarf besteht (sog. „Handlungsbedarf-Screening“). Dabei sollten die bestehenden Vertragsbedingungen regelmäßig in Bezug auf Mess- und Abrechnungsregelungen überprüft werden. Darüber hinaus sollte aber auch durch eine Prüfung und ggfs. Ergänzung der in der Regel veralteten Preis- und Vertragsanpassungsklauseln frühzeitig sichergestellt werden, dass mögliche Rechtsrisiken der nächsten Preisadjustierungswelle bereinigt oder bei der Umstellungsstrategie zur Anpassung der neuen Mess- und Abrechnungspreise berücksichtigt werden können.

Kontaktieren Sie uns, wenn Sie noch offene Fragen haben. Unsere Experten helfen Ihnen gerne weiter!

Kontakt für weitere Informationen



Anton Berger
Diplom-Ökonom,
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 911 9193 3601
E anton.berger@roedl.com



Joachim Held
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3515
E joachim.held@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Anreizregulierung 2021: Aktuelle Entwicklungen und Aufgaben für Netzbetreiber
TERMIN / ORT	16.9.2021 / Webinar
THEMA	Erhöhte Fördermittel für kommunalen Klimaschutz
TERMIN / ORT	22.9.2021 / Webinar
THEMA	Zukunft Nahwärme
TERMIN / ORT	23.9.2021 / Webinar
THEMA	EnWG-Novelle 2021 – Das ändert sich bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas
TERMIN / ORT	28.9.2021 / Webinar
THEMA	Stadtwerke 4.0 – Erfolg sichern, Zukunft gestalten
TERMIN / ORT	7.10.2021 – Köln 20.10.2021 – Nürnberg
THEMA	Steuerlicher Querverbund
TERMIN / ORT	12.10.2021 / Webinar
THEMA	Netzwerk Wärmewende
TERMIN / ORT	19.10.2021 / München
THEMA	Compliance Management Systeme in der Energiewirtschaft
TERMIN / ORT	18.11.2021 / Webinar
THEMA	Jahresabschluss für Energieversorgungsunternehmen
TERMIN / ORT	24.11.21 / Webinar

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Manager Kommunikation/Marketing
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

STADTWERKE 4.0

ERFOLG SICHERN, ZUKUNFT GESTALTEN

Klimaneutralität und mehr –
die Transformation gestalten!

HIGHLIGHTS

- Erneuerbare Energien - Vermarktung und Partnerschaften als Perspektive
- Wasserstoff als Bestandteil der zukünftigen Dekarbonisierungsstrategie
- Nachhaltige Investitionsstrategien im Stadtwerk
- Mit digitalen Zwillingen schneller klimaneutral werden
- Erfolgsfaktor Personal

7.10.2021 / Köln
20.10.2021 / Nürnberg

Jetzt anmelden unter seminare@roedl.com

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Urheberrecht:

Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de