

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
MÄRZ
2023

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

- 
- | | | | |
|--|----|---|----|
| → Digitalisierung | | → Recht | |
| - Neustart für den Smart-Meter-Rollout | 4 | - Überschussabschöpfung für Stromerzeuger –
Mitteilungspflichten stehen vor der Tür! | 19 |
| - Was bringt 2023 für den Ausbau von Freiflächen-
Photovoltaikanlagen? | 7 | → Wirtschaftsprüfung | |
| → Telekommunikation | | - Prüfungspflichten im Zusammenhang mit den aus der
Energiekrise entstandenen Entlastungsgesetzen | 23 |
| - Eckpunkte der neuen Breitbandförderung | 9 | → Wärme | |
| - Informatorische Trennung – Eine interessante
Option im Glasfaserausbauprojekt | 13 | - Wasserstoff im Wärmebereich – Teil 1 –
Kernaussagen der Bottom Up Studie von
Fraunhofer aus Dezember 2022 | 26 |
| → Erneuerbare Energien | | → Rödl & Partner intern | |
| - CO ₂ -Kostenaufteilungsgesetz zwingt Vermietende
zum Handeln | 16 | - Veranstaltungshinweise | 30 |

Liebe Leserin, lieber Leser

das neue Jahr ist zwar erst wenige Wochen alt und wir können mit vorsichtigem Optimismus in die Zukunft blicken. Die Lage an den Energiemärkten entspannt sich aktuell wieder, die Witterung ist nach wie vor mild und die Gasspeicher sind gut gefüllt. Dennoch hatten es die ersten Wochen durchaus auch in sich. Die Strom-, Gas- und Wärmekunden spüren oftmals erst jetzt die hohen Belastungen der in den vergangenen Monaten angekündigten Preissteigerungen auf dem Konto und die Dämpfungsprogramme des Bundes lassen noch auf sich warten. Die Entlastungen der Dezembersoforthilfe konnten von den meisten Versorgern gut abgewickelt werden – die Energiepreisbremsen des StromPBG und des EWPBG sind jedoch weitaus komplexer in der Umsetzung. Weitere neue Anforderungen und Herausforderungen durch das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz und die Übergewinnabschöpfung für Stromerzeuger machen es den Stadtwerken dabei nicht leichter.

Umso mehr gilt es in diesen Krisenphasen den Überblick zu behalten und das Unternehmen auf Kurs zu halten. Vielleicht haben Sie ja unsere Empfehlung aus dem letzten Kursbuch gelesen und die Zeit um den Jahreswechsel zur „internen Revision“ genutzt, auch um sich über die Lage und Strategien in der Krise mit etwas Abstand Gedanken zu machen.

Auch mit dieser Ausgabe unseres Kursbuches hoffen wir Ihnen mit einer Vielzahl an spannenden Beiträgen Impulse, Informationen, Denkanstöße und eine interessante Lektüre zu geben.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Digitalisierung

Neustart für den Smart-Meter-Rollout

von Fabian Lambrecht und Christoph Spier

Schon im Oktober 2022 hatte Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck einen Neustart für den Smart-Meter-Rollout angekündigt. Zum Jahresende folgte der Ankündigung dann der Referentenentwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW), der nach einigen Änderungen am 11.1.2023 vom Bundeskabinett verabschiedet wurde.

Ziel des GNDEW ist es, den gelinde gesagt schleppend verlaufenden Rollout intelligenter Messsysteme durch Entbürokratisierung und Stärkung der Rechtssicherheit spürbar zu beschleunigen. Aufgrund des forcierten Tempos der Energiewende sei eine Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts auch dringend notwendig, so der Gesetzestext. Das GNDEW sieht hierfür eine Reihe von Änderungen am Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vor, die sowohl Messstellenbetreiber als auch Stromverteilernetzbetreiber vor Erleichterungen, aber auch vor neue wirtschaftliche Herausforderungen stellen.

RÜCKSCHAU

Im Jahr 2016 war mit der Einführung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW), das das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) beinhaltet, ein Rechtsrahmen geschaffen worden, der den Grundstein zum Aufbau „intelligenter Netze“ (Smart Grid) und „intelligenter Märkte“ (Smart Market) ermöglichen sollte.

Um sicherzustellen, dass grundzuständige Messstellenbetreiber die ihnen auferlegten Pflichten erfüllen können, stellte das MsbG den verpflichtenden Smart-Meter-Rollout unter den Vorbehalt der Feststellung der technischen Möglichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Die Feststellung der technischen Möglichkeit erfolgte nach Abschluss einer Marktanalyse durch Allgemeinverfügung des BSI am 7.2.2020 (sog. Markterklärung).

Die Markterklärung wurde jedoch am 20.5.2022 mit rückwirkender Wirkung vom BSI zurückgenommen. Vorausgegangen war eine Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Münster, dass die Allgemeinverfügung mit der Feststellung der technischen Möglichkeit der Ausrüstung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen „voraussichtlich rechtswidrig“ sei.

VERBINDLICHER ROLLOUT-FAHRPLAN

Eine erste wesentliche Änderung des MsbG stellt der Wegfall der Erfordernis der Marktanalyse und Markterklärung durch das BSI dar. Somit bestimmt künftig nicht mehr das BSI den Verlauf des Smart-Meter-Rollouts. Stattdessen wird ein konkreter Rollout-Fahrplan mit verbindlichen Quoten gesetzlich verankert. Vorrangiges Zieljahr für den Smart-Meter-Rollout ist das Jahr 2030 für alle Verbraucher kleiner 100.000 kWh Jahresverbrauch und alle Erzeuger kleiner 100 kW installierter Leistung bzw. das Jahr 2032 für alle Großverbraucher über 100.000 kWh und alle Großanlagen über 100 kW.

Ab dem Jahr 2025 sollen die Smart-Meter-Gateways sämtliche gesetzlichen Mindestanforderungen für alle Verbraucher kleiner 100.000 kWh Jahresverbrauch und alle Erzeuger kleiner 100 kW installierter Leistung bzw. ab dem Jahr 2028 für alle Großverbraucher über 100.000 kWh und für alle Großanlagen über 100 kW erfüllen. Demnach stellt das Jahr 2025 für fast alle Verbraucher und Erzeuger den vollumfänglichen Start des Smart-Meter-Rollouts dar. Auch wenn Verbraucher bis 6.000 kWh Jahresverbrauch weiterhin erst bis zum Jahr 2032 mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet werden müssen, steht es dem Messstellenbetreiber frei, auch bei diesen Verbrauchern schon vorzeitig ein intelligentes Messsystem einzubauen. Ebenso können Verbraucher unter 6.000 kWh Jahresverbrauch den unmittelbaren Einbau eines intelligenten Messsystems vom Messstellenbetreiber verlangen. Der grundzuständige Messstellenbetreiber muss diesen Wunsch innerhalb von vier Monaten erfüllen.

Die nachstehende Grafik stellt den vorgegebenen Rollout-Fahrplan intelligenter Messsysteme mit den im MsbG vorgeschriebenen Pflicht-Ausbauquoten dar. Bis Ende 2025 sind 20 Prozent der Verbraucher kleiner 100.000 kWh Jahresverbrauch und 20 Prozent der Erzeuger kleiner 100 kW installierter Leistung mit einem intelligenten Messsystem vom grundzuständigen Messstellenbetreiber auszustatten, bis zum Ende des Jahres 2028 50 Prozent und bis Ende 2030 95 Prozent. Für Großverbraucher über 100.000 kWh und Großanlagen über 100 kW muss bis Ende 2028 eine Ausbaquote von 20 Prozent erfüllt sein.

	Pflichtstart		20%		50%		95%				
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Preisobergrenze (brutto)
Verbraucher (mME) < 6.000 kWh Jahresverbrauch, falls kein IMSys verbaut wird (Rollout seit 2017)											20 € AN
Agiler Rollout			Verbraucher > 6.000 kWh/a – 10.000 kWh/a								80 € VNB / 20 € AN
Agiler Rollout			Verbraucher > 10.000 kWh – 20.000 kWh Jahresverbrauch								80 € VNB / 50 € AN
Agiler Rollout			Verbraucher > 20.000 kWh – 50.000 kWh Jahresverbrauch								80 € VNB / 90 € AN
Agiler Rollout			Verbraucher > 50.000 kWh – 100.000 kWh Jahresverbrauch								80 € VNB / 120 € AN
Agiler Rollout			„§14a EnWG steuerbare Verbrauchseinrichtungen“								80 € VNB / 50 € AN
Agiler Rollout			Erzeuger > 7 kWp – 15 kWp								80 € VNB / 20 € AB
Agiler Rollout			Erzeuger > 15 kWp – 25 kWp								80 € VNB / 50 € AB
			Erzeuger > 25 kWp – 100 kWp								80 € VNB / 120 € AB

	Pflichtstart		20%		50%		95%				
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Preisobergrenze (brutto)
Verbraucher > 100.000 kWh/a Jahresverbrauch											80 € VNB / Rest AN
Erzeuger > 100 kW kWp											80 € VNB / Rest AB

mME = moderne Messeinrichtung | VNB = Verteilernetzbetreiber | AN = Anschlussnutzer | AB = Anlagenbetreiber

Abbildung 1: Rollout-Fahrplan intelligenter Messsysteme

AGILER SMART-METER-ROLLOUT

Damit der Smart-Meter-Rollout bereits vor dem Jahr 2025 an Fahrt aufnimmt, lässt das MsbG einen freiwilligen, sogenannten agilen Rollout für intelligente Messsysteme mit reduziertem Funktionsumfang zu. Der agile Rollout kann bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100.000 kWh und bei Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 kW umgesetzt werden.

Mit dieser Option kann der Rollout auch mit intelligenten Messsystemen, bei denen zum Zeitpunkt des Einbaus noch nicht alle gesetzlich vorgeschriebenen Anwendungen freigeschaltet sind, starten. Die zunächst noch nicht verfügbaren, aber gesetzlich vorgeschriebenen Anwendungsfälle, einschließlich komplexer Funktionen wie der Fernsteuerung von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen, können durch ein späteres Anwendungsupdate für das Smart-Meter-Gateway und/oder im Backend-System bis spätestens 2025 nachgeholt werden.

Der im MsbG vorgegebene Rollout-Fahrplan ist durchaus ambitioniert. Wer erst im Jahr 2025 mit dem Rollout startet, muss binnen eines Jahres 20 Prozent der intelligenten Messsysteme verbauen. Dies bedeutet eine enorme Arbeitsbelastung des Personals und bedarf ei-

ner umfassenden Vorbereitung. Wer die Pflichtausbauquoten nicht erfüllt, muss mit Geldstrafen rechnen. Demnach ist davon auszugehen, dass die große Mehrheit der Messstellenbetreiber die Möglichkeit des agilen Rollouts nutzen wird.

NEUE KOSTENVERTEILUNG

Die Novellierung des MsbG sieht eine Neuaufteilung der Preisobergrenze (POG) vor. Zukünftig sollen auch Stromnetzbetreiber umfangreich an den Messentgelten beteiligt werden. Die Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber werden hingegen im Vergleich zu den derzeit gültigen POGs entlastet. Für jedes intelligente Messsystem können dem Verteilernetzbetreiber bis zu 80 Euro brutto vom grundzuständigen Messstellenbetreiber in Rechnung gestellt werden.

Im Gesetzestext wird argumentiert, dass Netzbetreiber in besonderem Maße vom Smart-Meter-Rollout profitieren würden. Im künftigen Energiesystem hänge die Systemstabilität maßgeblich von einer flächendeckenden Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der fluktuierenden Erzeugungs- und Verbrauchsmengen in den Verteilernetzen ab. Verteilernetzbetreiber könnten durch den zunehmenden Einsatz von intelligenten Messsystemen und den daraus gewonnenen Netzzustandsdaten die gestiegenen Anforderungen an Netzbetrieb und Netzplanung effizienter meistern.

Die Veränderung der Kostenverteilung hat unmittelbare Auswirkung auf die Kostenstruktur der Stromverteilnetzbetreiber. Der Stromverteilnetzbetreiber hat fortan „neue“ Kosten für die vom grundzuständigen Messstellenbetreiber zur Verfügung gestellten Netzzustandsdaten zu tragen. Diese Kosten waren kein Bestandteil des Ausgangsniveaus des Basisjahres 2021. Inwieweit die Kosten im nächsten Basisjahr 2026 oder über das Regulierungskonto geltend gemacht werden können, bleibt abzuwarten.

WEITERE NEUERUNGEN IM ÜBERBLICK

Als weitere Neuerung wird die Möglichkeit gestärkt, das Smart-Meter-Gateway als Infrastruktur im Grundsatz am Netzanschlusspunkt einzubauen. Dies ermöglicht die Bündelung mehrerer moderner Messeinrichtungen (Verbraucher, Ladeeinrichtungen etc.) über ein Smart-Meter-Gateway über geeignete Schnittstellen (sogenanntes 1:n-Metering). Dies führt zu einer deutlichen Reduktion der notwendigen Geräteanzahl.

Daneben wird auch die sichere Lieferkette (SiLKe) vereinfacht, deren Vorgaben derzeit den Rollout unnötig erschweren. Durch die nun gesetzlich festgelegte Massentauglichkeit werden die Anforderungen zum 31.12.2023 deutlich reduziert. Der Versand der Smart-Meter-Gateways kann fortan per Kurier-, Express- oder Paketlogistik „auf dem Postweg“ direkt zum Monteur vor Ort erfolgen. Auf diese Weise wird der Rollout einfacher und wirtschaftlicher, gerade auch für bundesweite Geschäftsmodelle.

FAZIT

Auch wenn sich der Gesetzentwurf derzeit im parlamentarischen Verfahren befindet und Änderungen noch möglich sind, ist zu erkennen, dass der Neustart des Smart-Meter-Rollouts eine neue Dynamik erzeugen wird. Die Änderungen des MsbG sind gerade auch in Verbindung mit der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) interessant. Messstellen- und Stromnetzbetreiber sollten sich intensiv mit den Neuerungen auseinandersetzen. Dies führt zu der Frage, welcher Strategieansatz verfolgt werden sollte. Ist es besser, kurzfristig mit dem Smart-Meter-Rollout zu starten oder vorerst weitere technologische Entwicklungen abzuwarten, um erst 2025 zu beginnen? Auch die Wirtschaftlichkeit sollte gerade in Hinblick auf die Kostenverteilung auf den Stromverteilnetzbetreiber in den Blick genommen werden. Zeitgleich sollte in den Bereichen Netzausbau und intelligente Märkte nach Mehrwerten gesucht werden.

Kontakt für weitere Informationen



Fabian Lambrecht
M.A. International Economics
T +49 221 949 909 227
E fabian.lambrecht@roedl.com



Christoph Spier
Diplom-Volkswirt
T +49 221 949 909 218
E christoph.spier@roedl.com



→ Digitalisierung

Was bringt 2023 für den Ausbau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen?

von Victoria von Minnigerode und Hadi Badr

Der Kurs der Bundesregierung in der Energiepolitik steht klar auf Ausbau und Beschleunigung. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Neben der Erreichung der Klimaziele soll Deutschland unabhängiger von fossilen Energieimporten werden.

Erschließung gesichert ist. Zu diesen privilegierten Vorhaben zählten bislang beispielsweise land- und forstwirtschaftliche Betriebe, Gartenbaubetriebe, Vorhaben zur öffentlichen Versorgung mit Elektrizität und Gas oder auch Windenergievorhaben.

Bereits im Rahmen des sogenannten Osterpakets hat die Bundesregierung im vergangenen Jahr begonnen, die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Solarenergie zu verbessern (wir berichteten: Was tut sich bei der Photovoltaik im Rahmen des Klimaschutz-Sofortprogramms?)

Solaranlagen wurden im Außenbereich nur dann privilegiert behandelt, wenn es sich um Solaranlagen in, an oder auf Dach- und Außenwandflächen von zulässigerweise genutzten Gebäuden handelte. Für PV-Freiflächenanlagen bedurfte es damit regelmäßig eines Bebauungsplans.

Am 1.12.2022 hat der Bundestag nun das „Gesetz zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht“ verabschiedet, das im Wesentlichen am 1.1.2023 in Kraft getreten ist.

Mit der ergänzten Neuregelung ist nun auch die Errichtung von Freiflächenanlagen auf Flächen in einem Korridor von 200 Metern entlang von Autobahnen und Schienenwegen privilegiert. Begründet wird dies mit der ohnehin bestehenden optischen und akustischen Vorbelastung dieser Flächen.

Erstmals sieht das Baugesetzbuch (BauGB) nun in § 35 Abs. 1 Nr. 8 b eine Privilegierung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vor. Nicht zuletzt um starke Zersiedelung zu vermeiden, hat der Gesetzgeber in § 35 geregelt, dass dem Außenbereich nur bestimmte Vorhaben zugewiesen werden, die auch in diesem grundsätzlich von Bebauung freizuhaltenen Bereich zulässig sind, soweit ihnen keine öffentliche Belange entgegenstehen und eine ausreichende

Allerdings bleibt es jedenfalls nach aktuellem Stand auch weiterhin bei der in § 9 Bundesfernstraßengesetz (FStrG) geregelten Anbauverbotszone von 40 Metern entlang von Bundesautobahnen. Gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 FStrG dürfen längs der Bundesfernstraßen Hochbauten jeder Art in einer Entfernung bis zu 40 Metern bei Bundesautobahnen und bis zu 20 Metern bei Bundesstraßen außerhalb der zur Erschließung der anliegenden Grundstücke

¹ <https://www.roedl.de/themen/fokus-public-sector/2022/juli-2022/photovoltaik-und-klimaschutz-sofortprogramms>.



bestimmten Teile der Ortsdurchfahrten, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, nicht errichtet werden. Das seit Januar 2021 zu- ständige Fernstraßen-Bundesamt kann in Einzelfällen Ausnahmen vom Anbauverbot zulassen. Aktuell werden derartige Ausnahmen jedenfalls nach unserem Informationsstand aber nicht ohne Weiteres erteilt. Für Vorhabenträger hat dies zur Folge, dass gepachtete Grundstücke entlang von Autobahnen nur in Teilen genutzt werden können – denn die Verpäch- ter werden in aller Regel kein Interesse daran haben, auf die Verpachtung des 40-Meter-Streifens zu verzichten. Dieses Hindernis hat der Gesetz- geber bislang nicht beseitigt.

Dafür hat der Gesetzgeber mit dem neu eingefügten § 249a BauGB unter bestimmten zusätzlichen Voraussetzungen eine Außenbereichs- privilegierung für Vorhaben zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff (Elektrolyseuren) vorgesehen, die in einem räumlich-funk- tionalen Zusammenhang zu Windenergie- und PV-Anlagen errichtet werden sollen. Mit der neuen Regelung des § 249b BauGB sollen darü- ber hinaus Tagebauflächen schnell und unkompliziert für die Nachnut- zung durch Photovoltaik- oder Windenergieanlagen in Anspruch ge- nommen werden können.

Auch bei der Förderung von PV-Freiflächenanlagen hat sich etwas getan. Bislang wurde die Errichtung von Solaranlagen auf Freiflächen nur unter engen Voraussetzungen gefördert. Wenn es sich nicht um Flächen im Gel- tungsbereich eines Bebauungsplans handelte, war eine Förderung in der Regel nur auf Flächen möglich, für die ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt worden war oder die besonderen Flächenkriterien entsprachen (bspw. Ackerflächen, Moorböden, Parkplatzflächen). Der Gesetzge- ber verfolgte damit zunächst lange Zeit das Ziel, gebäudeintegrierten PV- Anlagen gegenüber Freiflächenanlagen den Vorrang einzuräumen, um neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien die negativen Auswirkun- gen auf Natur und Landschaft möglichst gering zu halten.

Um dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien weiteren Schwung zu verleihen, wurde nun durch § 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 EEG eine zusätzliche Möglichkeit zur Förderung von Freiflächenanlagen außerhalb des Geltungsbereichs von Bebauungsplänen geschaffen. Die eingangs beschriebene bauplanungsrechtliche Privilegierung für Freiflächenanla- gen im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 lit. b) BauGB findet sich damit auch bei der Förderfähigkeit der Anlagen wieder.

Die erweiterte Privilegierung von PV-Freiflächenanlagen ist sehr zu be- grüßen und wird hoffentlich dazu beitragen, dass die gewünschten Aus- bauziele besser erreicht werden können. Gleichwohl bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber im nächsten Schritt auch die weiterhin bestehenden Hemmnisse etwa im Bundesfernstraßengesetz abbaut.

WIR UNTERSTÜTZEN BEI DER REALISIERUNG

Wir beraten Stadtwerke, Kommunen, Energieversorger und Industrieun- ternehmen zu allen rechtlichen Fragestellungen ebenso wie zur wirt- schaftlichen Umsetzbarkeit und Finanzierung anspruchsvoller Energie- vorhaben. Kommen Sie bei Fragen gerne auf uns zu.

Kontakt für weitere Informationen



Victoria von Minnigerode
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 3533
E victoria.vonminnigerode@roedl.com

→ Telekommunikation

Eckpunkte der neuen Breitbandförderung

von Niklas Hering und Xinzhi Ye

Die Meldung vom 18.10. des vergangenen Jahres, wo- nach der erste Aufruf der Gigabitrichtlinie „Förderung zur Unterstützung des Gigabitausbaus der Telekommu- nikationsnetze in der Bundesrepublik Deutschland“ rückwirkend zum 17.10. vorzeitig beendet wurde, kam überraschend. Genau drei Monate später, am 17.1.2023, wurden erste Eckpunkte der neuen Breitbandförderung bekannt.

HISTORIE DER DEUTSCHEN BREITBANDFÖRDERKULISSE

Mit der bevorstehenden Veröffentlichung der neuen Gi- gabitrichtlinie wird das inzwischen dritte Bundesförder- programm (Abbildung 1) für den kommunalen Glasfaser- ausbau in Deutschland erwartet. Gefördert wurden bisher Adressen mit einer Datenversorgung von weniger als 30 Mbit/s im Rahmen der Weiße-Flecken-Förderung bzw. 100 Mbit/s in der anschließenden Graue-Flecken-Förde- rung. Aufgrund einer sehr hohen Anzahl von Förderanträ- gen wurde letztere allerdings im Oktober 2022 vorzeitig beendet. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden insgesamt 3,1 Mrd. Euro an Fördermitteln für den Ausbau der Grauen Flecken beantragt.

AUSBLICK NEUE FÖRDERKULISSE

Zu den Inhalten der neuen Förderkulisse ist zum aktuel- len Stand noch wenig bekannt. So wird mitunter ange- nommen, dass die Aufgreifschwelle aufgehoben wird. Ei- nige wenige Details zur neuen Förderrichtlinie wurden nun aus den Beratungen im Bund-Länder-Förderbeirat vorläufig bekannt.

POTENZIALANALYSE UND GIGABITGRUNDBUCH

Demnach soll der Ablauf des bisherigen Markterkun- dungsverfahrens flexibler gestaltet werden. Es wird be- absichtigt, zukünftig die Verbindlichkeit der Markterkun- dung für gewisse Projektgebiete zu lockern. Die Abgabe einer Absichtserklärung für einen privatwirtschaftlichen Ausbau würde dann genügen. Die genauen Anforderun- gen an diese Absichtserklärung sind allerdings noch un- klar. Voraussichtlich sollen hiervon nur Gebiete betroffen sein, die laut der Potenzialanalyse des Bundes ein aus- geprägtes privatwirtschaftliches Ausbaupotenzial aus- weisen. Die hierfür erforderliche Potenzialanalyse soll laut BMDV Ende Januar veröffentlicht werden.

	„WEISSE-FLECKEN“ 2015	„GRAUE FLECKEN“ 2021	„GRAUE FLECKEN“ AB 2023
Laufzeit der Richtlinie	22.10.2015 – 25.04.2021	26.4.2021 – 17.10.2022	im Laufe des Jahres 2023
Fördergebiet	alle Gebäude < 30 Mbit/s	alle Gebäude < 100 Mbit/s	entfällt voraussichtlich
Gesamte Fördersumme in Deutschland	8,3 Mrd. Euro	3,1 Mrd. Euro	3 Mrd. Euro im ersten Aufruf
Fördersumme pro Projekt	bis zu 30 Mio. Euro	bis zu 150 Mio. Euro	noch offen
Förderquote	50 % (bis zu 70 % möglich)	50 % (bis zu 70 % möglich)	noch offen
Förderung von Beratungsleistungen	bis zu 50.000 Euro für Kommunen und Landkreise	bis zu 50.000 Euro für Kommunen und 200.000 Euro für Landkreise	noch offen

Abbildung 1: Überblick über die Bundesförderprogramme

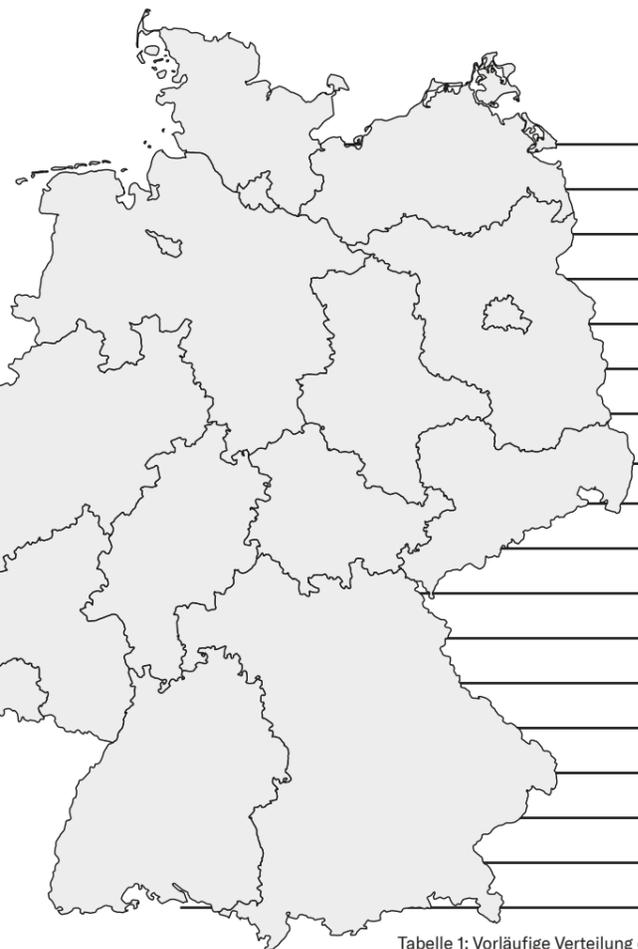
Unterstützt wird die Potenzialanalyse durch das neue Gigabit-Grundbuch, das kurz vor Weihnachten von der Bundesnetzagentur veröffentlicht wurde. Im Ergebnis soll das Grundbuch die Planung und damit einhergehend auch die Realisierung von Glasfaserinfrastrukturen vereinfachen und beschleunigen. Das neue Gigabit-Grundbuch ist keine vollkommen neue Anwendung. Stattdessen bündelt es zentral mehrheitlich bereits bestehende Datenplattformen und Geoinformationssysteme, wie zum Beispiel den Breitbandatlas, die Funklochkarte sowie den Infrastrukturatlas. Letzterer steht, wie auch die zukünftige Planungsplattform, allerdings nur ausgewählten Interessengruppen (öffentliche Hand, ausführende Bauunternehmen, Netzbetreiber) zur Verfügung. Ein entsprechender Zugang muss beantragt werden und ist zudem zeitlich begrenzt. Dasselbe gilt auch für die Analyseplattform, die allerdings nur für Vertreter der öffentlichen Verwaltung bestimmt ist und erst ab dem zweiten Quartal 2023 veröffentlicht wird.

LÄNDERBUDGETS UND PRIORISIERUNG

Insbesondere in den Bereichen der Fördermittelverteilung sowie -beantragung werden deutliche Anpassungen erwartet. Die Einführung des sogenannten Länderbudgets soll eine gezielte und gerechte Verteilung der Förder-

mittel ermöglichen. Das jährliche Fördervolumen von rund 3 Mrd. Euro wird hierbei in Form fester Budgets auf die Länder aufgeteilt. Diese setzen sich zusammen aus einem jährlichen Sockelbetrag in Höhe von 100 Mio. Euro pro Flächenland sowie einem Betrag X, der sich nach dem prozentualen Anteil der förderfähigen Adressen eines Bundeslandes im Verhältnis zu den förderfähigen Adressen Deutschlands richtet. Eine besondere Rolle nehmen die Stadtstaaten ein, die ein gemeinsames Budget von 50 Mio. Euro pro Aufruf erhalten. Eine vorläufige Übersicht über die Verteilung der Fördergelder ist in Tabelle 1 dargestellt.

Für den Fall, dass eines oder mehrere Bundesländer ihr Jahresbudget nicht ausschöpfen, werden die Restbeträge zu einem Gesamtbudget zusammengefasst. Bis dahin nicht berücksichtigte Anträge können aus diesem neuen Gesamtbudget bewilligt werden. Dabei ist es irrelevant, in welchem Bundesland der Antrag gestellt wird. Wie viele Förderaufrufe es in Zukunft geben wird, steht zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht fest. Relativ sicher ist allerdings, dass es in 2023 nur einen Aufruf geben wird, der spätestens am 30.9.2023 endet. Dies soll den Projektträgern ermöglichen, gegebenenfalls nicht ausgeschöpfte Länderbudgets zu einem Gesamtbudget zusammenzufassen und daraus weitere, bis dahin unberücksichtigte Anträge, zu bewilligen.



BUNDESLAND	VORLÄUFIGE FÖRDERSUMME (GERUNDET)
Baden-Württemberg	320 Mio. Euro
Bayern	450 Mio. Euro
Berlin	*
Brandenburg	180 Mio. Euro
Bremen	*
Hamburg	*
Hessen	250 Mio. Euro
Mecklenburg-Vorpommern	120 Mio. Euro
Niedersachsen	220 Mio. Euro
Nordrhein-Westfalen	440 Mio. Euro
Rheinland-Pfalz	210 Mio. Euro
Saarland	130 Mio. Euro
Sachsen	210 Mio. Euro
Sachsen-Anhalt	170 Mio. Euro
Schleswig-Holstein	130 Mio. Euro
Thüringen	180 Mio. Euro
Summe	2.950 Mio. Euro

Tabelle 1: Vorläufige Verteilung der Fördergelder auf die Bundesländer

* Die Stadtstaaten teilen sich ein Fördervolumen von 50 Mio. Euro.

Der Bund hält weiterhin an dem Ziel fest, Fördermittel in Regionen mit besonders erhöhtem Nachholbedarf zu lenken. Die neue Richtlinie soll einen entsprechenden Mechanismus beinhalten, der noch nicht komplett ausgearbeitet ist, jedoch folgende Punkte beinhalten könnte:

- Einführung von zwei „Klassen“ von Projektanträgen. Die Klasseneinstufung soll sich an dem Anteil der weißen Flecken im Ausbaubereich orientieren. Ein exakter Schwellenwert liegt noch nicht vor.
- Projekte, die diese Schwelle überschreiten, können sofort bewilligt werden. Demnach bleibt es beim sog. Windhundverfahren, soweit das Budget nicht überschritten wird.
- Projekte unterhalb des Schwellenwertes können nicht umgehend bewilligt werden. Eine Prüfung ist dennoch möglich. Eine Bewilligung ist erst möglich, wenn alle Projekte im Landesgebiet, die die Schwelle überschritten haben, bewilligt sind und das Landesbudget nicht aufgebraucht ist.
- Sollte das verbleibende Landesbudget nicht ausreichen, um Projekte unterhalb des Schwellenwertes zu bewilligen, ist eine Reihenfolge anhand eines Kriterienkatalogs festzulegen. Dieser wird bundesweit einheitlich gelten. Sollte das restliche Landesbudget dagegen genügen, ist eine Reihung überflüssig und alle bewilligungsfähigen Anträge können bewilligt werden.

FAZIT

Die Hinweise aus dem Bund-Länder-Förderbeirat lassen darauf schließen, dass der Fördergeber einen erneut abrupten Förderstopp vermeiden möchte. Mit den zahlreichen neuen Maßnahmen und Werkzeugen steht allerdings die Befürchtung im Raum, dass die ohnehin bereits anspruchsvollen Fördervorgaben mit der neuen Klasseneinstufung noch komplexer werden. Auch die vorläufige Kommunikation der zur Verfügung stehenden Fördermittel von 3 Mrd. Euro im ersten Förderaufruf wird vermutlich eine Antragsflut auf die begehrten Gelder veranlassen. Die finale Veröffentlichung der Förderrichtlinie steht derzeit noch aus. Zudem wurden wichtige angekündigte Werkzeuge wie die Potenzialanalyse ebenfalls noch nicht veröffentlicht. Vor diesem Hintergrund raten wir unseren Mandanten, sich bereits jetzt auf den neuen Förderaufruf vorzubereiten, um entsprechend zeitnah bei den beiden Projektträgern reagieren zu können.



Kontakt für weitere Informationen



Niklas Hering
M.Sc. Business, Management,
Marketing und verbunden
unterstützende Dienste
T +49 911 9193 1350
E niklas.hering@roedl.com



Xinzhi Ye
M.Sc. Industrial Engineering
T +49 911 9193 1334
E xinzhi.ye@roedl.com



*Kennen Sie schon unser
Infoblatt zum Thema
Graue-Flecken-Förderung?*



Jetzt kostenlos
downloaden unter:

[https://www.roedl.de/de-de/de/wen-wir-beraten/
telekommunikation-breitband/documents/graue-flecken.pdf](https://www.roedl.de/de-de/de/wen-wir-beraten/telekommunikation-breitband/documents/graue-flecken.pdf)

→ Telekommunikation

Informatorische Trennung

Eine interessante Option im Glasfaserausbauprojekt

von Veronika Kreß und Andreas Lange

Der Begriff „Informatorische Trennung“ ist vielen Stadt- und Gemeindegewerken vor dem Hintergrund von Strom- oder Gas-Konzessionsverfahren bekannt. Zur optimalen wirtschaftlichen Aufstellung unter Nutzung aller Wertschöpfungsstufen bewerben sich regelmäßig kommunale Unternehmen auf die entsprechenden Konzessionen der eigenen Kommune. Zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Konzessionsverfahrens ist es notwendig, eine klare Trennung zwischen Vergabe- und Bieterseite zu gewährleisten.

HERAUSFORDERUNG DER INFORMATORISCHEN TRENNUNG BEIM GEFÖRDERTEN GLASFASERAUSBAU

Die flächendeckende Verfügbarkeit von schnellem Internet ist in deutschen Kommunen noch immer über-

schaubar – der Wunsch der Bürger nach „High Speed Internet“ ist hingegen groß. Aus diesem Grund entscheiden sich viele Städte und Gemeinden dazu, selbst in eine flächendeckende Glasfaserversorgung in ihrer Stadt oder Gemeinde zu investieren. Da sowohl die Länder als auch der Bund eine Reihe an Fördermöglichkeiten anbieten, liegt es nahe, das Glasfaserausbauprojekt gefördert zu planen. Bereits die Wahl des Modells (Betreibermodell oder Wirtschaftlichkeitslückenmodell) bedarf der genauen Abstimmung und ist im konkreten Einzelfall anhand der Interessen und Vorstellungen der Beteiligten zu bestimmen. Das Motiv der kommunalen Infrastruktur bedingt aus Sicht der Städte und Gemeinden, das Eigentum der Glasfaserinfrastruktur langfristig in kommunaler Hand zu halten. Dies kann im Wege eines sogenannten Betreibermodells gelingen.

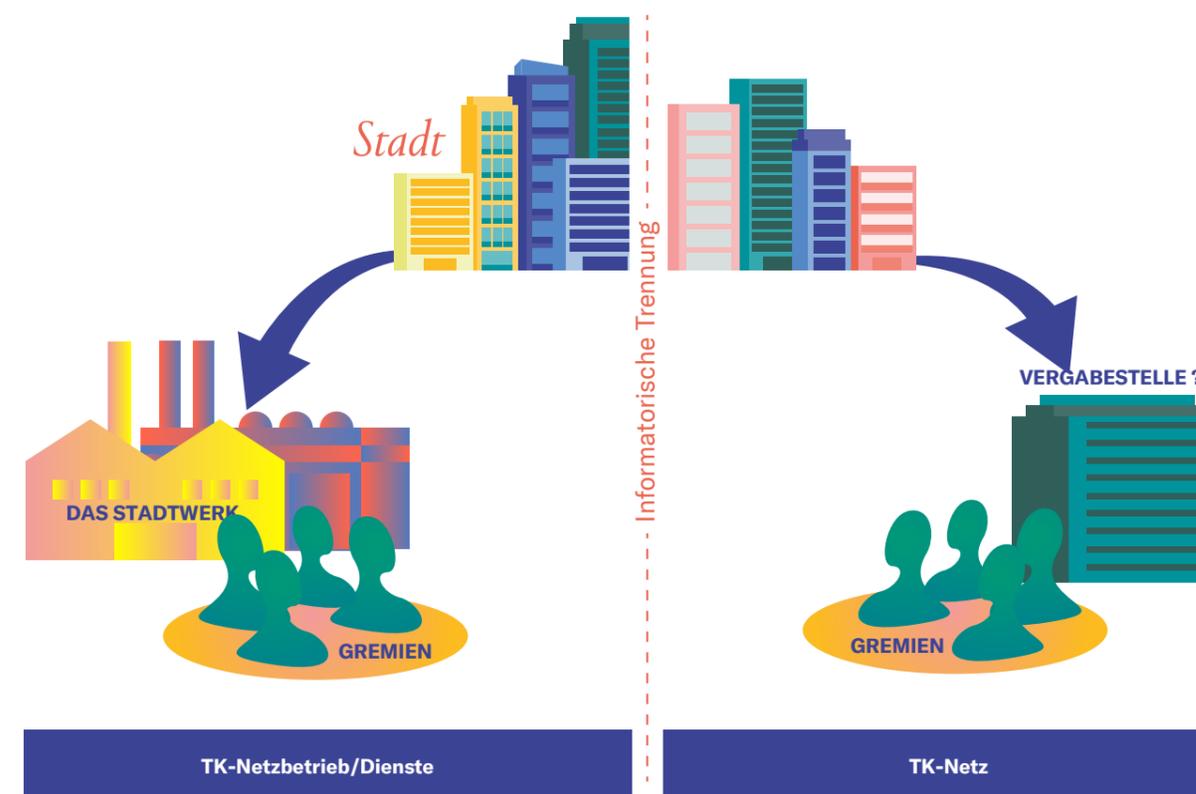
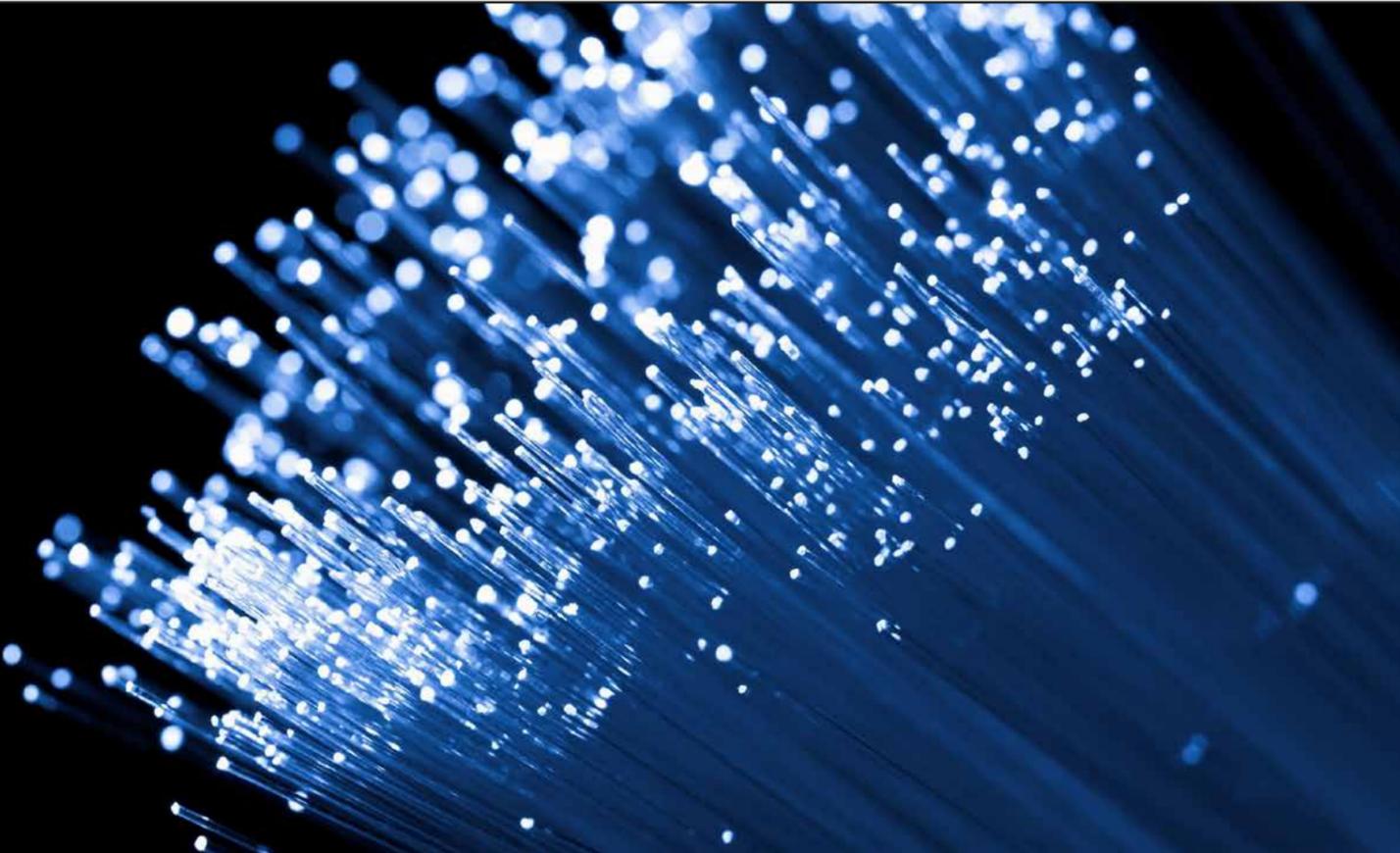


Abbildung 1: Betreibermodell



Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass sich die Städte und Gemeinden selbst (mit eigenen Unternehmen) an den Ausschreibungen innerhalb der im Förderverfahren durchzuführenden Vergabeverfahren bewerben und so neben dem Eigentum an der Glasfaserinfrastruktur weitere wirtschaftliche Möglichkeiten nutzen. Herausforderung ist hierbei im „Vorschriften-dschungel“ zwischen Fördervorgaben, Kommunalrecht, Vergaberecht und Telekommunikationsrecht den Überblick zu behalten und (im Fall der Zusammenarbeit mit einem erfahrenen Telekommunikationsunternehmen als Kooperationspartner) möglichst optimale Vertragswerke zu gestalten, die das geplante Vorhaben bestmöglich regeln. Die erste Aufgabe ist hierbei regelmäßig eine rechtssichere informatorische Trennung der Akteure (Vergabestelle, Bieter).

WANN IST EINE INFORMATORISCHE TRENNUNG BEI GLASFASERAUSBAUPROJEKTEN NOTWENDIG?

Notwendig kann eine informatorische Trennung in den Fällen werden, in denen vergaberechtliche Vorschriften zu beachten sind. Dies trifft insbesondere bei Glasfaserausbauprojekten zu, in denen die Finanzierung (auch) mittels einer Förderung (z. B. Bundesförderung) erfolgen soll und sich eigene Unternehmen der Stadt oder Gemeinde, etwa Stadt- oder Gemeindewerke, an einer Aus-

schreibung der Stadt oder Gemeinde (oder eines kommunalen Unternehmens) im Rahmen der Förderung beteiligen. So ist dies zum Beispiel der Fall, wenn ein kommunales Unternehmen selbst den Netzbetrieb übernehmen soll und so mehr Wertschöpfung in der kommunalen Sphäre verbleibt.

WAS SIND DIE GRUNDLAGEN DER INFORMATORISCHEN TRENNUNG?

Die rechtlichen Grundlagen der informatorischen Trennung finden sich im Vergaberecht, genauer gesagt in § 6 der Vergabeverordnung (kurz: „VgV“). § 6 Abs. 1 VgV sieht ein Mitwirkungsverbot von Organmitgliedern oder Mitarbeitern des öffentlichen Auftraggebers oder eines im Namen des öffentlichen Auftraggebers handelnden Beschaffungsdienstleisters in Vergabeverfahren vor, sofern bei diesen Personen ein Interessenkonflikt besteht.

Die Prüfung dieses Interessenskonflikts ist ein Schwerpunkt der notwendigen juristischen Prüfung. Vergaberechtlich relevante Interessenkonflikte können auf verschiedenen Ebenen bestehen und unterschiedlichste Interessen betreffen. Ob im konkreten Fall ein vergaberechtlich relevanter Interessenkonflikt besteht und welcher Personenkreis hiervon betroffen ist, ermittelt sich auf Grundlage des geplanten Projektmodells und der

bestehenden Organisations- und Beteiligungsstruktur der handelnden Gesellschaften. Die Prüfung ist komplex und hat daher im konkreten Einzelfall zu erfolgen.

UND WIE WIRD DIE INFORMATORISCHE TRENNUNG DURCHFÜHRT?

Ergibt die rechtliche Prüfung, dass eine informatorische Trennung durchgeführt werden muss, betrifft die tatsächliche Durchführung weitreichende Bereiche der betroffenen Stellen. Unsere Beratungspraxis zeigt: Für eine rechtssichere Prüfung der durchzuführenden Maßnahmen muss die Konzernstruktur analysiert, müssen interne Organisationsstrukturen untersucht und die personelle Besetzung durchleuchtet werden. Auch technische Systeme sind einer kritischen Prüfung zu unterziehen.

Sind die „kritischen Stellen“ gefunden, können auf dieser Basis konkrete Maßnahmen zur Herstellung einer informatorischen Trennung erarbeitet werden. Der Umfang der notwendigen Maßnahmen sollte nicht unterschätzt werden; je nach Einzelfall kann sogar eine Umstrukturierung der betroffenen Gesellschaften (auch weiterer Gesellschaften innerhalb der Beteiligungsstruktur) notwendig sein.

FAZIT

Die Prüfung der Notwendigkeit der informatorischen Trennung ist ein wesentlicher Meilenstein für die erfolgreiche Durchführung von Glasfaserausbauprojekten unter Beteiligung eigener kommunaler Unternehmen auf Bieterseite im Rahmen von Förderprogrammen. Anlass ist die Optimierung der kommunalen Wertschöpfung. Wird eine erforderliche informatorische Trennung nicht oder nur unzureichend durchgeführt, kann das zur Rückzahlung von Fördergeldern und hierdurch im „worst case“ zum gänzlichen Projektabbruch führen. Daher ist es notwendig, dass sich Kommunen bereits in frühem Stadium – bestenfalls vor Beginn des Projektes – mit dieser Thematik auseinandersetzen.

Gerne unterstützen wir Sie neben der rechtlichen Begleitung einer informatorischen Trennung in allen rechtlichen Themen rund um Glasfaserausbauprojekte, wie beispielsweise Förderung, Vertragsgestaltung, -verhandlung und -prüfung sowie Kooperationen.

Kontakt für weitere Informationen



Veronika Kreß
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 1362
E veronika.kress@roedl.com



Andreas Lange
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3573
E andreas.lange@roedl.com



→ Erneuerbare Energien

CO₂-Kostenaufteilungsgesetz zwingt Vermietende zum Handeln

von Joachim Held und Chrysanthi Schmidt

Zum 1.1.2023 ist das Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz – CO₂KostAufG, BGBl. I 2022 S. 2154) in Kraft getreten. In Zukunft sollen Mieterinnen und Mieter die Kostenbelastungen aus dem nationalen und europäischen CO₂-Handel für den Einsatz von fossilen Energieträgern nicht mehr alleine tragen. Das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz enthält relevante Regelungen zur Kostenbeteiligung der Vermieterseite und betrifft auch vermietete Gewerbeimmobilien. Vermietende haben dadurch sowohl einen Anreiz, die Kostenlast durch Investitionen in CO₂-arme Heizungstechnik und Energieeinsparmaßnahmen zu verringern als auch die CO₂-Kostenweiterwälzung der Versorger auf den Prüfstand zu stellen. Wir geben Ihnen einen Überblick.

Die EU hat sich verbindlich zum Ziel gesetzt, die Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Eine Maßnahme auf diesem Weg ist der unbürokratische und konsequente Ausbau der Erneuerbaren Energien, eine weitere die Optimierung der Energieeffizienz von Gebäuden. Das zentrale klimapolitische Instrument der EU ist der Emissionshandel, der die CO₂-Emissionen beim Verbrauch fossiler Energieträger mit stetig steigenden Kosten belastet. In Deutschland wurde die europäische Emissionshandelsvorgabe durch das Treibhausgas-Emissions-Handels-Gesetz (TEHG) umgesetzt, das nur CO₂-Emissionen in großen Energieversorgungsanlagen erfasst. Deshalb wurde das TEHG in Deutschland durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ergänzt.

Bislang konnten Vermietende die durch den europäischen und nationalen Emissionshandel anfallenden Kosten vollständig auf die Mieterinnen und Mieter abwälzen. Dabei war die Höhe der konkreten CO₂-Kostenbelastung intransparent, da die Energieversorger in der Regel nur einen erhöhten Energiepreis oder eine als Emissionspreis oder CO₂-Preis bezeichnete Vergütungskomponente für die Kosten aus dem Emissionshandel geltend gemacht haben. Insbesondere im Bereich der KWK-Erzeugung bestehen hier erhebliche Preiskalkulationsspielräume. Die mit dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz den Versorgern auferlegten Informations- und Nachweispflichten bilden deshalb auch ein Einfallstor für die Überprüfung der Angemessenheit von Energiepreisen, insbesondere wenn CO₂-Kosten durch gesonderte Emissions- oder CO₂-Preise abgerechnet werden. Vermietende sollten deshalb ihre mietrechtlichen Sorgfaltspflichten bei Widersprüchen zwischen CO₂-Preisen und nachgewiesenen CO₂-Kosten nach dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz durch entsprechende Preiswidersprüche wahren. Andernfalls steht zu befürchten, dass das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz Mietern Anlass zu Schadensersatzforderungen bietet und die Vermietenden in der Sandwich-Position zwischen Versorger und Mieter auf dem Schaden sitzen bleiben.

Durch das neue CO₂-Kostenaufteilungsgesetz werden die Vermietenden an den entstehenden Mehrkosten beteiligt. Die Kostenbeteiligung der Vermieterseite gilt automatisch für alle Mietverträge über Gebäude, unabhängig davon, ob es sich um Bestandsverträge handelt, oder um Mietverträge, die nach dem 1.1.2023 geschlossen werden. Dabei ist es grundsätzlich gleichgültig, mit welcher Heizungstechnik oder welchem Primärenergieträger die Immobilie versorgt wird, da der Vermieter für alle Systeme und Einsatzstoffe die jeweiligen CO₂-Emissionen und hieraus abzuleitenden Kosten ausweisen muss. Da so auch Fernwärme erfasst wird, ist es grundsätzlich irrelevant, ob die Wärme von gewerblichen Wärmelieferanten oder vom Vermietenden selbst unter Einsatz fossiler Energieträger (z. B. Erdgas oder leichtes Heizöl) erzeugt wird.

HÖHE DER BETEILIGUNG

FÜR WOHNGEBÄUDE

Als Faustformel gilt: Je schlechter die energetische Qualität des (Wohn-)Gebäudes ist, desto höher ist der Anteil des Vermietenden. Das Ziel der Aufteilung nach dem neuen Stufenmodell ist es, mehr Anreize zur energetischen Sanierung auf Vermieterseite zu geben.

Für Wohngebäude und gemischt genutzte Gebäude, die überwiegend Wohnzwecken dienen, ist die Berechnung und Aufteilung der CO₂-Kosten nach einem 10-stufigen Modell in Abhängigkeit des CO₂-Ausstoßes pro Quadratmeter Wohnfläche im Jahr vorgesehen. Die Vermietenden sind verpflichtet, die CO₂-Kosten und den Verteilungsschlüssel im Zuge der jährlichen Heizkostenabrechnung zu ermitteln und deren Berechnung anzugeben. Bei Wohnungen mit einer äußerst schlechten Energiebilanz – mit einem jährlichen Ausstoß von mehr als 52 kg CO₂ pro Quadratmeter – soll die Vermieterseite zukünftig 90 Prozent und die Mieterseite die verbleibenden 10 Prozent der CO₂-Kosten tragen, während bei Wohnungen mit einer optimalen Energiebilanz – mit einem jährlichen Ausstoß von weniger als 12 kg CO₂ pro Quadratmeter – die Mieter und Mieterinnen die CO₂-Kosten allein zu tragen haben.

FÜR NICHTWOHNGBÄUDE

Neben den Wohngebäuden wird auch die Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden durch das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz erfasst. Damit werden Vermietende auch im Bereich der gewerblichen Miete mit den Kosten des Emissionshandels belastet, sodass auch bei Gewerbetobjekten ein Anreiz zur Vermeidung von CO₂-Emissionen durch Investitionen in CO₂-freie Heizungstechnik und Energieeinsparung entsteht. Bei Nichtwohngebäuden gilt aktuell unabhängig vom energetischen Zustand des Gebäudes eine hälftige (50:50) Teilung der CO₂-Kosten gemäß § 8 CO₂-Kostenaufteilungsgesetz. Bis Ende 2025 soll auch hier ein Stufenmodell entwickelt werden. Weiterhin verkompliziert § 106 GEG die Behandlung von Gebäuden, die sowohl Wohnnutzungen als auch Gewerbenutzungen aufweisen, da diese für den jeweiligen Teilbereich gesondert nach den Regeln für Wohn- oder Nichtwohngebäude zu behandeln sind.

RECHTSFOLGEN

Erfolgt die Aufteilung der CO₂-Kosten nicht oder werden die erforderlichen Informationen in der Heizkostenabrechnung nicht ausgewiesen, steht den Mieterinnen und Mietern nach § 7 Absatz 4 CO₂-Kostenaufteilungsgesetz das Recht zu, den gemäß der Heizkostenabrechnung auf sie entfallenden Anteil an den Heizkosten um 3 Prozent zu kürzen. Zwar ist dies vor allem bei energetisch schlechten Gebäuden gegenüber der Kostenlast aus dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz vermutlich die wirtschaftlich weniger nachteilige Folge. Da aber darüber hinaus Unterlassungsklagen von Verbraucher- oder Mieterverbänden und Schadensersatzansprüche von Mietern möglich sind, ist eine gesetzeskonforme Umsetzung der Vorgaben aus dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz dennoch ohne Alternative.

AUSBLICK

Für eine CO₂-Kostenaufteilung müssen die Erdgas- und Fernwärmeversorger ihren Kunden die Informationen über die Höhe der CO₂-Kostenbelastung aus der Teilnahme am nationalen Emissionshandel nach Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) oder am europäischen Emissionshandel nach Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) zur Verfügung stellen.

Die Neuregelung gilt für alle Abrechnungszeiträume, die am oder nach dem 1.1.2023 beginnen. Allen Vermietenden ist daher zu empfehlen, umgehend zu prüfen, ob und in welcher Form Maßnahmen zur Reduzierung des Heizenergieverbrauchs umgesetzt und ob und in welcher Höhe die Mieterinnen und Mieter an den hierdurch entstehenden Kosten beteiligt werden dürfen.

Die richtigen Weichen können bereits frühzeitig beim Abschluss neuer Mietverträge und weiterhin bei der Anpassung von Bestandsverträgen gestellt werden.

Gerne beraten wir Sie zu den vorbeschriebenen Regelungen, zu den Fördermitteln von Investitionen in CO₂-arme Wärmeversorgungssysteme und Energieeinsparung, Streitigkeiten mit Mietern oder Versorgern und zu den Auswirkungen des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes auf Ihre Planungen und Vorhaben. Sprechen Sie uns gerne an.

Kontakt für weitere Informationen



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



Chrysanthi Schmidt
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 1722
E chrysanthi.schmidt@roedl.com



→ Recht

Überschussabschöpfung für Stromerzeuger

Mitteilungspflichten stehen vor der Tür!

von Lukas Kostrach und Siglinde Czok

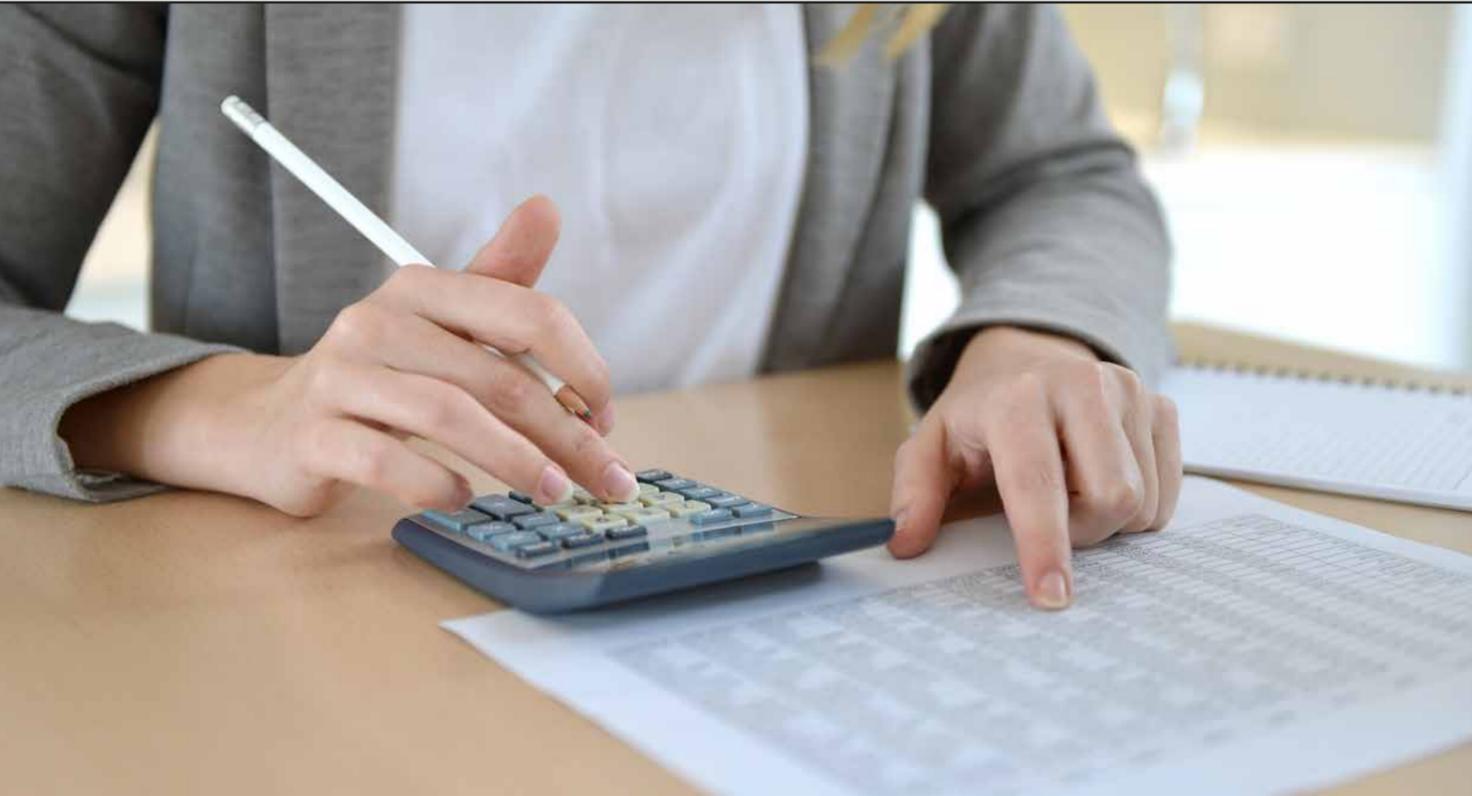
Der Bundestag hat am 15.12.2022 die Strompreis- und die Gaspreisbremse beschlossen. Anhand des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes (EWPPBG) und des Strompreisbremsengesetzes (StromPBG) ergreift der Gesetzgeber Maßnahmen, um private, gemeinnützige und gewerbliche Energieverbraucher und Energieverbraucherinnen vor einem weiteren Anstieg der Energiepreise zu schützen und spürbar zu entlasten. Die Finanzierung der „Weihnachtsgeschenke“ – beide Gesetze sind am 24.12.2022 in Kraft getreten – erfolgt zu einem erheblichen Teil aus der Stromwirtschaft: Überschusserlöse, die Stromerzeuger aufgrund der massiv gestiegenen Strompreise – nach der Logik des Gesetzgebers, unverhofft – erwirtschaftet haben, werden abgeschöpft und im Rahmen eines Wälzungsmechanismus zur Finanzierung der Entlastungsmaßnahmen verwendet. Wir geben Ihnen einen kurzen Überblick zu den betroffenen Stromerzeugern und Stromerzeugerinnen, der Berechnungssystematik und den Pflichten und Fristen, die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen treffen.

WER IST VON DER ÜBERSCHUSSABSCHÖPFUNG BETROFFEN?

Die Abschöpfung gilt für Strommengen, die nach dem 30.11.2022 und vor dem 1.7.2023 im Bundesgebiet erzeugt und direkt vermarktet werden. Das StromPBG räumt dem Gesetzgeber zudem die Möglichkeit zur Verlängerung der Überschussabschöpfung bis höchstens 30.4.2024 ein.

Betroffen von der Überschussabschöpfung sind mit Bezug zum Netz der allgemeinen Versorgung veräußerte Strommengen, die in Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 1 Megawatt erzeugt werden. Dabei sind sowohl Erneuerbare-Energien-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen als auch sonstige Stromerzeugungsanlagen umfasst. Ausgenommen ist insbesondere die Stromerzeugung, wenn sie in einem Kalendermonat ausschließlich oder ganz überwiegend auf Basis von leichtem Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Biomethan, Steinkohle, Gichtgas, Hochofengas, Kokereigas oder Sondergasen erfolgt.





Betreiber und Betreiberinnen der erfassten Stromerzeugungsanlagen müssen **90 Prozent** der im Zeitraum vom **1.12.2022 bis 30.6.2023** erwirtschafteten Überschusserlöse an den Netzbetreiber zahlen.

WIE WIRD DER ÜBERSCHUSSERLÖS ERMITTELT?

Überschusserlöse werden nach dem StromPBG unwiderleglich vermutet, wenn

- die Spotmarkterlöse oder
- bei anlagenbezogener Vermarktung die dadurch erzielten Erlöse oder
- bei Windenergie- oder Solaranlagen die Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes

den anzulegenden Wert (Referenzkosten) zuzüglich eines Sicherheitszuschlags übersteigen. Zuerst wird also der fiktive (Spotmarkt)Erlös der Stromerzeugungsanlage stundengenau errechnet. Beim abzuziehenden anzulegenden Wert und dem Sicherheitszuschlag unterscheidet das StromPBG zwischen der verwendeten Technologie und Vermarktungsform der jeweiligen Stromerzeugungsanlage.

Der so ermittelte Überschusserlös kann um das Ergebnis von Absicherungsgeschäften korrigiert werden. Absicherungsgeschäfte, die nach dem 30.10.2022 geschlossen wurden, finden Berücksichtigung, wenn sie bei der Bundesnetzagentur nachgemeldet wurden.

Der Abschöpfungsmechanismus knüpft grundsätzlich an die Betreiber und Betreiberinnen von Stromerzeugungsanlagen an und führt daneben Besonderheiten für sogenannte verbundene Unternehmen ein. Diese können als Gesamtschuldner für die Erfüllung der Überschussabschöpfung haften. Stromlieferverträge zwischen Anlagenbetreibern und Anlagenbetreiberinnen und verbundenen Unternehmen werden grundsätzlich nicht bei der Ermittlung des Überschusserlöses korrigierend berücksichtigt. Hieraus erwirtschaftete Überschusserlöse werden den Anlagenbetreibern und Anlagenbetreiberinnen zugerechnet.

Der Kreis der verbundenen Unternehmen ist weitläufig: die Gesellschafter der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen und mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen, sowie sämtliche Unternehmen, mit denen die Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen oder deren verbundene Unternehmen einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag im Sinne des Aktiengesetzbuches abgeschlossen haben.

PRAKTISCHE UMSETZUNG DER ÜBERSCHUSSABSCHÖPFUNG - PFLICHTEN UND FRISTEN?

Im Rahmen der praktischen Umsetzung der Überschussabschöpfung werden zuvorderst die Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen verpflichtet - die Abschöpfung der Überschusserlöse erfolgt im Wege der Selbstveranlagung. Das bedeutet, die Ermittlung des Über-

schusserlöses und des Abschöpfungsbetrags sowie die Erstattung der hieran geknüpften Meldungen **fallen in den eigenen Verantwortungsbereich der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen**.

Das StromPBG sieht aktuell drei Abrechnungszeiträume vor, von denen der erste am **1.12.2022 begann und mit Ablauf des 31.3.2023** endet. Danach folgen vierteljährlich Abrechnungszeiträume, vorläufig bis zum 30.6.2023.

An diese Abrechnungszeiträume sind Melde- und Abschöpfungspflichten der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen gekoppelt.

MELDEPFLICHTEN

Die Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen haben die anlagenbezogenen Mitteilungen grundsätzlich gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb einer Frist von vier Monaten nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums zu tätigen. Zusammengefasst handelt es sich um Mitteilungen

- zur spezifischen Anlage,
- der viertelstundengenauen Einspeisung der Anlage,
- zu den ermittelten Überschusserlösen,
- sowie dem Abschöpfungsbetrag und
- Angaben und Nachweise, soweit die Ermittlung des Überschusserlöses unter Berücksichtigung eines anlagenbezogenen Vermarktungsvertrags bzw. Absicherungsgeschäfts erfolgt.

ABSCHÖPFUNGSPFLICHTEN

Die Zahlung des - selbstständig ermittelten - Abschöpfungsbetrags muss wiederum bis zum 15. Kalendertag des fünften Monats erfolgen, der auf den jeweiligen Abrechnungszeitraum folgt.

Bei der Ermittlung des Abschöpfungsbetrags kommt es nicht zuletzt auf die individuellen Umstände der jeweiligen Erzeugungsanlage der vorliegenden Erzeugungstechnologie und Vermarktungsart, sowie der Unternehmenskonstellation der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen an. Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen sind selbstständig für die korrekte Ermittlung der Überschusserlöse und ordnungsgemäße Erfüllung der Abschöpfung verantwortlich und haftbar.

Unser interdisziplinäres Team aus Expertinnen und Experten unterstützt Sie hierbei - sprechen Sie uns an!

Kontakt für weitere Informationen



Lukas Kostrach
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3572
E lukas.kostrach@roedl.com



Siglinde Czok
Rechtsanwältin
T +49 89 928 780 468
E siglinde.czok@roedl.com



Ihre einfache Cloud-Lösung für das rechtliche und kaufmännische Management dezentraler Energieerzeugung

- Einfache Standortverwaltung
- Maßgeschneidertes Energierechtsmonitoring
- Automatisierung energierechtlicher Meldepflichten



Weitere Informationen finden Sie unter:

<https://angebote.roedl.com/smarendo/>



→ Wirtschaftsprüfung

Prüfungspflichten im Zusammenhang mit den aus der Energiekrise entstandenen Entlastungsgesetzen

von Jean Winkelmann

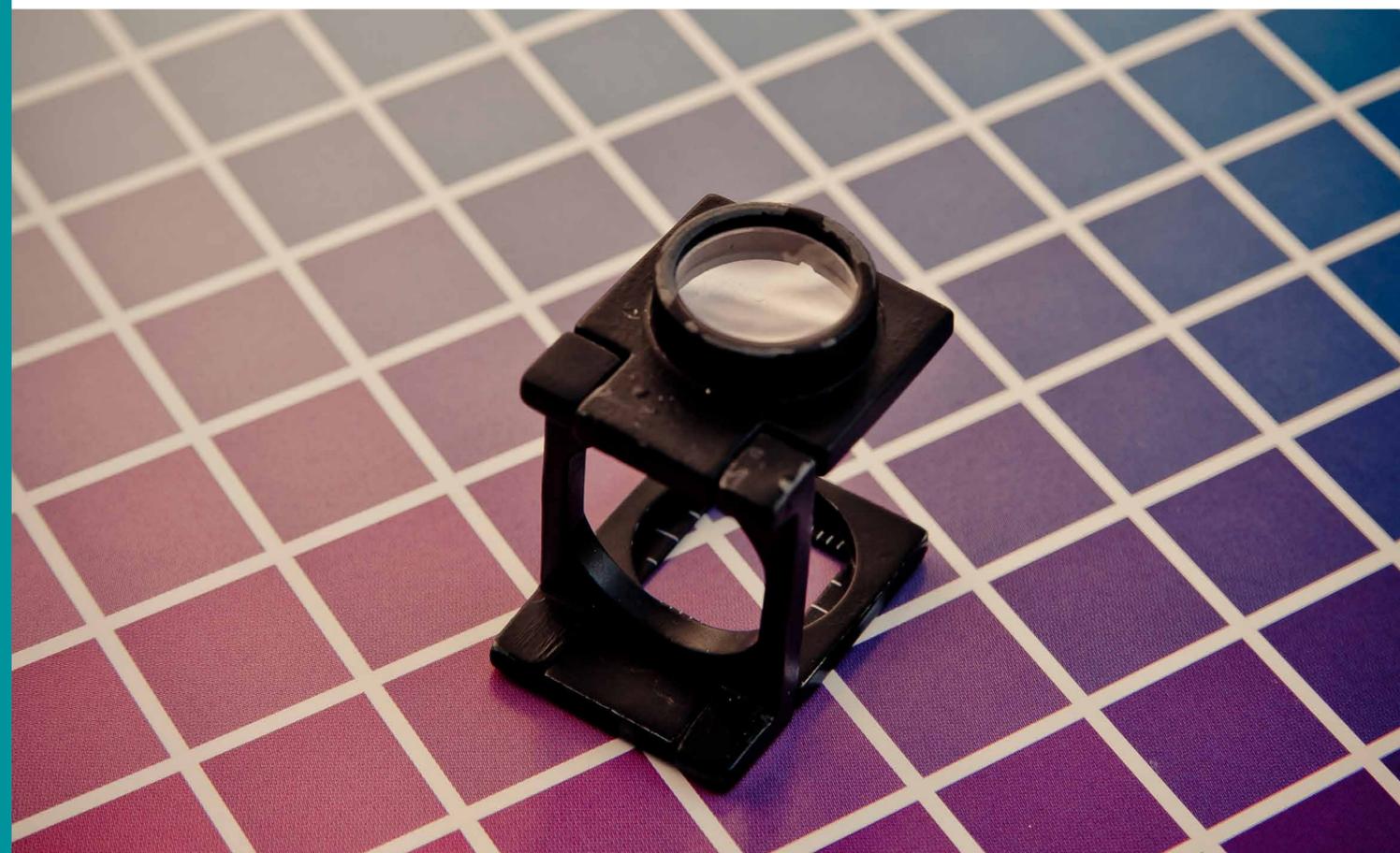
Die Energiekrise ist insbesondere auch eine Preiskrise an den Energiemärkten. Während Kunden und Letztverbraucher unter hohen Preisen leiden, gibt es auf der anderen Seite auch Krisengewinner, die hohe Gewinne aus der Vermarktung ihres Stroms erzielen können. Die Bundesregierung hat deshalb Gesetze auf den Weg gebracht, um die Verwerfungen abzumildern. Damit verbunden sind auch einige Prüfaufträge, die von Wirtschaftsprüfern in diesem Zusammenhang durchzuführen sind.

Die Gesetze zur Abmilderung der Energiekrise sind schnell im Jahr 2022 verabschiedet worden und sind mit heißer Nadel gestrickt. Daraus ergeben sich für die Beteiligten, Letztverbraucher bzw. Kunden, die Prüfbehörden und Beauftragten, Übertragungsnetzbetreiber, aber eben auch Stadtwerke als Versorger, Netzbetreiber und Erzeuger große Herausforderungen. Nicht zuletzt die zu bewegendenden Geldmengen sowie die in diesem Zusammenhang zu machenden Angaben sind dabei von be-

sonderer Bedeutung und bedürfen in vielen Fällen der Prüfung durch einen Wirtschaftsprüfer. Nachfolgend sind die für die Stadtwerke wichtigsten Prüfungsleistungen von Wirtschaftsprüfern in diesem Zusammenhang kurz dargestellt. Wir stehen Ihnen gerne mit der Durchführung der Prüfung zur Seite.

PRÜFUNGEN NACH DEM ERDGAS-WÄRME-SOFORT-HILFEGESETZ (EWSG)

Der Erdgaslieferant hat einen Vermerk eines Wirtschaftsprüfers über die Prüfung der Endabrechnung, die die erhaltene Vorauszahlung, den Erstattungsanspruch nach § 6 EWSG und die Differenz dieser Werte ausweist, vorzulegen, falls dieser eine Vorauszahlung auf den Entlastungsbetrag an seine Kunden erhalten hat. Falls keine Vorauszahlung beantragt wurde, ist durch den Erdgaslieferanten ein Vermerk eines Wirtschaftsprüfers über die Prüfung der Angaben im Erstattungsantrag vorzulegen.



Ebenso ist vom Wärmeversorger ein Vermerk eines Wirtschaftsprüfers über die Prüfung der Erfüllung der Verpflichtungen nach § 4 EWSG und der Richtigkeit der in dem Antrag nach § 9 EWSG enthaltenen Angaben vorzulegen.

Die jeweiligen Vermerke nach dem EWSG sind dem Beauftragten ab sofort bzw. bis spätestens zum 31.5.2024 vorzulegen.

PRÜFUNGEN NACH DEM ERDGAS-WÄRME-PREIS-BREMSENGESETZ (EWPBG)

VERMERKE, DIE DEM LIEFERANTEN VORZULEGEN SIND

Letztverbraucher, bzw. Kunden, die Unternehmen sind und deren Entlastungsbetrag an sämtlichen Entnahmestellen 150.000 Euro in einem Monat übersteigt und deren Betroffenheit nicht von der Prüfbehörde nach § 19 EWPBG festgestellt wurde, haben dem Erdgaslieferanten unverzüglich nach dem 31.12.2023, jedoch spätestens bis 31.5.2024 einen Vermerk eines Wirtschaftsprüfers vorzulegen. Die Prüfung umfasst dabei

- die krisenbedingten Energiemehrkosten nach Anlage 1 des EWPBG,
- eine Erklärung des Letztverbrauchers bzw. Kunden, dass
 - die Entlastungssumme die Höchstgrenze von 4 Mio. Euro und
 - die Entlastungssumme die Höchstgrenze von höchstens 50 Prozent der krisenbedingten Energiemehrkosten nicht überschritten hat sowie
- für jedes Energielieferverhältnis die auszugleichenden Fehlbeträge, mit denen eine Einhaltung der vorgenannten Höchstgrenzen sichergestellt wird.

VERMERKE, DIE VOM LIEFERANTEN VORZULEGEN SIND

Lieferanten haben dem Beauftragten bis zum 31.5.2025 den Vermerk eines Wirtschaftsprüfers vorzulegen. Die Prüfung umfasst dabei die Endabrechnung des Lieferanten. Diese beinhaltet die vom Lieferanten erhaltenen Vorauszahlungen auf die Entlastungen der Kunden und Letztverbraucher, die Höhe des Erstattungsanspruchs sowie ggf. die Differenz dieser Werte.

Hat der Lieferant keine Vorauszahlungen erhalten, kann dieser bis zum 31.5.2025 entsprechende Anträge auf Erstattung der an Kunden und Letztverbraucher gezahlten Entlastungen sowie auf Auszahlung stellen. Dem Prüf-antrag auf die Erstattung ist ein Vermerk eines Wirtschaftsprüfers beizufügen. Die Prüfung umfasst unter anderem die Höhe des Erstattungsanspruchs, die Kontoverbindung des Lieferanten, die Gesamtzahl der Kunden und Letztverbraucher sowie die Jahresliefermenge.

PRÜFUNGEN NACH DEM STROMPREISBREMSEGESETZ (STROMPBG)

VERMERKE, DIE DEM ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGS-UNTERNEHMEN VORZULEGEN SIND

Letztverbraucher, die Unternehmen sind und deren Entlastungsbetrag an sämtlichen Netzentnahmestellen 150.000 Euro in einem Monat übersteigt und deren besondere Betroffenheit nicht von der Prüfbehörde nach § 11 StromPBG festgestellt wurde, haben dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich nach dem 31.12.2023, jedoch spätestens bis 31.5.2024 einen Vermerk eines Wirtschaftsprüfers vorzulegen. Die Prüfung umfasst dabei

- die krisenbedingten Energiemehrkosten nach Anlage 1 des StromPBG,
- eine Erklärung des Letztverbrauchers, dass
 - die Entlastungssumme die Höchstgrenze von 4 Mio. Euro und
 - die Entlastungssumme die Höchstgrenze von höchstens 50 Prozent der krisenbedingten Energiemehrkosten nicht überschritten hat sowie
- für jedes Energielieferverhältnis die auszugleichenden Fehlbeträge, mit denen eine Einhaltung der vorgenannten Höchstgrenzen sichergestellt wird.

VERMERKE, DIE DAS ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGS-UNTERNEHMEN VORZULEGEN HAT

Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber einen Vermerk über die Prüfung der zusammengefassten Endabrechnung über die gewährten Entlastungsbeträge verbunden mit einer etwaigen Rückforderungen vorzulegen. Die Prüfung umfasst dabei die gewährten Entlastungsbeiträge, die Einhaltung des Entlastungskontingents nach § 6 StromPBG sowie ggf. die Rückforderung von Entlastungsbeträgen. Die Vorlage hat unverzüglich nach der Erstellung der Endabrechnung, spätestens bis zum 31.5. des die Endabrechnung betreffenden Kalenderjahres folgenden Jahres zu erfolgen. Erstmalig folglich zum 31.5.2024.

VERMERKE, DIE DER VERTEILNETZBETREIBER VORZULEGEN HAT

Der Verteilnetzbetreiber hat der Bundesnetzagentur einen Vermerk über die Prüfung seiner Endabrechnung vorzulegen. Die Vorlage hat bis zum 31. Mai des die Endabrechnung betreffenden Kalenderjahres folgenden Jahres zu erfolgen. Erstmalig folglich zum 31.5.2024. Die Prüfung umfasst dabei die Angaben zu

- den einzelnen Stromerzeugungsanlagen, die an das Netz des Verteilnetzbetreibers angeschlossen sind, unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie eine Zusammenfassung der Angaben zu den Stromerzeugungsanlagen,
- den einzelnen Entnahmestellen im Netz des Verteilnetzbetreibers unter Angabe der für diese Entnahmestelle geltenden Identifikationsnummer sowie eine Zusammenfassung der Angaben zu den Entnahmestellen und
- den vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszugleichenden Mehrkosten für Überschusserlösabschöpfung.

VERMERK, DER VOM BETREIBER EINER STROMERZEUGUNGS-ANLAGE VORZULEGEN IST

Wird eine Stromerzeugungsanlage betrieben, die unter die Abschöpfung von Überschusserlösen fällt, hat der Betreiber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber anlagenbezogen den Vermerk eines Wirtschaftsprüfers vorzulegen. Die Prüfung umfasst dabei die Angaben des Betreibers zur Einhaltung der Vorgaben zu Absicherungsgeschäften, die vor dem 1.11.2022 abgeschlossen wurden. Die einzuhaltenden Vorgaben sind in Anlage 4 des StromPBG definiert. Die Vorlage muss spätestens vier Monate nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums erfolgen. Der erste Abrechnungszeitraum endet am 31.3.2023. Danach ist das Ende des Abrechnungszeitraums das Quartalsende. Der erste Vermerk ist somit bis 31.7.2023 dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber vorzulegen.

Kontakt für weitere Informationen



Jean Winkelmann
Steuerberater, Wirtschaftsprüfer
T +49 911 9193 3565
E jean.winkelmann@roedl.com

→ Wärme

Wasserstoff im Wärmebereich – Teil 1

Kernaussagen der Bottom Up Studie von Fraunhofer aus Dezember 2022

von Katja Rösch

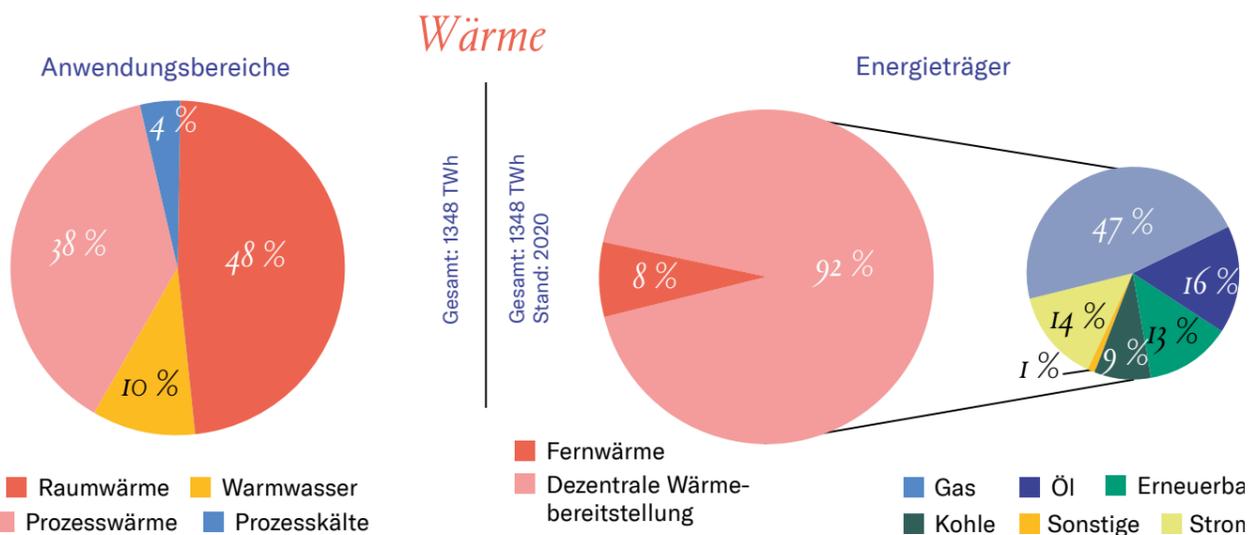
Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu werden. Es wird erwartet, dass die zukünftigen Energiesysteme in hohem Maße auf Wasserstoff basieren werden. Die Bedeutung von Wasserstoff im künftigen Energiesystem von Deutschland wird in der Energie- und Fachbranche kontrovers diskutiert und in zahlreichen Studien untersucht. Die Bundesregierung hat durch Maßnahmen wie beispielsweise der Gründung des Nationalen Wasserstoffrats, der Wasserstoffdiplomatie und ersten Förderprogrammen wie dem „H2Global“ das Thema auf die Agenda gesetzt. In welchen Sektoren das bisher noch rare Gut „grüner Wasserstoff“ eingesetzt werden soll und wie der grüne Wasserstoffbedarf gedeckt wird, darüber scheiden sich die Geister.

Der Wärmebereich hat zum heutigen Stand im Vergleich zum Sektor Verkehr und Industrie einen deutlich höheren Gesamtenergieverbrauch von insgesamt ca.

1.348 TWh. Davon entfallen ca. 780 TWh auf Raumheizung und Warmwasser.

Die Metastudie vom Fraunhofer Institut aus dem Jahr 2021 hat die Bedarfsprognosen von 12 Studien gegenüber gestellt, die teils deutliche Spannbreiten in ihren Berechnungen der jeweiligen Szenarien aufzeigen³. Im Gebäudebereich und folglich der Wärmeversorgung wird von einem Großteil der Studien ein geringerer Wasserstoffbedarf prognostiziert.

Die Frage ist demnach, welche Rolle Wasserstoff im Wärmesektor spielt und ob Erdgas oder Heizöl perspektivisch durch Wasserstoff vollständig ersetzt werden können. Die Bottom-Up Studie⁴ zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors stellt anhand einer Hochrechnung von Einzelstandorten auf Gesamtdeutschland erste Erkenntnisse speziell für den Wärmesektor vor.



Quelle: Eigene Abbildungen, Daten AGEB (2021)¹ & BDEW (2021)²

¹AG Energiebilanzen (2021): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“.

²BDEW (2021): „Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht“.

³Fraunhofer Institut (2021): „Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Link: Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien – Fraunhofer ISE.“

⁴Fraunhofer Institut (2022): „Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“.

HAUPTAUSSAGEN DER BOTTOM-UP STUDIE

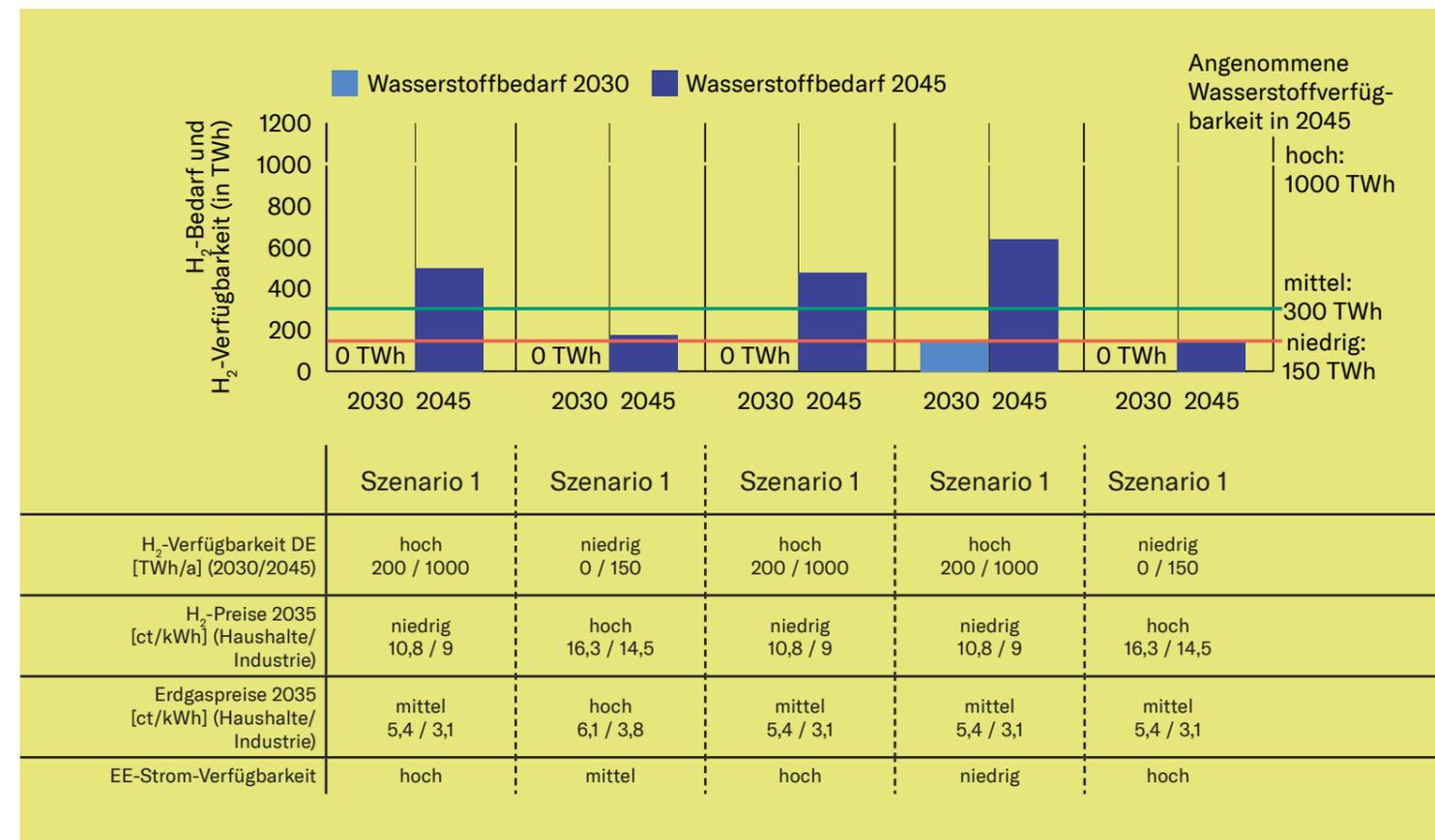
Diese Studie wurde von der Fraunhofer-Gesellschaft (ISE und IEE) im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats durchgeführt. Das Ziel ist es, die Dekarbonisierungsstrategien des Wärmesektors am Beispiel von vier unterschiedlichen repräsentativen Standorten (urban/ländlich sowie industriell/nicht industriell) zu untersuchen. Anders als bei Top-down-Studien werden die Aussagen nicht aus Systemsicht hergeleitet, sondern es werden in diesem Fall konkrete Versorgungssituationen im Detail beleuchtet und anschließend Erkenntnisse für den Gesamtmarkt abgeleitet. Hierbei wird insbesondere die Rolle des Wasserstoffeinsatzes untersucht.

Für die Analyse wurden fünf zukünftige Markt- und Wärmeversorgungszenarien entwickelt. Wichtige Einflussfaktoren waren dabei zum Beispiel die Wasserstoffverfügbarkeit in Deutschland, der Wasserstoffpreis für Endkunden (Haushalte/Industrie) sowie Strompreise und Erdgaspreise für Endkunden (Haushalte/Industrie).

Für die verschiedenen Szenarien wurden die Vorschläge des Nationalen Wasserstoffrats angesetzt, der für die Betrachtung die Wasserstoffverfügbarkeit im Jahr 2030 zwischen 0 und 200 TWh und im Jahr 2045 zwischen 150 und 1.000 TWh nennt.

Die Studie untersucht dann je Szenario, Standort und dessen Standortfaktoren, welche Rolle Wasserstoff in der jeweiligen Versorgungssituation spielen kann. Die Schlüsselfaktoren sind zum Beispiel die Einwohnerdichte, Gebäudestruktur und Potenziale an anderen Wärmequellen (z. B. Umweltwärme/Solarthermie). Ein weiterer wichtiger Faktor ist das Potenzial für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen, um einen Teil des für die Wasserstoffproduktion benötigten Stroms lokal zu erzeugen. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Dimensionen Sanierungsrate/-tiefe, H₂-Backbone-Verfügbarkeit, H₂-Preise, H₂-Verfügbarkeit in Deutschland, Strompreise und Erdgaspreise 2023, Verfügbarkeit EE-Strom, Wärmepumpenaustauschraten und Gaskesselaustauschraten.

Die folgende Grafik zeigt einen Vergleich zwischen dem hochgerechneten Wasserstoffbedarf für die Wärmeversorgung und der angenommenen Wasserstoffverfügbarkeit in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045. Ausschließlich in Szenario 3A wird ein Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 angenommen. In den anderen Szenarien ist ein relevanter Wasserstoffbedarf nur im Jahr 2045 erkennbar. In den Szenarien 1, 3 und 3A ist der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 nur zu decken, wenn eine hohe Wasserstoffverfügbarkeit angenommen wird. Die berechnete



Quelle: Eigene Abbildung, Daten [14] Fraunhofer (2022), S. 135



Differenz zwischen Szenario 3A und 3B ist im Hinblick auf den Wasserstoffbedarf in 2045 gravierend.

Über fast alle Szenarien hinweg wird der Ausbau von (de-)zentralen Wärmepumpen bis 2030 in allen Versorgungsgebieten als wichtigste Dekarbonisierungstechnik identifiziert. Dementsprechend müssten auch das Stromnetz und die Stromerzeugung massiv ausgebaut werden. Der Wasserstoffbedarf liegt in vier von fünf betrachteten Szenarien im Jahr 2030 bei 0 TWh. Insbesondere in den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit von Wasserstoff zu hohen Preisen spielt eine wasserstoffbasierte Wärmeversorgung auch im Jahr 2045 eine geringe Rolle. In dicht besiedelten Regionen mit geringem Prozesswärmebedarf sollen mehr Kunden an Fernwärmenetze angeschlossen werden. Wärmepumpen sollen dort eingesetzt werden, wo Fernwärme nicht infrage kommt. Wenn kein großer Bedarf an Prozesswärme besteht, ist die direkte Elektrifizierung die wichtigste Option. Großwärmepumpen, wasserstoffbasierte Fernwärmesysteme und KWK-Anlagen könnten dann eingesetzt werden, wenn ein erheblicher Bedarf an Prozesswärme im industriellen Bereich besteht.

Die Analyse kommt zu dem Schluss, dass lokale Wärmequellen und die Wasserstoffpreisentwicklung einen erheblichen Einfluss auf die Wasserstoffnutzung im Wärmesektor haben werden. Wasserstoff kommt hier neben fester Biomasse, Direktelektrifizierung und Biogas zum Einsatz, wenn der Bedarf an Prozesswärme deutlich größer als der Bedarf an Raumwärme ist. Die wirtschaftliche Attraktivität dieses Brennstoffs als Lösung für die dezentrale Wärmeversorgung ist nur dann hoch, wenn der Wasserstoffpreis auf dem Markt für die Endverbraucher verhältnismäßig günstig ist. Wasserstoff sollte dann höchstens halb so viel wie Strom kosten. Bei Nah- und Fernwärmenetzen kommt laut den Studienergebnissen Wasserstoff nur dann infrage, wenn andere Alternativen nur eingeschränkt zur Verfügung stehen. In diesem Fall wäre Wasserstoff auch bei höheren Preisen bis zu 40 Prozent in Nah- und Fernwärmenetzen einsetzbar.

Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass der erhöhte Einsatz von Wärmepumpen für den Wärmesektor mittelfristig sinnvoller ist als der Einsatz von Wasserstoff. Die Analyse berücksichtigt auch die Vorhersage, dass der Markthochlauf für Wasserstoff erst ab 2045 erfolgen wird. Die Begründung liegt darin, dass der Wasserstoffpreis voraussichtlich erst nach dem Jahr 2045 niedriger als der Strompreis sein wird. Als Folge könnten die ersten Wärmepumpen, die ausgetauscht werden müssen, mit einem H₂-Kessel ersetzt werden.

Die Wissenschaftler sehen in der erweiterten Wasserstoffnutzung eine Möglichkeit, die Strominfrastruktur langfristig in ähnlicher Weise zu entlasten. Dazu muss Wasserstoff jedoch so schnell wie möglich in großen Mengen und zu einem günstigen Preis zur Verfügung stehen. Die Gasnetze müssen für die Umstellung vorbereitet sein. Weiterhin muss das Stromnetz massiv ausgebaut werden, um den höheren Strombedarf, der sich z. B. auch aus dem Einsatz von Wärmepumpen ergibt, zu decken. Damit ist der Einsatz von Wasserstoff, dessen Verfügbarkeit und Nachfrage, von vielen Faktoren abhängig, die alle in einem komplexen Zusammenhang stehen.

FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG FÜR ENERGIEVERSORGER

Die abschließende Frage ist, welche Erkenntnisse die neue Bottom-Up Studie mit sich bringt. Sie eröffnet mit der hier dargelegten Szenariotechnik einen möglichen plausiblen Ergebnisraum für Wasserstoff in der Wärme. Unter den gegebenen Annahmen, die bereits von den Autoren der Studie aufgrund der während der Erstellungsphase sich entwickelten Energiekrise selbst kritisch hinterfragt wurden, ergibt sich ein mögliches Potenzial von 0 bis ca. 170 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 und ca. 170 bis 620 TWh in 2050 in der Wärme. Dabei wird keine Diskussion über das „Wie“ der Bereitstellung des Wasserstoffs geführt. Weiterhin wird nicht diskutiert, wie die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien mit anderen wissen-

schaftlichen Ergebnissen korrespondieren oder davon abweichen. Es wird nicht verglichen, in welchen Bereichen Wasserstoff bei einer geringeren Verfügbarkeit volkswirtschaftlich sinnvoll ist und wie die Nachfrage der Bereiche Verkehr, Stromerzeugung und Industrie die Ergebnisse beeinflussen kann. Die Bedarfsmengen werden nicht ins Verhältnis zu anderen Technologien wie zum Beispiel Tiefengeothermie oder Abwärme gesetzt. Die Notwendigkeit Wasserstoff im wesentlichen Umfang zu importieren, wird nicht diskutiert. Anders gesagt: In Bezug auf den Einsatz, die Verfügbarkeit und den Markthochlauf von Wasserstoff gibt es weiterhin zahlreiche offene Fragen.

Die wohl wichtigste, aber nicht neue Erkenntnis der Studie ist, dass für den Wärmemarkt keine One-Fits-All-Lösung existiert und dass vor dem Hintergrund der aktuellen Energie- und Importabhängigkeitskrise im Wärmebereich die Lösung bevorzugt werden sollte, die die lokale Wertschöpfung in den Vordergrund stellt und keine neuen verdeckten Emissionen – z. B. durch den Transport der eingesetzten Brennstoffe – erzeugt. Auch in Hinblick auf die Erreichung der ambitionierten Ausbauziele für Erneuerbare Energien in Deutschland bis 2030 zeigt sich, dass Deutschland bei Weitem nicht die Wasserstoffmengen selbst produzieren könnte, die der Bottom-Up Studie im hohen Verfügbarkeits-szenario zugrunde liegen.

Stadtwerke und Energieversorger können aus den bisherigen Ergebnissen dennoch Rückschlüsse für ihre Geschäftsentwicklung im Bereich der Erdgas- und Wärmeversorgung ziehen. Der Großteil der Studien deutet darauf hin, dass im Jahr 2030 noch keine nennenswerten Wasserstoffpotenziale für die Wärmeversorgung zur Verfügung stehen. Mittelfristig sollten also keine allzu großen Hoffnungen in das Dekarbonisierungspotenzial von Wasserstoff in der Wärme gesetzt werden. Der erhöhte Einsatz von Wärmepumpen scheint mittelfristig für den Wärmesektor sinnvoller als der Einsatz von Wasserstoff.

In der langfristigen Sicht bis 2045 können sich abhängig von dem komplexen Zusammenspiel aus Importen und Eigenerzeugung von Wasserstoff, Entwicklung der Stromerzeugung sowie der Strom- und Gasnetze und den daraus resultierenden Brennstoff- und Energiepreisen unterschiedliche Bedarfs- und Verfügbarkeitspfade von Wasserstoff ergeben. Alle Studienergebnisse rücken die individuelle Lösungsfindung im Wärmebereich in den Fokus. Geeignete Instrumente sind dafür die kommunale Wärmeplanung, die Erarbeitung von spartenübergreifenden Klimaschutzkonzepten, die Diversifizierung von Geschäftsbereichen und nicht zuletzt auch das Förderprogramm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“. Dabei sollten alle möglichen Wärme- und Sektorenkopplungstechnologien untersucht werden und dabei auch die Potenziale der Elektrifizierung quantifiziert und die Investitionen in die Infrastruktur langfristig bewertet werden. Denkverbote sollten dabei nicht existieren. Es lohnt sich ein Blick auf die lokale Wertschöpfung und die industriellen Partner und Potenziale, um ggf. erste Erfahrungen mit dem bislang raren und umstrittenen Produkt „Wasserstoff“ zu sammeln.

Die individuelle Situation vor Ort sollte dabei ganzheitlich analysiert werden. Dazu gehört eine Bestandsaufnahme der Ist-Situation, eine Unternehmens- und Umfeldanalyse sowie nach Möglichkeit die Erarbeitung eines individuellen Stärken- und Schwächen-Profiles. Dabei sollten auch Themen wie demografischer und struktureller Wandel sowie Finanzierungsmöglichkeiten und Fördermittelanalysen abgedeckt werden.

Kontakt für weitere Informationen



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

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Aktuelle Entwicklungen zur Regulierung von Strom- und Gasnetzen im 1. Quartal 2023
TERMIN / ORT	8.3.2023 / online
THEMA	Konzessionsstrategie
TERMIN / ORT	9.3.2023 / online
THEMA	NWWW Netzwerk Wärmewende
TERMIN / ORT	13.3.2023 / online
THEMA	Energieaudit
TERMIN / ORT	16.3.2023 / online
THEMA	Batteriespeicher: Netzdienliche und vertriebliche Geschäftsmodelle für Stadtwerke
TERMIN / ORT	22.3.2023 / online
THEMA	Preissteigerungen
TERMIN / ORT	30.3.2023 / online
THEMA	ESG für Energieversorger
TERMIN / ORT	19.4.2023 / online
THEMA	Konzessionsstrategie
TERMIN / ORT	20.4.2023 / online
THEMA	PPA
TERMIN / ORT	27.4.2023 / online
THEMA	Brennpunkt: Glasfaserförderung
TERMIN / ORT	3.5.2023 / online
THEMA	Klimaschutz und Strategiekonzept
TERMIN / ORT	4.5.2023 / online
THEMA	Klimaschutz 2023 – Status Quo
TERMIN / ORT	25.5.2023 / online
THEMA	13. Branchentreffen
TERMIN / ORT	9.11.2023 / Nürnberg

*Kontakt für weitere
Informationen*



Erik Weiß
M.Sc. Marketing/Marketing-
Management
T +49 911 9193 1676
E erik.weiss@roedl.com

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

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