

Nationale Energiepolitik erfordert eine dezentrale Umsetzung

Interview mit Herrn Prof. Dr. Christian Theobald, Rechtsanwalt, Honorarprofessor an der Deutschen Universität für Verwaltungswissenschaften, Speyer*



Foto: Nanna Heitmann

BRJ: *Lieber Herr Professor Theobald, wir bedanken uns sehr für Ihre Zeit! Bevor wir mit den Fachfragen beginnen, zunächst einmal zu Ihnen: Ihren beruflichen Werdegang haben Sie mit einer Ausbildung als Bankkaufmann begonnen, da stand sicher noch nicht fest, einige Jahre später zu den Energierechtsexperten zu gehören. Was hat Sie in Ihrem Werdegang beeinflusst und wie sind Sie zum Energierecht gekommen?*

Prof. Theobald: Gleich zu Beginn meines Studiums der Rechtswissenschaften in Freiburg i. B. kam ich in Kontakt zum dortigen strafrechtlichen Max-Planck-Institut und war dort einschließlich des Referendariats fast fünf Jahre wissenschaftlicher Mitarbeiter. Der Wunsch, später einmal zu promovieren, entstand schnell. Über mein weiteres Studium der Verwaltungswissenschaften in Speyer sowie an der LSE in London kam ich in Kontakt mit Fragen der Ökonomisierung von Staat und Verwaltung. Dort hat sich mein Interesse für Regulierungsfragen herauskristallisiert. Ich habe mich das erste Mal mit der Staatsaufgabenkritik, der Abgrenzung „Was macht der Markt, was macht der Staat“ beschäftigt; insbesondere auch mit dem Thema Privatisierung, die ja seinerzeit gerade auch in England und den USA groß in Mode war. Als ich aus London zurückkam, habe ich drei Jahre als Assistent

in Speyer gearbeitet und bin damit zu Klaus König zurückgekehrt, dem damals einzigen deutschen Lehrstuhl für Regulierungslehre; derzeit leider unbesetzt.

Durch die Tätigkeit am Lehrstuhl bin ich zu meinem Promotionsthema „Good Governance in der Perzeption der Weltbank“ gekommen. Dabei war ich auch eine Weile zu Recherchezwecken in Washington, wo sich mein Interesse an Regulierungsfragen noch einmal vertieft hat. Parallel zur Assistentenzeit und Promotion habe ich angefangen, mich mit energieregulierungsrechtlichen Fragen zu beschäftigen. Das war die Phase, in der es getrieben aus Brüssel über die beiden Strom- und Gasbinnemarktrichtlinien um 1996 auch in Deutschland mit der Novellierung des alten, noch aus dem Jahr stammenden EnWG von 1935 endlich losging. Diese erste Welle der Veränderungen fiel noch in die Zeit, in der ich in Speyer war. Das war im Grunde auch der Punkt zu sagen, ich befasse mich jetzt intensiver mit der Energiewirtschaft und dem Energierecht in der Erwartung, darin auch anschließend beruflich tätig zu sein; entweder in der Wissenschaft oder in der Rechtspraxis.

Als kleine Anekdote: Als ich 1998 in Berlin meine Tätigkeit als Rechtsanwalt bei BBH begonnen habe, gab es faktisch keine Anwälte für Energierecht. In unserer Kanzlei waren wir zu fünft, in den damals noch rein deutschen Großkanzleien gab es insgesamt vielleicht noch einmal fünf bis sechs Kolleginnen und Kollegen, sonst war da nichts. Das war auch Ausdruck der alten Monopolwirtschaft: Ohne echten Wettbewerb keine Verhandlungsmöglichkeiten, keine zwei Meinungen; kaum Dissens, der vor Gericht gebracht wurde, nur wenige Urteile und Urteilsanmerkungen oder wissenschaftliche Reflektionen. Die Zahl der Dissertationen bspw. war an wenigen Fingern abzuzählen, eine Gesetzessammlung Energierecht als Beck-Texte im dtv haben erstmals meine Frau und ich konzipiert, da hatten wir noch nicht einmal unsere Anwaltszulassungen. Weitere weiße Flecken bei Lehr- und Handbüchern, Kommentaren, Schriftenreihe und Fachzeitschriften haben wir dann rasch erschlossen. Intime Kenntnisse dieser Anfänge sind natürlich heute ein großer Vorteil für die Beratungspraxis. Etwa wenn man sich nach über 30 Jahren Stromeinspeisungsgesetz nun mit der omnipräsenten Energiewende beschäftigt, wobei wir jetzt umgekehrt an einem Punkt angekommen sind, dass das System wieder zu kippen droht, weil es überkomplex geworden ist. Jetzt geht es auch darum, wieder eine Reduktion der Komplexität und

* Das Interview wurde geführt von Sandra Latzko, Valon Salihu und Tessa Spitzley.

Beschleunigung der Verfahren herbeizuführen. Mit dieser spannenden Frage des Verhältnisses zwischen der Liberalisierung der Energiemärkte einerseits und den verschiedenen Ebenen und Formen der Steuerung der Energiewende (inklusive der Verkehrs- und Wärmewende) beschäftige ich mich parallel zu meiner anwaltlichen Tätigkeit auch weiterhin an der Schnittstelle zwischen Praxis und Wissenschaft; insbesondere in meiner Funktion als Honorarprofessor in Speyer in meinen Lehr- und Fortbildungsveranstaltungen sowie der Begleitung des ein oder anderen einschlägigen Promotionsvorhabens.

BRJ: *Könnten Sie noch ein bisschen Klarheit schaffen – was ist überhaupt das Energierecht und wie ist es historisch gewachsen? Aus welchen Rechtsgebieten besteht das Energierecht?*

Prof. Theobald: Das Energierecht ist historisch betrachtet ein Rechtsgebiet, welches fast 200 Jahre alt ist, also im Grunde klassisches Wirtschaftsverwaltungsrecht einerseits aber auch privates Wirtschaftsrecht andererseits. Begonnen hat die Entwicklung im 19. Jahrhundert mit Konzessionen, also einem Thema, das heute wieder topaktuell ist, wenn man hier zum Beispiel an das Land Berlin und die Konzessionsverfahren denkt, die hier geführt wurden und teilweise noch geführt werden.

Damals ging es um die Frage der Wegenutzung und den Aufbau der Energieversorgung. Ausgangspunkt war vielfach die Versorgung von entstehenden Industrieunternehmen; dann nach und nach auch von Städten und Gemeinden; erst mit Gas und dann auch Strom. So war ein Treiber der Wunsch nach öffentlicher Beleuchtung, später die Elektrifizierung von Straßenbahnen. In diesem Zuge wurde zunehmend auch die Versorgung der Bevölkerung insgesamt – Stichwort allgemeine Versorgung mit Strom und Gas – relevant.

Die Treiber der Entwicklungen waren vielfach die Kommunen. Im Grunde ist das also ein Wirtschaftsbereich, der von „unten nach oben“ entstanden ist, also dezentral. Das ist auch heute wichtig, wenn man an die Energiewende denkt, denn diese wird wohl nur funktionieren, wenn sie im Wesentlichen dezentral kombiniert mit zentralen Steuerungsinstrumenten abläuft.

Damals wurden die ersten Leitungen verlegt, vor allen Dingen aber auch kleinere Kraftwerke errichtet, in denen auch Strom erzeugt wurde. Wenn man etwa an Unternehmen wie BASF oder Bayer denkt, haben diese zum einen eine Eigenenerzeugung für sich betrieben, zum anderen aber Überschussstrom an das kommunal-regionale Umfeld weitergeleitet. Dabei wurden mehrere Dinge, heute würde man formulieren Wertschöpfungsstufen vertraglich geregelt, einmal die Erzeugung und Belieferung mit Strom sowie auch in dem Zusammenhang die Benutzung der öffentlichen Wege für die Verlegung und den Betrieb der Leitungen. Wenn man so will, waren das die Anfänge der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Das EnWG von 1935 war die erste grundlegende Kodifizierung im Energierecht. Es war kein „Nazigesetz“ im eigentlichen Sinne, die Gesetzesfassung ging vielmehr weitgehend auf Vorarbeiten aus Weimar zurück. Die Nationalsozialisten haben es dann aber für ihre Zwecke instrumentalisiert und genutzt, um sehr schnell Strom und Gas als Massengeschäft in die Leitungen und gerade auch in die Rüstungsindustrie zu bringen, parallel zum Ausbau sonstiger für den Krieg relevanter Infrastrukturen wie Straßen, Schienen und Flughäfen.

Unter dem Strich kann man sagen, Energierecht im weiteren Sinne ist ein echtes Querschnittsthema. Das zeigt sich deutlich, wenn ich mir meine Rechtswirklichkeit anschau und auch die der Kolleginnen und Kollegen bei uns im Büro. Als ich 1998 angefangen habe, hatte BBH wie gesagt vier bzw. fünf Anwälte, jetzt sind wir allein 250. Dazu kommen noch einmal aktuell 60 Ingenieure, Softwareentwickler, Physiker, Mathematiker; ferner Vertreter aus den Wirtschaftswissenschaften. Ein klassischer Dreiklang von Berufsträgern aus Technik, Wirtschaft und Recht hat sich als praxistauglich erwiesen. Das ist die Energiewirtschaft im weiteren Sinne. Von den Rechtsgebieten ist alles dabei, was man aus dem Wirtschaftsrecht kennt, vom Arbeitsrecht bis zum Zwangsvollstreckungsrecht: Oft geht es um das „Unbundling“ (zu Deutsch „Entflechtung“ oder „vertikale Desintegration von Monopolen“), worüber wir gleich noch sprechen werden. Dabei kann es etwa auch zu Betriebsübergängen kommen, also massiven Eingriffen in die Arbeitswelt, sodass insbesondere auch das kollektive Arbeitsrecht gefragt ist. Beim Zwangsvollstreckungsrecht fallen einem die Lieferanteninsolvenzen der letzten Jahre ein.

Energiewirtschaft und Energierecht sind einem permanenten Wandel unterzogen, nachdem man rund 150 Jahre eine Monopolwirtschaft hatte, ist diese durch die Liberalisierung 1998 massiv aufgebrochen worden. Europäisierung und Liberalisierung waren die Treiber für einen rasanten Transformationsschub in Deutschland. Zudem kam in Deutschland schon ein paar Jahre früher die Wiedervereinigung mit ihren eigenen Auswirkungen auch auf den Energiesektor; ein maßgeblicher Katalysator hierfür war der einzigartige Vergleich vor dem Bundesverfassungsgericht vom 22.12.1992. Das vergisst man heute allzu schnell.

Energierecht im engeren Sinne, das ist tatsächlich alles, was im EnWG und in den Verordnungen steht; wobei wir mittlerweile 40 Verordnungsermächtigungen im EnWG haben. Immer geht es um eine spannende Mischung aus dem privaten und dem öffentlichen Recht.

BRJ: *Und was genau ist Regulierung?*

Prof. Theobald: Regulierung ist ein spannendes Thema, da wir eigentlich rund 150 Jahre davon ausgegangen sind, dass die leitungsgebundene Energiewirtschaft, über die wir jetzt sprechen, ökonomisch und volkswirtschaftlich betrachtet ein (natürliches) Monopol darstellt, ganz nach dem Motto: „Das ist ein Wirtschaftssektor, der ist dem Wettbewerb nicht zugänglich.“ Deswegen hat Ende der 1950er Jahre auch das neu in Kraft gesetzte GWB¹ die Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft von den kartellrechtlichen Vorschriften explizit ausgenommen; eben in der Annahme, dass in diesen Bereichen (vereinfacht gesagt) ohnehin kein Wettbewerb möglich sei und man deswegen auch keinen Wettbewerb schützen müsse. Diese Annahme ist nach und nach erodiert; als Stichwort möge die „Essential-Facilities-Doktrin“ aus den USA genügen. Es stellte sich heraus, dass es im Wesentlichen um die (Transport-)Infrastrukturen geht und damit um die sogenannten natürlichen Monopole. Alles, was (dem Transport über ein Netz) vor- und nachgelagert ist, war dann eben doch dem Wettbewerb zugänglich.² Die Frage war aber, wie man das verbleibende natürliche Monopol, also dasjenige auf dem Transportweg zugänglich machen kann für diejenigen, die auf dem vor- und nachgelagerten Markt der Erzeugung, des Handels bzw. des Vertriebs von Strom oder Gas tätig werden wollten. Das war die Geburtsphase verschiedener Überlegungen und Konzepte zur Regulierung von natürlichen Monopolen. Regulierung im eigentlichen Sinne bezieht sich also im Wesentlichen immer auf natürliche Monopole als eine Fallgruppe von Marktversagen.

Das ist auch der entscheidende „Triggerpunkt“ für bzw. in den beiden Strom- und Gasbinnenmarkttrichtlinien gewesen, in Verbindung mit der Schwester oder dem Bruder im Geiste, nämlich dem Unbundling. Das sind, wenn man so will, zwei Seiten derselben Medaille. Regulierung ist klassisches staatliches Steuerungshandeln. Es geht darum, Verhalten von Netzbetreibern als monopolistisches Unternehmen zu beeinflussen. Mit Unbundling habe ich aber auch die Möglichkeit, dieses natürliche Monopolnetz nicht nur durch permanent aufs Neue notwendige Steuerung des Verhaltens zu beeinflussen, sondern auch dauerhaft durch einmalige strukturelle Veränderungen. Indem man etwa in relevante Funktionen bzw. Eigentum und/oder Besitz eingreift und das natürliche Monopol aus einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen³ herauslöst. Das kann in unterschiedlichen Intensitätsformen erfolgen, informatorisch und buchhalterisch sind die schwächsten Eingriffsformen auch im Sinne des deutschen und europäischen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Es gibt daher gesteigerte Intensitäten, also operationelles Unbundling und gesellschaftsrechtliches Unbundling bis hin zur Zerschlagung, nämlich dem Ownership Unbundling.

Und es ist klar, wenn ich ein „knallhartes“ Ownership Unbundling habe, also einen Netzbetreiber, der vollkommen isoliert ist – dem es also egal ist, wer sein Netz nutzt, Hauptsache, er bezahlt dafür – der hat im Zweifel auch keine Interessen, jemanden zu diskriminieren oder zu bevorzugen. Trotzdem existiert damit noch nicht automatisch ein „Als-Ob“-Wettbewerb, sondern es ist immer noch eine Preiskontrolle *ex post* oder aber *ex ante*, da Angebot und Nachfrage den Preis im natürlichen Monopol auf den Transportwegen nicht bestimmen können. Das heißt, ich benötige immer einen Rest an regelmäßiger Verhaltenssteuerung. Aber je stärker ich auf der zweiten Seite der Medaille eingreife, desto weniger oder mehr Intensität benötige ich bei der *ex ante*-Regulierung; möglicherweise reicht irgendwann auch der Rückgriff auf die *ex post* wirkenden kartellrechtlichen Instrumente der Missbrauchsaufsicht.

BRJ: *Sie haben eben bereits angesprochen, dass einige Regelungen nicht mehr national, sondern auf europäischer Ebene erfolgen. Welche Entwicklung hat dieser Prozess der Vereinheitlichung auf EU-Ebene im Energierecht genommen, gerade, seitdem es die Strom- und Gasrichtlinie Ende der 90er-Jahre gibt und ist diese Entwicklung aus Ihrer Sicht abgeschlossen? Erwarten Sie weitere Vereinheitlichungen auf EU-Ebene?*

Prof. Theobald: Ursprünglich hatte Europa ja gar keine Kompetenz im Bereich des Energierechts, sondern nur im Bereich der Warenverkehrsfreiheit. Deshalb war hier die zentrale Entscheidung die Almelo-Entscheidung⁴ zur Warenverkehrsfreiheit: Strom und Gas werden in dieser Entscheidung als ganz normale Kommoditäten eingestuft, das heißt, es ist

¹ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen.

² Also die Bereiche Erzeugung und Vertrieb.

³ Vgl. Art. 2 Nr. 53 RL 2019/944 (sog. Strom-RL): „ein Elektrizitätsunternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitätsunternehmen, in der dieselbe Person berechtigt ist bzw. dieselben Personen berechtigt sind, direkt oder indirekt die Kontrolle auszuüben, wobei dieses Unternehmen bzw. diese Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung wahrnimmt“.

⁴ *EuGH*, Urt. v. 27.4.1994, Rs. C-393/92 – Almelo.

unerheblich, ob man Schweinebäuche, Glasperlen oder aber Strom und Gas transportiert, alles muss europaweit im Sinne der Warenverkehrsfreiheit möglich sein und es darf grundsätzlich keine Behinderungen geben. Weder auf den Straßen noch in den Strom- oder Gasnetzen. Diese Gerichtsentscheidung war der Treiber für die Strom- und Gasbinnenmarktrichtlinie, wie gesagt, damals noch ohne EU-Energiekompetenz, die dann erst später kam und jetzt auch Grundlage für das Thema Klimaschutz auf europäischer Ebene ist.

Die Regulierung der natürlichen Monopole in der Strom- und Gasrichtlinie, insbesondere mittels Unbundling, waren jedenfalls die Anfänge der Beeinflussung des nationalen Energierechts aus europäischer Sicht. Daneben gab es 2003 und 2009 weitere Beschleunigungsrichtlinien. Damit haben sich die Vorgaben für Regulierung und Unbundling immer weiter verschärft. Das Ownership-Unbundling kam etwa erst im dritten EU-Binnenmarktpaket in die Richtlinie; damit zugleich die Alternativen zum Ownership Unbundling, nämlich ISO (Independent System Operator) und ITO (Independent Transmission Operator) 2011 ins Energiewirtschaftsgesetz hinein.

Es gibt noch viele Gestaltungsspielräume für die nationale Umsetzung, das ist in Art. 194 AEUV auch angelegt; teilweise gibt es nur eine Weichenstellung der Kommission. Umso überraschter war ich von der Kommissionsentscheidung, die dann auch durch den EuGH bestätigt worden ist,⁵ in der der Bundesrepublik Deutschland vorgeworfen wurde, dass die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde nicht unabhängig genug sei, weil im Grunde die normierende Regulierung des Gesetz- und Verordnungsgebers schon so viel vorweggenommen habe. Tatsächlich ist es so, dass ohne das in der Zeit von 1998 bis 2005 unter Inanspruchnahme der Gerichte nach und nach entwickelte System einer normierenden-administrierenden Regulierung die Marktöffnung im heutigen Sinne gar nicht möglich gewesen wäre. Hinzu kommt, möglicher Weise in Brüssel nicht bekannt, dass noch 2005 jedenfalls die maßgeblichen (Netzentgelt- und Anreizregulierungs-) Verordnungen intensiv von Experten aus der Bundesnetzagentur gestaltet wurden. Das was seitens der neuen Marktteilnehmer vor 2005 immer beklagt wurde, nämlich zu wenige öffentlich-rechtliche Vorgaben, hat nunmehr der EuGH als ein Zuviel an Vorgaben kritisiert. Es ist aber müßig, über diese Entscheidung des EuGH zu diskutieren, sie ist jetzt nun einmal in der Welt und wir warten alle darauf, was der nationale Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur daraus machen werden.

Was den Klimaschutz anbelangt und damit auch die Europäisierung der dazugehörigen Rechtssetzung, ist in den letzten Jahren ebenfalls viel passiert. Hier ist es so, dass die nationalen Gesetzgeber bzw. die Mitgliedsstaaten im Grunde versuchen, die europäischen Vorgaben umzusetzen. Beim Thema Wasserstoffregulierung war es interessanterweise andersherum: Der nationale Gesetzgeber in Deutschland war derjenige, der den zweiten Schritt vor dem ersten gemacht hat. In der Regel ist es aber doch so, dass Europa den Takt vorgibt und dann die Mitgliedsstaaten folgen. Das ist eigentlich auch der Befund, wenn man sich etwa das Klima- und Energiepaket, den EU-Klima- und Energierahmen bis 2030 oder den europäische Green Deal von 2019 sowie die Verordnung über das Governance-System für die Energieunion anschaut.

BRJ: *Aktuell steigen die Energiepreise in die Höhe und von vielen Seiten wird immer wieder vorgebracht, dass etwas passieren muss. Woraus bestehen Strom- und Gaspreis? Welche Faktoren beeinflussen die Preisbildung? Inwieweit gibt es dafür einen rechtlichen Rahmen? Wie wird die Preisbildung reguliert?*

Prof. Theobald: Strom- und Gaspreise setzen sich aus einer ganzen Reihe von einzelnen Bestandteilen zusammen. Noch bis zum Beginn der Energie-Ukrainekrise, also bis Ende vorletzten Jahres, konnte man eine Entwicklung festhalten, die im Grunde mit der Liberalisierung 1998 *de jure* begonnen hat, aber faktisch erst richtig 2005 in Deutschland einsetzte, da zu diesem Zeitpunkt der regulierte Netzzugang eingeführt wurde.

Mit der Zeit sind vor allem auch viele andere „Hürden“ geschleift worden, etwa durch diverse Verfahren vor den Wettbewerbsbehörden und insbesondere Gerichtsverfahren. Diese zogen sich durch alle Wertschöpfungsstufen, sie gingen in der Regel auch hinauf bis zum Bundesgerichtshof. Bei den behaupteten Durchleitungsverweigerungsgründen war die Kreativität besonders hoch, einschließlich der Ablehnung aufgrund bereits mit einem anderen (zufälliger Weise dem eigenen) Unternehmen bestehender, zudem kritischer langfristiger Lieferverträge. Da gab es fast nichts, was es nicht gab, also was nicht gegen den Wettbewerb bzw. die hierfür notwendige Durchleitung (bspw. später die sogenannte Netznutzung) technisch, wirtschaftlich und rechtlich eingewendet wurde. Die ersten Jahre waren gerade für Anwältinnen und Anwälte oder auch für die Wissenschaft daher natürlich ein wahres Eldorado.

Man kann sagen, dass sich seit 1998 bezogen auf die Energiepreise die Effekte der Liberalisierung tatsächlich gezeigt haben. Auch die Netznutzungsentgelte als Preisbestandteil waren im Rahmen des verhandelten Netzzugangs im Durch-

⁵ EuGH, Urt. v. 2.9.2021, Rs. C-718/18 – Kommission v. Deutschland.

schnitt bereits leicht gesunken bzw. weniger stark angestiegen. Die Liberalisierung führte insofern zu einer gewissen Selbstdisziplinierung. Das Kostenbewusstsein begann sich in den Unternehmen zunehmend stärker auszubilden.

Warum sind die Preise aber gesunken? Das waren Abwehrmechanismen im Markt, weil dann doch neue Marktteilnehmer, etwa aus den USA, aber auch aus dem europäischen Ausland, nach Deutschland kamen. Um hier in den Markt einzutreten, haben sie sehr günstige Angebote gemacht und die etablierten Energieversorgungsunternehmen mussten dann reagieren, indem sie selbst noch günstigere (Unterbietungs-) Angebote gemacht haben. Trotzdem merkte man dann aber, so richtig funktioniert das immer noch nicht mit der Netznutzung und der Netzentgeltregulierung; das war im Wesentlichen in den Jahren 2001 und 2002, als die ersten Unternehmen und Newcomer auch schon aufgegeben oder sich aus dem deutschen oder europäischen Raum wieder zurückgezogen haben.

Zu denken ist etwa an die Enron-Pleite⁶. Diese hat zwar mit der Liberalisierung in Deutschland nicht direkt zu tun, aber dennoch war Enron ein großer Marktöffner in Deutschland und in Europa. Jeder wollte die Amerikaner kennenlernen, die den europäischen Markt aufmischten. Dann waren sie plötzlich weg – wegen Bilanzfälschungen. Andere wiederum haben sich zurückgezogen, weil sie gemerkt haben, dass sie zwar gute Preise bieten können, aber Transport und Netznutzung haben nicht funktioniert bzw. waren schlicht zu kompliziert. Mit dem Rückzug sind dann die Preise auch wieder gestiegen.

Zwar führte bereits der verhandelte Netzzugang zu einer gewissen Domestizierung und Selbstdisziplinierung der Netzbetreiber. Aber der eigentliche Impact kam doch über die Fremdregulierung, über klassische Verwaltungsverfahren; mit *ex ante*-Genehmigungen der Netzentgelte für jeden einzelnen Netzbetreiber, die als Verwaltungsakte anschließend bemerkenswerterweise nicht vor den Verwaltungsgerichten, sondern vor den Oberlandesgerichten bzw. dem Bundesgerichtshof überprüft werden können. Mit der Regulierung 2005 in EnWG und Netzverordnungen, also dem Umschwung vom verhandelbaren zum regulierten Netzzugang, mussten erstmalig 800 Netzbetreiber Genehmigungsanträge für die Netzentgelte stellen. Dabei wusste kaum jemand, wie man so einen Antrag rechtskonform formuliert und wie man rechtsicher kalkuliert. Auch auf Behördenseite wusste man anfangs nicht so genau, wie man damit eigentlich umzugehen hat; auch und gerade angesichts hunderter zeitgleich zu bearbeitender Genehmigungsanträge. Als es dann endlich funktionierte, kam es dazu, dass die durchschnittlichen Netzentgelte in der Zeit 2006 bis 2008, also noch vor Beginn der 2009 einsetzenden Anreizregulierung über die Anreizregulierungsverordnung, bereits um rund 15 % gesunken waren.

Warum sind dann die Strom- und Gaspreise später trotzdem gestiegen? Das waren die Auswirkungen des Oligopols auf der Stromerzeugungsstufe, also auf einer dem regulierten Netz vorgelagerten, dem Wettbewerb zugänglichen Wertschöpfungsstufe. Dort bestand ein enges Oligopol aus Atomkraft-, Braun- und Steinkohlekraftwerksunternehmen. Die jeweiligen Abnehmer hatten sehr hohe Beschaffungspreise zu tragen – das führte zu dem Strompreisanstieg im weiteren Verlauf.

Wenn man in die Gegenwart schaut und das Jahr 2022 nimmt, lag beim durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt mit 3500 kWh Verbrauch die Kilowattstunde bei 36 Cent. Davon betrug das Netzentgelt acht Cent (das waren früher auch schon durchaus mal mehr!). Der eigentliche Energiepreis für Erzeugung und Beschaffung sowie Verkaufskosten und Marge lag ungefähr bei 13,5 Cent und der größte Brocken, 14,4 Cent, entfiel auf Steuern, weitere Abgaben und Umlagen. Dieser Anteil ist seit 1998 stark gestiegen, auch getrieben durch Umweltgesichtspunkte, EEG-Umlagen usw.

Und beim Gas ist es ähnlich: Der Netzentgeltbereich beträgt beim Haushaltskunden rund 6,7 Cent pro kWh. Da haben wir aber ähnliche Phänomene mit Steuern und Abgaben, Umlagen auch im ähnlichen prozentualen Bereich. Hier ist es so, dass der Anteil von Beschaffung, Vertrieb und Marge am größten ist, aber da merken wir, dass wir bisher importabhängig waren und die Exporteure auch ein Stückweit die Preise bestimmt haben, weniger der Markt.

BRJ: *Die Rufe nach Preisbremsen für alle Energiearten werden immer lauter, dazu soll auch das angesprochene Energiepreisbremsengesetz beitragen. Kann eine solche Bremse angesichts der europäischen Verflechtungen in der Art auf der nationalen Ebene erfolgen? Wie genau soll die Bremse funktionieren? Ist sie unter juristischen Gesichtspunkten das richtige Mittel der Wahl, um der Energiekrise zu begegnen, oder hätte es hier einen besseren Weg gegeben als mit einem so schnell verabschiedeten Gesetz?*

Prof. Theobald: Schnelligkeit der Gesetzgebung ist ein grundsätzlicher Punkt – die ist im Moment enorm, man kommt als Rechtsanwender gar nicht mehr hinterher.

⁶ Enron war ein großer Energiekonzern in den USA, der infolge eines Skandals wegen Bilanzfälschungen Anfang der 2000er Jahre insolvent ging.

Zurzeit ist es so, dass für das Thema Energiepreisbremsen auf europäischer Ebene im ersten Schritt bereits eine EU-Verordnung in Kraft getreten ist, die genau das vorsieht, was der nationale Gesetzgeber jetzt am 24.12.2022 auch gemacht hat. Es ist also kein nationaler Alleingang gewesen, das Energiepreisbremsengesetz flankiert vielmehr diese Verordnung. Diese Verordnung zu befristeten Notfallmaßnahmen vom 6.10.2022⁷ sieht eine EU weite Obergrenze von 180 Euro pro Megawattstunde vor. Die Markterlöse, die darüber hinaus gehen, können abgeschöpft werden, um dann innerhalb dieses Systems zu einer Umverteilung zu führen. Das soll Kunden, etwa Haushaltskunden und Industrieunternehmen, entlasten. Die Energiepreise werden also subventioniert, um den dortigen Anstieg ein Stück weit zu bremsen. Deswegen auch der Begriff einer „Bremsen“ an der Stelle; es ist eine Erlösabschöpfung auf der einen Seite und eine Umverteilung auf der anderen Seite. Genau das ist auch das Konzept des Gas- und des Wärmepreisbremsengesetzes auf nationaler Ebene. Verkürzt gesagt übernimmt der Staat die Differenz aus dem Vertragspreis und dem festgelegten Referenzpreis für Strom, Gas und Wärme. Flankiert wird dies durch ein spezielles Energiekartellrecht, was aber auch in diesen Fällen die Zuständigkeit des Bundeskartellamtes eröffnet – nicht der Bundesnetzagentur.

Das Bundeskartellamt ist also mit an Bord und kann in Einzelfällen auch den Versorgern auf die Finger schauen und verhindern, dass die Regelung missbraucht wird. Das System beginnt wohlgerne gerade erst zu greifen. Es war auch eine Rückwirkung zum 1.9.2022 im Gespräch, dann ist es der 1.12.2022 geworden. Möglicherweise sprechen wir dann schon von einer unzulässigen Rückwirkung. Es gibt schon Stimmen, die von einer Verfassungswidrigkeit ausgehen. Dass die Überprüfung noch vor dem Bundesverfassungsgericht landen wird, ist jedenfalls nicht auszuschließen.

Die Anwendung des Gesetzes ist eine große Herausforderung, insbesondere für die Rechtspraxis. Um eine finanzielle Überlastung von Kunden zu verhindern, muss schnell geprüft und bewertet werden, was gar nicht so einfach ist. Einerseits muss der Übertragungsnetzbetreiber mit ins Boot geholt werden, der die Entlastungsbeträge ermitteln und gutschreiben muss, der Lieferant muss die Entlastungsbeträge ermitteln und das Ganze muss dann auch noch beihilferechtlichen Bestimmungen entsprechen.

Die Alternative zu der Vorgehensweise wäre eine steuerliche Abschöpfung von Gewinnen gewesen, wofür sich durchaus auch Marktteilnehmer ausgesprochen haben; jedoch gab es dafür keinen politischen Konsens. Daher hat man sich für das Energiepreisbremsengesetz entschieden. Das Thema Energiebremsen ist aktuell so bedeutsam, dass wir uns dieser Tage im Herausgeberkreis der EnWZ, in dem auch das Bundeskartellamt, die Bundesnetzagentur sowie Unternehmen und Anwaltschaft vertreten sind, entschieden haben, in der Septemberausgabe d.J. hierauf den Schwerpunkt zu setzen.

BRJ: *Springen wir zum Thema Energieversorgungssicherheit: Gib es im europäischen Sekundärrecht Vorgaben, um das im Primärrecht in Art. 194 AEUV festgelegte Ziel der Versorgungssicherheit zu erreichen und Abhängigkeiten vorzubeugen?*

Prof. Theobald: Davon gibt es einige. Eines ist etwa die zum 1.7.2022 novellierte Verordnung 2017/1938 des Europäischen Parlaments vom 25.10.2017, die sogenannte SOS-Verordnung, über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Diese Verordnung soll den Erdgasbinnenmarkt stärken und einer Versorgungskrise mit einem relativ umfassenden Maßnahmenkatalog vorbeugen, wobei sie auch eine nationale Implementierung enthält. Das wäre ein dreistufiges Eskalationssystem mit dem berühmten Frühwarn-, Alarm- und Notfallstufensystem, das durch die Bundesnetzagentur scharfgeschaltet oder entschärft werden kann. Auf den Vorgaben dieser SOS-Verordnung sind verschiedene nationale Gesetze erlassen bzw. geändert worden: Es gibt etwa entsprechende Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz und mehrere umfassende Novellierungen des Energiesicherungsgesetzes. Darin ist alles enthalten, was Frühwarn-, Alarm- und Notfallstufendefinitionen angeht, etwa die Frage, wer wann welche Stufe verhängen darf, unter welchen Voraussetzungen dies erfolgen darf, bis hin zu den Zwangsenteignungs- und Zwangsverwaltungsmöglichkeiten.

Das sind alles Instrumente, die nach vier Novellierungen seit März 2022 im Energiesicherungsgesetz aufgenommen wurden, bis hin zur Sicherung der Gasversorgung mit der Gassicherungsverordnung auf nationaler Ebene.

BRJ: *Und was ist in Sachen Energieversorgungssicherheit in Deutschland bis jetzt passiert? Ist Deutschland unabhängig von russischem Gas?*

Prof. Theobald: Es ist bereits eine Menge passiert. Schon seit geraumer Zeit wird kein russisches Gas mehr nach Deutschland transportiert – jedenfalls nicht unmittelbar. Bei den Lieferketten ist natürlich nicht immer ganz klar, ob nicht vielleicht über Dritt-, Viert- oder Fünftländer doch irgendwie Restpartikel russischen Gases importiert werden, das kann

⁷ VO (EU) 2022/1854 des Rates vom 6.10.2022.

man nicht ganz ausschließen. Und es ist so, dass in den deutschen Speichern teilweise noch Restbestände russischen Gases enthalten sind.

Mittlerweile haben wir aber wieder einen Füllstand von 90 % bzw. 75 % (Stand 16.2.2023) erreicht, insofern sieht es da sehr gut aus. Mittlerweile sind auch – sozusagen in Rekordgeschwindigkeit – die LNG-Anlagen⁸ in Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel hinzugekommen.

BRJ: *Welche rechtlichen Maßnahmen wurden in Deutschland bisher in Sachen Energiewende und Klimaschutz getroffen? Welche Maßnahmen sind in naher Zukunft zu erwarten?*

Prof. Theobald: Der Begriff der Energiewende selbst ist ein schillernder Begriff, der aus den 70er-Jahren stammt, wenngleich unklar ist, wer ihn geprägt hat. Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl 1986 jedenfalls war die Initialzündung für die Gründung des Bundesumweltministeriums, das es zu diesem Zeitpunkt noch nicht gab.

Ein weiterer Schritt war das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) im Jahre 1990. Man erkannte, Atomenergie ist in vieler Hinsicht mit, auch auf der Zeitachse kaum kalkulierbaren Risiken behaftet; fossile Energieträger wurden – als endliche Ressource und auch mit Emissionen verbunden – ebenfalls kritischer gesehen. Weshalb man den Fokus immer mehr auf erneuerbare Energien lenkte. Das Strompreisungsgesetz war hier insofern Vorreiter des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Unter der Anwendung des StrEG Energieanlagen ans Netz zu bekommen, war in der Vergangenheit ein mühsames und komplexes Geschäft, das ist dann aber über diverse EEG-Novellen deutlich vereinfacht worden.

Heute gibt es andere Fragestellungen und Hemmnisse, etwa Flächenausweisungen und Abstände zu Wohnbebauungen, Flughäfen sowie das Verhältnis zum Umwelt- bzw. Artenschutz. Derzeit wird etwa daran gearbeitet, dass auch im Einzugsgebiet von Flughäfen großflächig Windenergieanlagen errichtet werden dürfen. Ansonsten haben wir auch weitere Gesetze, die das beschleunigen sollen. Etwa die Änderung des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See; das betrifft die Offshore-Anlagen. So ist ein großer Offshore-Park in der Lage, ein großes Atomkraftwerk oder ein großes Kohlekraftwerk zu ersetzen.

Darüber hinaus geht es darum, auch die Wärmewende gerade auf kommunaler Ebene voranzubringen, indem man die Gasbelieferung beispielsweise durch den Einsatz von Wärmepumpen substituiert. An dieser Stelle kommt die Sektorenkopplung ins Spiel. Sektorenkopplung bedeutet, dass Netze und die Erzeugung sowie die Medien Strom, Gas, Wasser und Abwasser wieder ganzheitlich gedacht werden. Ein einfaches Beispiel: Es ist im Sinne der Sektorenkopplung, die erst vor wenigen Jahren in § 1a Abs. 3 EnWG aufgenommen worden, die Wärme aus Abwasserleitungen abzufangen. Ein Haus oder Häuserkomplex etwa erzeugt Abwasser mit einer gewissen Wärme und dann macht es Sinn, die Wärme durch Wärmetauscher aus dem Abwasser „herauszuholen“, bevor es zu einer Kläranlage oder in die nächste öffentliche Leitung fließt. Die so gewonnene Wärme kann dann unmittelbar in das Haus zurückgeführt werden. Das kann man noch mit Wärmepumpen oder mit Geothermie verbinden, die mittlerweile technisch weit entwickelt ist. Mit einer tiefen Geothermie, wir sprechen von 50-60 Meter Tiefe, kann man so viel Wärme fördern, dass diese Gas oder Öl ersetzen könnte. Klar ist natürlich – für den Vorgang braucht man wiederum Strom. Es wird also zu einer stärkeren Elektrifizierung unseres bundesdeutschen Energiesystems kommen.

Deswegen lohnt es sich wiederum, auch dezentral mit Photovoltaik zu arbeiten, um den Strom, der vor Ort für solche Häuser oder Quartierslösungen genutzt wird bspw. mit der Ladesäuleninfrastruktur für den öffentlichen Verkehrsraum sowie den Speichermodulen der Elektroautos zu verbinden.

Man muss sagen, bei erneuerbaren Energien lagen wir letztes Jahr bei fast 50 %. Das ist ein absoluter Rekordwert. Man muss sich aber auch vor Augen führen – 2030 haben wir das Ausbauziel 80 %. Das sind noch sieben Jahre und uns fehlen noch 30 %. Das ist gewaltig. Es muss an dieser Stelle also schneller gehen bspw. mit ganzheitlichen Energie-, Verkehrs- und Wärmewendekonzepten. Die Lösungen müssen ganzheitlich gedacht und dezentral umgesetzt werden, auch unter Berücksichtigung der Frage, wie dabei die Verkehrsflüsse in den Städten beeinflusst werden. Wenn ich irgendwo viele Ladesäulen habe, zieht es viel elektrischen Individualverkehr an.

Ein weiteres spannendes Thema im Zusammenhang mit der Wärmewende ist die gleichermaßen mich anwaltlich und zugleich meine Wirtschaftsprüfungskollegen aktuell beschäftigende Frage: Was passiert eigentlich mit den Gasverteilnetzen? Wenn wir wirklich bis 2045 dekarbonisieren, also aus der Methangasversorgung aussteigen wollen, liegen die Gasnetze weiter in der Erde. Die Unternehmen haben in der Regel Rückbauverpflichtungen, wenn die Anlagen stillgelegt

⁸ Flüssigerdgasterminal (Liquefied natural gas terminal).

werden – das kostet Geld. Möglicherweise kann man die Gasverteilnetze aber nutzen, um Wasserstoff zu transportieren. Das ist durchaus denkbar und auch möglich, schon heute wird häufig in Gasnetzen Wasserstoff beigemischt.

Wenn man dann grünen Wasserstoff hat, der (über Elektrolyse) regenerativ gewonnen worden ist, kann man diesen auch schon heute in Gasverteilnetzen nutzen und in der Gasversorgung ein Stück weit die Energiewende umsetzen, indem das Gas, das dort fließt, zu 30 % bis 40 % durch Anreicherung von Wasserstoff dekarbonisiert wird.

Umgekehrt brodeln derzeit aber auch die Diskussion zum Thema „Wasserstoff als Champagner der Energiewende“. Wer soll, gerade am Anfang in der Hochlaufphase, wenn es noch nicht so viel Wasserstoff gibt, in den Genuss kommen? Sollen das die Haushaltskunden sein, die statt ihrer Gaszentralheizung dann mittels Wasserstoffs heizen? Oder bleibt das erst einmal den stromintensiven Industrien vorbehalten oder auch dem Flugverkehr, für die das natürlich auch eine echte Alternative darstellt? Hier stellen sich nicht ganz einfach zu beantwortende Fragen der Allokation (noch) knapper Güter.

BRJ: *Sie haben eben die Gasverteilungsinfrastruktur erwähnt, die eng mit Genehmigungsfragen verknüpft ist. Haben die Betreiber hier Dauergenehmigungen? Ist der Betrieb oder Nicht-Betrieb der Gasnetze den Betreibern selbst überlassen? Könnten die Betreiber, deren Geschäftsmodell ausläuft, den Betrieb einfach einstellen und die Netze zurückbauen?*

Prof. Theobald: Das ist eine gute Frage und in weiten Teilen noch ungeklärt. Zunächst ist es so, dass es grundsätzlich keine Genehmigungspflichten und damit auch keine Genehmigungen gibt, die irgendwann auslaufen könnten. Umgekehrt ist es so, dass die Leitungen aber typischerweise im öffentlichen Verkehrsraum liegen, der in aller Regel den Kommunen gehört. Diese vergeben Wegenutzungsrechte mit Konzessionsverträgen. Daraus leitet sich dann eine Genehmigung zur Wegenutzung für Verlegung und Betrieb von Leitungen ab. Es handelt sich um keine staatliche Genehmigung im engeren Sinne, sondern eher um eine Wegenutzungserlaubnis, also letztlich um einen nach herrschender Meinung zivilrechtlichen Vertrag. Diese Verträge werden auf der einen Seite von dem Versorgungsunternehmen, respektive dem Netzbetreiber, und auf der anderen Seite von der jeweiligen Kommune geschlossen. Die angesprochenen Rückbauverpflichtungen ergeben sich also nicht aus dem Gesetz – es sei denn, man konstruiert einen Umweg über § 1004 BGB –, sondern sie ergeben sich meist aus den Konzessionsverträgen. Entweder beinhalten diese die Rückbauverpflichtungen oder eben nicht; wenn ja, dann ist es das Recht der Kommune, sie geltend zu machen.

Eine weitere spannende Frage ist mit Blick auf 2045: Was ist, wenn sich Gasversorgungsunternehmen und der Gasnetzbetreiber nun nicht mehr auf Konzessionen bewerben? Da das Konzept der fossilen Gasversorgung nach und nach unwirtschaftlicher wird, besteht die Gefahr des fortlaufenden Rückgangs der Anzahl der Gaskunden und damit der nachgefragten Menge bzw. Transportkapazität. Im Extremfall müsste der letzte verbleibende Kunde die kompletten Netzkosten zahlen. Das macht natürlich kein Kunde, sodass die Unternehmen am Ende des Tages auf dem Geld sitzen bleiben würden, also sich schon jetzt genau überlegen, ob sie sich heute noch auf die Gaskonzessionen bewerben sollen. Hierbei geht es ja um Zeiträume vertraglich von 20 Jahren sowie von 40 oder mehr Jahren technischer Nutzungsdauer. Wir sind also heute schon in den Jahren 2043 bis 2045 angekommen. Das Thema haben wir als Anwälte jetzt schon in zunehmender Zahl auf unseren Schreibtischen.

Scheidet ein Unternehmen tatsächlich aus, dann kann die Kommune vielleicht noch einen anderen Betreiber finden. Nach § 46 EnWG hat der neue Betreiber zwar einen Anspruch gegenüber dem alten Betreiber auf Eigentumsübertragung – er aber muss natürlich das entsprechende Entgelt entrichten, den sogenannten Ertragswert – dem alten Betreiber also alles abkaufen. Die jetzigen Betreiber bekämen jetzt noch Geld, müssten ihrerseits dann in 20 Jahren nicht noch Geld investieren, um die eigenen Leitungen aus der Erde zu reißen; möglicherweise ein heute bereits den Kaufpreis mindernder negativer Ertragswert im Sinne vermiedener späterer Investitionen ohne Gegenwert.

Und was machen die Kommunen? Diese erwarten jetzt schon teilweise nicht mehr von den Unternehmen bei Neuausschreibungen, dass Gasnetze betrieben werden; vielmehr fokussieren sie sich auf Wärmenetze, Stichwort kommunale Wärmewende. Und genau das passiert jetzt auch auf der Landesebene: Länder wie Baden-Württemberg oder Schleswig-Holstein sind mit ihren Landesklimaschutzgesetzen schon seit einigen Jahren Vorreiter.

BRJ: *Sie haben eben schon das Thema Wasserstoff angerissen. Vielleicht können Sie es hier noch einmal zusammenfassen, wie die Regulierung für Wasserstoff gerade aussieht? Welche Unterschiede sieht man vor allem im Vergleich zu Strom- und Gasregulierung?*

Prof. Theobald: Wasserstoff ist ein vielschichtiges Thema, weil wir, ähnlich wie bei Strom, u. a. auch über den Transport von Wasserstoff sprechen. Wir sind also zum einen bei dem Thema Netze: Woher kommen diese notwendigen Netze, müssen sie neu gebaut werden? Können wir Bestandsgasnetze nutzen? Wie ist es mit dem Ownership Unbundling auf dieser Ebene? Die Vorstellung der EU-Kommission ist, dass ab 2030 jedenfalls Gasnetzbetrieb und Wasserstoffnetzbetrieb nicht in einer Hand sein dürfen, sog. „Ownership Unbundling“. Auf europäischer Ebene dominiert diese Vorstellung, aber das letzte Wort ist sicher noch nicht gesprochen. Das Parlament hat dem gerade widersprochen. Eine solche Trennung würde etwa erschweren, was heute unter dem Namen „Kombinetzbetreiber“ zusammenläuft. Hierbei wird ein typisches Gasnetz als Kombinetz betrieben, durch das zwar klassisches Methangas fließt, dieses aber mit Wasserstoff angereichert wird. Dieser Betrieb würde 2030 zum Erliegen kommen. Das würde die Attraktivität, heute in Wasserstoff und die dazugehörige Infrastruktur zu investieren – jedenfalls für die etablierten Gasverteilnetzbetreiber – deutlich reduzieren.

Nach meiner Einschätzung ist diese Trennung kontraproduktiv. Als Beispiel: Ich wohne in Berlin, hier haben wir die Besonderheit, dass wir traditionell früher zwei Stadtwerke hatten, die heute in privater Hand befindlichen Unternehmen GASAG sowie strom- und wärmeseitig die Rechtsnachfolgerinnen der früheren BEWAG. Wenn Sie mit dem Vorstandsvorsitzenden der GASAG sprechen, weiß er, dass 2045 sein Geschäftsmodell tot ist, außer es handelt sich zu 100 % um Biogas – aber woher soll das kommen? Daher ist für ihn natürlich der Wasserstoff eine echte Alternative. Wenn ich aber im Jahr 2023 zu einer Bank gehe mit der Anfrage für die Finanzierung des neuen Geschäftsfelds „Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur“, ich im gleichen Atemzug aber eingestehen muss, dass ich – wegen des vermeintlichen Ownership Unbundlings Gas- und Wasserstoffnetze – spätestens 2030 dieses Geschäftsfeld wieder veräußern – oder alternativ das Geschäftsfeld „Gasnetzbetreiber“ einstellen muss, dann kann man sich die Antwort des Bankmitarbeiters in etwa vorstellen.

Auch tauchen beim Wasserstoff wiederum Fragen der Wegenutzung auf: Wiederum muss ich Konzessionsverträge abschließen, so wie bei Strom und Gas. Und das Ganze vor dem Hintergrund, dass § 46 EnWG, wo es um die Strom- und Gaskonzessionen geht, bisher nicht reformiert worden ist. Noch haben wir kein Konzessionsregime bezogen auf Wasserstoffleitungen, obwohl solche Leitungen heute schon benötigt werden. Wir haben derzeit nur eine Übergangsvorschrift in § 113a EnWG. Da steht: Unter noch laufende Gaskonzessionsverträge, die – also zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der EWG-Novelle – praktisch noch wirksam waren, sollen auch die Wasserstoffleitungen subsumiert werden. Aber was ist, wenn ein solcher Konzessionsvertrag ausläuft? Dann haben wir eben keine rechtliche Regelung, zumindest in der jetzigen Fassung des EnWG. Das hängt insbesondere damit zusammen, dass der Gesetzgeber sich entschieden hat, neben Strom und Gas auch Wasserstoff als dritten Energieträger aufzunehmen. Man hätte alternativ regeln können: Gas im Sinne des EnWG ist auch Wasserstoff. Das wäre eine grundlegend andere Weichenstellung gewesen. Dann hätte man nämlich von vornherein gesagt, alles, was für Gas gilt, gilt auch für Wasserstoff. Das genannte Konzessionsregime gilt dafür und auch die ganze Netzentgeltkalkulatorik. Letztendlich hat man sich in der letzten Legislatur mit der noch damaligen Bundesregierung in der EnWG-Novelle 2021 für eine andere Variante entschieden.

Die Frage ist zudem, woher beziehen wir den grünen Wasserstoff? Wasserstoff muss entweder hier erzeugt werden oder importiert werden. Da sind wir, so wie bei klassischem Gas, nun bei der Frage: Wo kommt der Wasserstoff her? Aus welchen Ländern importieren wir? Im Moment sind wir in Deutschland jedenfalls noch nicht so weit, dass wir selbst Wasserstoff aus erneuerbaren Energien produzieren können. Es wird sicherlich ein Thema sein, auch die Inlandsproduktion stark zu fördern.

Wir sind im Grunde mit dem Wasserstoff heute genau dort, wo wir bei Strom und Gas 1998 waren – nur mit dem Unterschied, dass es da in Deutschland schon über 100 Jahre Strom- und Gasnetze gab, die nicht mehr errichtet werden mussten. In Wasserstoffleitungen hingegen muss erst noch investiert werden. Außerdem war damals bereits Strom und Gas da, konnte aber wegen der Probleme mit der Durchleitung bzw. Netznutzung nicht geliefert werden. Wasserstoffseitig ist es so, dass wir ein funktionsfähiges Regulierungssystem schon heute haben – es fehlt aber an Wasserstoff, und zwar, weil es den zu liefernden Wasserstoff noch nicht gibt. Das müssen wir nun überbrücken und deshalb haben wir auch das Ziel der Dekarbonisierung nicht bis 2025, sondern bis 2045. Da muss man nun an vielen Stellen schrauben, und zwar auf europäischer, nationaler, aber auch auf kommunaler Ebene. Nach meiner Einschätzung darf letztere nicht vergessen werden. Das ist gerade auch auf europäischer Ebene schwierig, weil man in Brüssel zwar die Mitgliedsstaaten wahrnimmt, aber das, was darunter ist, vielleicht nicht mehr so richtig. Gerade in der nationalen Energiepolitik müssen die Kommunen stark eingebunden sein, denn ohne die dezentrale Umsetzung wird es nicht gehen.

BRJ: *Wie sieht es in der Praxis aus: Wie viele Fälle haben Sie tatsächlich bezüglich Wasserstoffs auf dem Tisch? Oder ist das ein Randgebiet, bei dem der Gesetzgeber vorgeprescht, aber die Praxis noch nicht nachgezogen ist?*

Prof. Theobald: Der Gesetzgeber ist zwar vorgeprescht, aber unzulänglich, nicht vollständig. Zumindest hätte man inhaltlich auch anders entscheiden können. Das Thema Wasserstoff ist heute schon ein großes und wird zunehmend immer größer. Gerade die Industrieunternehmen sind auf der Suche nach Wasserstoff. Sie müssen und wollen umstellen. Da ist die Ukraine gerade noch mal ein zusätzlicher Katalysator. Die Industrien haben drastisch reduziert – dass wir im Moment mit den Füllständen so gut dastehen, liegt zwar zum einen daran, dass wir noch einen sehr moderaten Winter haben. Zum anderen ist es aber so, dass der Gasverbrauch in Deutschland aufgrund des Sparverhaltens der Kunden zusätzlich zurückgegangen ist, auch bei Industriekunden. Irgendwo muss ein anderer Energieträger herkommen, da ist Wasserstoff gefragt. Insofern ist das kein Thema, das man erst in ein paar Jahren behandelt, sondern schon heute. In der Tat beraten wir bereits viele Industrieunternehmen ganz konkret bei der Ausgestaltung der Transportmodalitäten und der Ermittlung der Transportentgelte. Hilfreich hierfür sind unsere, bei den etwas älteren Kolleginnen und Kollegen vorhandenen Erfahrungen aus den Anfängen der Strom- und Gasmarktliberalisierung Ende der 90er Jahre.

BRJ: *Lieber Herr Professor Theobald, wir bedanken uns herzlich für Ihre Zeit und die spannenden Einblicke!*

Prof. Theobald: Ich habe zu danken!