



vonBredow Valentin Herz

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

von Bredow Valentin Herz, Littenstraße 105, 10179 Berlin,
Tel +49 (0) 30 8092482-20, Fax +49 (0) 30 8092482-30
E-Mail info@vvh.de

www.vonbredow-valentin-herz.de

NEWSLETTER

VON BREDOW VALENTIN HERZ / II.2019 VOM 26. JULI 2019

ALLE ENERGIETRÄGER IMPULSE AUS EUROPA: NEUSTART FÜR EINE DEZENTRALE ENERGIEWENDE DURCH DIE RED II?

BIOGAS FLEXIBILISIERUNG VON SATELLITEN-BHKW — GEHT DAS? ZUM URTEIL DES LANDGERICHTS FRANKFURT (ODER)

SPEICHER- & SEKTORENKOPPLUNG SPEICHER AUF DEM PRL-MARKT — BNETZA BESTÄTIGT MINDESTAKTIVIERUNGSZEITRAUM VON 15 MINUTEN

WINDENERGIE STILLSTAND AUCH IN BRANDENBURG — WINDKRAFTMORATORIUM SEIT 1. MAI 2019 IN KRAFT



**THINK
BEFORE YOU
PRINT**

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

was braucht eine gute Urlaubslektüre? Nun, sie sollte spannend, unterhaltsam und gerne auch ein wenig leicht sein. In diesem Sinne hoffen wir, dieser Newsletter erreicht Sie bei einem gut gekühlten Getränk am Strand, im Garten oder am Schwimmbecken (oder zumindest in einem gut gekühlten Büro). Auch wenn wir uns durchaus vorstellen können, dass es leichtere und vielleicht sogar unterhaltsamere Urlaubslektüre gibt als den Newsletter einer Anwaltskanzlei – wenigstens spannend sind die folgenden Meldungen allemal!

Besondere Aufmerksamkeit widmen wir diesmal einem für die Biogasbranche hoch bedeutsamen Urteil. Hier geht es um die Frage, wie der EEG-Anlagenbegriff bei der Flexibilisierung sogenannter Satelliten-BHKW auszulegen ist. Es handelt sich einmal mehr um ein Urteil, das vielerorts Kopfschütteln und -zerbrechen auslöst – zum Glück aber wenigstens (noch) nicht vom Bundesgerichtshof. Soll heißen: das letzte Wort dürfte hier noch nicht gesprochen sein... Auch im Bereich der innovativen Kraftstoffe tut sich gerade wieder etwas, was für Viele in der Biogasbranche – und darüber hinaus – von großem Interesse ist. So berichten wir über die Öffnung des THG-Quotensystems für flüssiges Biomethan (Bio-LNG).

Auch aus anderen Bereichen der Sektorenkopplung gibt es diesmal Spannendes zu berichten: So waren hier in den letzten Monaten einerseits einige spektakuläre Erfolge zu verzeichnen, etwa beim sogenannten „15-Minuten-Kriterium“ für PRL-Batteriespeicher oder bei der Verhinderung einer Neuregelung zu den Netzentgelten für Power-to-Gas-Anlagen. Andererseits gab es hier zuletzt aber auch einige Signale, die in der Branche mit großem Interesse, teilweise auch Skepsis beobachtet werden.

Zudem finden Sie in diesem Newsletter eine ganze Reihe von Meldungen zu wichtigen aktuellen Entwicklungen für die Windbranche – von der BNK über Laufzeitklauseln, ein neues Windkraftmoratorium bis hin zur Anlagenversetzung.

Und auch einige „Evergreens“ wie die energierechtlichen Meldepflichten und die Stromsteuer sind aufgrund aktueller Entwicklungen natürlich wieder mit dabei.

Bei so viel Auswahl bleibt uns eigentlich nur noch, Ihnen weiterhin einen schönen Urlaub zu wünschen – oder auch einen guten Wiedereinstieg in den Arbeitsalltag. Wir hoffen, mit unserem Newsletter zu beidem einen kleinen Beitrag leisten zu können.

Ihre Kanzlei **von Bredow Valentin Herz**

INHALT

2 IN EIGENER SACHE

2 ALLE ENERGIETRÄGER

- Impulse aus Europa: Neustart für eine dezentrale Energiewende durch die RED II?
- Dritte Gemeinsame Ausschreibung für PV und Wind – Und der Trend setzt sich fort
- Wie innovativ wird die Innovationsausschreibung? – Erste Einblicke in den Verordnungsentwurf
- Update zu Meldepflichten: Was steht an?
- Strom- und Energiesteuerreform: Jetzt wird's ernst!

11 BIOGAS

- Flexibilisierung von Satelliten-BHKW – geht das? Eine kritische Auseinandersetzung mit dem Urteil des Landgerichts Frankfurt (Oder)
- Bundesregierung öffnet Bio-LNG für das THG-Quotensystem: Bahn frei für den Markteintritt?
- Clearingstellen-Votum zu verspäteter Meldung einer kleinen Gülleanlage (Biogas)

20 SPEICHER UND SEKTORENKOPPLUNG

- Speicher auf dem PRL-Markt – BNetzA bestätigt Mindestaktivierungszeitraum von 15 Minuten
- Das NABEG und die Sektorenkopplung: Power-to-Gas künftig durch die ÜNB – oder doch lieber gar nicht...?
- Rolle rückwärts beim NABEG und weitere Entwicklungen für Power-to-Gas: Update zum Stand der Dinge

28 WINDENERGIE

- Das „bahnbrechende“ Urteil des OLG Schleswig-Holstein – und was dahinter steckt
- Update zur verpflichtenden bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung
- Versetzung einer Windenergieanlage: Geht das und was passiert mit dem Vergütungsanspruch?
- Stillstand auch in Brandenburg – Windkraftmoratorium seit 1. Mai 2019 in Kraft
- Laufzeitklauseln in Nutzungsverträgen – ein aktueller Überblick
- Bundesverfassungsgericht: Sonderdegression für Windenergie war verfassungsgemäß

40 VORTRÄGE UND VERÖFFENTLICHUNGEN

IN EIGENER SACHE

9. Berliner Gespräche zu Energierecht und Energiepolitik am 29. November 2019 in Berlin – Anmeldung eröffnet!

Wir hatten bereits im letzten Newsletter mit einem „Save the Date“ die 9. Berliner Gespräche zu Energierecht und Energiepolitik angekündigt. Diese sollten ursprünglich im Juni stattfinden. Leider mussten wir diesen Termin aus organisatorischen Gründen aber doch noch einmal verschieben. Nun ist der neue Termin gefunden, alle Referenten haben zugesagt, der Sektempfang ist geplant...

In diesem Sinne laden wir Sie nun herzlich zu unserer gemeinsam mit der [Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik \(FNK\)](#) ausgerichteten Veranstaltung ein! Eine Anmeldung ist ab jetzt unter info@vbvh.de möglich.

Hier ein kleiner Einblick, was Sie erwartet (das Programm finden Sie auch [hier](#)):

Vorträge:

- Klimawende? Welchen Beitrag das geplante Klimaschutzgesetz leistet (Dr. **Karsten Sach**, Abteilungsleiter Internationales, Europa, Klimaschutz im BMU)
- Perspektiven der Energiewende in Post-EEG-Zeiten: Was passiert mit „Ü20-Anlagen“? (Dr. **Steffen Herz**, vBVH)
- Neue Wege zu mehr Energiewende? – Von Klimaschutzklagen und der Zulässigkeit von Schülerstreiks (Prof. Dr. Dr. **Felix Ekardt**, FNK)

Diskussion:

- Wie viel Artenschutz verträgt die Energiewende? (Inputs & Diskussion mit Dr. **Jörn Bringewat**, vBVH und **Magnus Wessel**, BUND e.V.)
- Podiumsdiskussion zu Stand und Perspektiven der Energiewende mit **Oliver Krischer** (MdB), **Klaus Mindrup** (MdB), Dr. **Karsten Sach** (BMU), **Magnus Wessel** (BUND e.V.), Dr. **Florian Valentin** (vBVH)
Moderation: Prof. Dr. Dr. **Felix Ekardt**

Wir freuen uns auf Sie und auf die Veranstaltung, die wie immer unter unserem (Kanzlei-)Motto steht: Grüne Energie hat Recht!

Dr. Hartwig von Bredow • Dr. Florian Valentin • Dr. Steffen Herz • Dr. Bettina Hennig

ALLE ENERGIETRÄGER

Impulse aus Europa: Neustart für eine dezentrale Energiewende durch die RED II?

Am 21. Dezember 2018 ist die Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, kurz „Erneuerbare Energien-Richtlinie“ oder „RED II“ in Kraft getreten (abrufbar [hier](#)). Die Mitgliedstaaten müssen die RED II nun bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umsetzen. Was bedeutet das für das deutsche Recht? Da es sich bei der RED II und den sie begleitenden weiteren Neuregelungen um sehr umfangreiche Regelungspakete handelt, können wir diese Frage hier nur „häppchenweise“ behandeln. Im folgenden Beitrag widmen wir uns dabei einem der bislang am heißesten diskutierten Bereiche: nämlich den Auswirkungen, die die neue europarechtliche Rechtslage für die Umsetzung dezentraler Energiekonzepte in Deutschland haben könnte. Der hierfür geltende regulatorische Rahmen ist derzeit derart komplex, dass immer wieder sogar von einer „Verhinderungsrechtslage“ gegen dezentrale Modelle gesprochen wird. Wir gehen im folgenden Beitrag der Frage nach, ob dies nach den nunmehr geltenden europarechtlichen Regelungen so bleiben kann.

Kurz noch einmal zum Hintergrund: Die EE-Richtlinie gehört zum sogenannten EU-Energie-Winterpaket, das energie- und klimapolitischen Ziele bis 2030 setzt. Es besteht aus der Strommarkt-Richtlinie, der Verordnung zum Strommarkt, der Verordnung zur Risikovorsorge im Stromsektor, der Neufassung der ACER-Verordnung, der Verordnung über das Governance-System für die Energie-Union und für den Klimaschutz, der Revision der Energieeffizienz-Richtlinie und der Gebäudeeffizienzrichtlinie. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil von erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in der EU auf 32 % steigen. Die RED II bezieht sich dabei nicht nur auf Strom, sondern auch auf den Verkehrs- und den Wärmesektor und verfolgt insoweit einen umfassenden Ansatz. In dem vorliegenden Beitrag konzentrieren wir uns jedoch zunächst auf Auswirkungen im Stromsektor und hier wiederum im Wesentlichen auf die dezentralen Energieversorgungskonzepte.

Umsetzungsspielraum des Gesetzgebers

Vielfach hört man derzeit, dass Dieses oder Jenes in der RED II ja nun verbindlich geregelt sei und dass sich hieraus ja nun auch unmittelbare Folgen für die nationale Rechtslage ableiten ließen. Ganz so einfach ist es allerdings nicht: Anders als bei

EU-Verordnungen, die unmittelbar auch in den Mitgliedstaaten gelten, müssen *Richtlinien* wie die RED II erst einmal in nationales Recht umgesetzt werden, damit sie konkrete Auswirkungen haben. Im Rahmen der Umsetzung besteht dabei stets ein gewisser Spielraum des nationalen Gesetzgebers. Wo dieser endet und was der Gesetzgeber im deutschen Energierecht in jedem Fall ändern muss, wird Gegenstand einer intensiven Debatte in den nächsten beiden Jahren sein. Diese Debatte verspricht spannend zu werden. Denn die Richtlinie enthält eine Vielzahl an Vorgaben, die im Widerspruch zur aktuellen Situation in Deutschland stehen. Wir möchten mit diesem Beitrag einen Anfang machen und legen dar, was unseres Erachtens aus rechtlicher Sicht alles geändert werden muss.

(An dieser Stelle nur vorsorglich die folgende Klarstellung: Dass über das Folgende hinaus – wenn denn ein entsprechender gesetzgeberischer Wille vorhanden wäre – auch noch viel mehr im Sinne einer konsequenten und schnelleren Energiewende geändert werden sollte, ist selbstverständlich, aber nicht Gegenstand dieses Beitrags.)

Dezentralität als Chance?! – In der RED II ist Zukunft, was im EEG schon Vergangenheit ist

Die Richtlinie betont bereits ab Erwägungsgrund 3 die sich aus dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und dezentralen Versorgungsstrukturen ergebenden Chancen. Schon hier steht der über den konkreten Regelungen schwebende „Geist des Gesetzes“ in deutlichem Kontrast zu den Begründungen der letzten EEG-Fassungen von 2012, 2014 und 2017, die maßgeblich darauf ausgerichtet waren, dezentrale Konzepte und insbesondere die Eigenversorgung stark zu begrenzen und die befürchteten damit einhergehenden „Entsolidarisierungseffekte“ auszuschließen.

Die RED II zeichnet ein gänzlich anderes Bild, wobei man sich als leidgeprüfter deutscher Energierechtsanwender verwundert die Augen reibt: Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien, gemeinschaftlich handelnde Eigenversorger, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, Speicher – das alles soll auf einmal wieder etwas „Gutes“ sein? Etwas Gewolltes? Etwas, das es zu fördern und nicht einzuhegen und strengstens zu kontrollieren gilt? Die Richtlinie erinnert insoweit stark an die älteren EEG-Fassungen von 2009 und 2004 und die damals herrschende „Aufbruchsstimmung“ in eine dezentralere, kreativere und diversere Energiewelt. Damals galten auch in Deutschland Eigenversorgung und dezentrale Energiekonzepte noch als etwas Wünschenswertes. Betreiber von PV-Anlagen, die bis Mitte 2012 in Betrieb genommen wurden, konnten bzw. können sogar noch eine finanzielle Förderung von vor Ort verbrauchtem Strom in Anspruch nehmen.

Auch schon längst wieder abgeschaffte Relikte wie das Marktintegrationsmodell oder das solare Grünstromprivileg atmeten diesen Geist.

To-do-Liste für den deutschen Gesetzgeber

Doch was genau ist denn jetzt so spannend an den neuen Vorgaben der RED II? Im Einzelnen enthält die Richtlinie eine Reihe von Regelungen, die im Kontrast zum derzeit geltenden deutschen Energierecht stehen und der Umsetzung bedürfen. Unseres Erachtens müssen sogar einige „heilige Kühe“ des deutschen Energierechts auf die Schlachtbank. Wichtig ist uns an dieser Stelle, ausdrücklich voranzustellen, dass wir im Folgenden nicht darstellen, was unseres Erachtens im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie „nice to have“ wäre. Es geht vielmehr darum, was nach dem Ergebnis unserer Prüfung wirklich passieren *muss*, damit Deutschland sich nicht – gegebenenfalls justiziabel – in Widerspruch zu den europarechtlichen Vorgaben der RED II setzt.

1. Ermöglichung von Fällen gemeinschaftlicher Eigenversorgung

Die Richtlinie definiert in Artikel 2 Nummer 15 den Begriff der „gemeinsam handelnden Eigenversorger“ als „eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität [...], die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden“. Eine derartige gemeinschaftliche Eigenversorgung ist dem deutschen Recht bisher fremd. Insbesondere geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass es stets nur einen Anlagenbetreiber geben kann und dementsprechend auch nur einen Eigenversorger. Vor dem Hintergrund der Regelungen in Artikel 21 der Richtlinie wird es nach der Umsetzungsfrist nicht mehr möglich sein, Fälle der gemeinschaftlichen Eigenversorgung als Fälle der Stromlieferung zu behandeln. Vielmehr müssen solche Konstellationen als Fälle der Eigenversorgung eingeordnet werden. Gemäß Artikel 21 (4) der Richtlinie müssen sie insbesondere auch das Recht erhalten, untereinander Strom auszutauschen, ohne dass Abgaben, Umlagen, Gebühren zu zahlen sind, die über die Abgaben für Eigenversorger hinausgehen. Geschäftsmodelle, die in der Vergangenheit in Deutschland als Fälle der Lieferung eingeordnet wurden (wie z.B. Scheibenpachtmodelle oder Betreiber-GbR) sind nach der Umsetzung der Richtlinie in Deutschland als Fälle der Eigenversorgung zu behandeln, soweit sie sich innerhalb desselben Gebäudes oder desselben Mehrfamilienhauses abspielen.

2. Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips für Speicher

Aktuell geht man in Deutschland davon aus, dass ein Speicher automatisch zu einer Graustrom-Anlage wird, wenn auch nur eine einzige Kilowattstunde eingespeichert wird, die nicht direkt aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage vor Ort stammt (das sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern). Dies kann erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben, etwa für die EEG-Förderung des ausgespeicherten und in das Netz eingespeisten Stroms oder für die Höhe der für den ausgespeicherten und vor Ort verbrauchten Strom anfallenden EEG-Umlage. In Artikel 21 (2) (a) der RED II ist nun aber ausdrücklich vorgesehen, dass erneuerbarer Strom seine Privilegien nicht verlieren darf, wenn er eingespeichert wird. Die EE-Richtlinie verfolgt insofern einen strommengen-bezogenen und keinen anlagenbezogenen Ansatz, wie er derzeit im deutschen Energierecht überwiegend vertreten wird. Eine bilanzielle Betrachtung des in Speichern eingespeicherten Stroms muss dementsprechend – entgegen der derzeitigen Handhabung im deutschen Energierecht – ermöglicht werden. Falls es noch nicht hinreichend klar geworden ist, noch einmal in aller Deutlichkeit: Das Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern im deutschen Recht ist abzuschaffen.

3. Anhebung der de-minimis-Befreiung von der EEG-Umlage auf 30 kW?

Art 21 Absatz 2 lit. a) (ii) der RED II wird für die Belastung der Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien mit der EEG-Umlage von zentraler Bedeutung werden und wird bereits jetzt vielfach zitiert. Die Bestimmung sieht im Grundsatz vor, dass eigenerzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die an Ort und Stelle verbleibt, keinen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen sein darf. In Absatz 3 der Regelung wird dieser Grundsatz zwar sogleich wieder dahingehend eingeschränkt, dass Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW durchaus doch mit Abgaben und Umlagen belegt werden können. Spannend wird es in Deutschland aber sodann bei der Frage, ob die bisher bei 10 kW und 10 MWh pro Jahr verortete sogenannte de-minimis-Befreiung auf 30 kW angehoben werden muss. Zwar kommt grundsätzlich eine weitere Ausnahme in Betracht. So sieht die Richtlinie in Artikel 21 (3) (a) die Möglichkeit einer Ausnahme von der Umlagenfreiheit auch dann vor, „wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird, jedoch nur in dem Umfang, dass die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben werden“. Hieraus kann man zunächst erkennen, dass die Begrenzung der de-minimis-Befreiung für Kleinanlagen gemäß § 61a Nummer 4 EEG auf 20 Jahre ab der Inbetriebnahme aufgehoben werden muss. Zudem steht fest, dass für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die keine

Förderung (mehr) nach dem EEG erhalten, eine Belastung mit der EEG-Umlage ebenfalls nicht mehr zu rechtfertigen sein wird. Möchte der deutsche Gesetzgeber jedoch für geförderte EEG-Anlagen weiterhin auch unter 30 kW eine Belastung mit der EEG-Anlage vorsehen, so muss er den Nachweis führen, dass „die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben wird.“ Da dies von einer Vielzahl von Aspekten im Einzelfall abhängen wird (Inbetriebnahmejahr, Investitionskosten, Eigenversorgungsquote) stellt sich insoweit die Frage, ob der Gesetzgeber diesen eher steinigen Weg gehen möchte. Naheliegender erschiene es insoweit – jedenfalls aus unserer Sicht –, auf eine Umsetzung dieser Ausnahmeregelung zu verzichten und die de-minimis-Befreiung auf 30 kW anzuheben. Die Rückendeckung der EU wäre dem deutschen Gesetzgeber jedenfalls sicher.

4. Abschaffung des Eigenversorgungsverbotes

Derzeit enthält das EEG in § 27a ein Eigenversorgungsverbot für Strom aus Anlagen, die ihre Förderung in einer Ausschreibung erlangt haben. Das Verbot wird von einer strengen Sanktionierung in § 52 EEG 2017 flankiert. Die Regelungen sehen vor, dass der Anlagenbetreiber (außer in bestimmten Ausnahmefällen) bei einer – auch geringfügigen – Eigenversorgung seine Förderung für das gesamte Kalenderjahr verliert. Eine derartige Bestimmung steht in klarem Kontrast zu Artikel 21 (6) (e) der Richtlinie. Danach ist vorgesehen, dass im nationalen Rechtsrahmen sichergestellt wird, „dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden“. Unseres Erachtens stellt das Eigenversorgungsverbot eine klare Diskriminierung von Eigenversorgern gegenüber den Betreibern von Volleinspeisungsanlagen vor. Das Eigenversorgungsverbot in § 27a EEG sollte angesichts der klaren Maßgaben der Richtlinie ersatzlos gestrichen werden. Soweit der deutsche Gesetzgeber es aufrechterhalten will, wäre es jedenfalls auf solche Anlagenbetreiber zu beschränken, deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit die Energieerzeugung darstellt.

Fazit: Konflikt über die Umsetzung der Richtlinie in Deutschland ist vorprogrammiert

Die – bei weitem nicht vollständige – Auswahl der vorstehend genannten Themen zeigt das Potential, dass in der RED II steckt. Die vorstehenden Regelungen werden noch ergänzt durch die Neuregelungen zu „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ in Artikel 23 – noch so ein Begriff, bei dem das deutsche Energierechtler-Herz

hüpft. Diese können wir im Rahmen des vorliegenden Beitrags nicht auch noch vollständig darstellen und auswerten, allerdings geht auch aus ihnen eindeutig hervor, dass das europäische Energierecht den aktiven „Prosumer“ zunehmend als zentralen Akteur der Energiewende sieht und ihn in dieser Funktion ausdrücklich stärken und „ertüchtigen“ möchte. Dies haben die Mitgliedstaaten zu respektieren und in ihrer Umsetzung zu berücksichtigen.

Die Signale, die die RED II (und im Übrigen auch die Strommarkttrichtlinie, die sogenannte MDD) an die Mitgliedstaaten sendet, sind insofern klar und eindeutig:

- Dezentrale Energiekonzepte mit erneuerbaren Energien sind gewollt.
- Eigenversorgungskonzepte einschließlich Konzepten gemeinschaftlicher Eigenversorgung sind gewollt.
- Speicher sind gewollt.

Was der deutsche Gesetzgeber aus dieser Steilvorlage machen wird, hängt von vielen Faktoren ab, und zu allererst vom politischen Willen der Regierung, die die Umsetzung in Angriff nehmen muss. Wenn ein politischer Wille dazu da ist, die Energiewende wieder in großen und schnellen Schritten voranzubringen und zu gestalten und nicht nur „hinzunehmen“, so kann die RED II zum Anlass genommen werden, die entsprechenden Weichenstellungen im deutschen Energierecht vorzunehmen. Fehlt dieser politische Wille, so wird es darauf hinauslaufen, dass der deutsche Gesetzgeber nur das rechtlich zwingend erforderliche Mindestmaß umsetzen wird. Dies wäre voraussichtlich für dezentrale Energiekonzepte und die Energiewende im Ganzen kein großer Gewinn. Wir werden mit Ihnen gemeinsam darauf achten, dass es in jedem Fall nicht noch schwieriger wird.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Bettina Hennig

Dritte Gemeinsame Ausschreibung für PV und Wind – Und der Trend setzt sich fort

Wie bereits in den ersten beiden gemeinsamen Ausschreibungen für Photovoltaik und Windenergie im Jahr 2018 (wir berichteten [hier](#) und [hier](#)) gingen auch in der ersten Ausschreibung dieser Art in diesem Jahr wieder alle Zuschläge an Photovoltaik-Projekte. Hatte beim letzten Mal noch ein einziger Windenergieanlagenbetreiber ein Angebot eingereicht, so beteiligte sich die Windbranche diesmal gar nicht erst. Insgesamt macht das Ausschreibungssystem gerade keine Werbung für sich:

Windenergieausschreibungen sind stark unterzeichnet, Photovoltaikausschreibungen stark überzeichnet und an den „gemeinsamen“ Ausschreibungen nimmt nur ein Energieträger teil.

Bis zum Stichtag am 1. April 2019 wurden insgesamt 109 Gebote für Photovoltaik-Anlagen mit knapp 720 MW installierter Leistung bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Damit war das Ausschreibungsvolumen von 200 MW massiv überzeichnet. Lediglich 18 Gebote mit einer Gesamtleistung von knapp 210 Megawatt erhielten einen Zuschlag. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert erhöhte sich im Vergleich zur Vorrunde von 5,27 auf 5,66 ct/kWh. Das höchste bezuschlagte Gebot lag bei 6,10 ct/kWh, der niedrigste bei 4,50 ct/kWh. Die Ausschreibungsergebnisse finden Sie wie immer [hier](#) auf der Website der Bundesnetzagentur.

Die Zuschlagswerte sind um einiges höher als die in der ersten technologiespezifischen Ausschreibung des Jahres 2019 für Solaranlagen, welche am 15. Februar 2019 bekanntgegeben wurden. Hier lag der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lediglich bei 4,80 ct/kWh. Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhielt, lag bei 5,18 ct/kWh, der niedrigste bei 4,11 ct/kWh.

Mit dem Ergebnis der gemeinsamen Ausschreibung setzt sich der Negativtrend im Bereich der Windenergie fort. Aufgrund der andauernden Flächenknappheit und des Genehmigungsstaus gibt es schlicht nicht genügend umsetzungsreife Projekte. Dementsprechend war auch die letzte Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land stark unterzeichnet. Während die Energiewende sich dadurch verlangsamt und die Erreichung der Klimaziele in immer weitere Ferne rückt, freuen sich die wenigen erfolgreichen Bieter im Bereich der Windenergie über hohe Zuschlagswerte. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert betrug dort zuletzt 6,11 ct/kWh.

Auffallend ist die hohe Anzahl an ausgeschlossenen Geboten in den letzten Ausschreibungsrunden: Aufgrund von Formfehlern wurden sowohl bei der gemeinsamen Ausschreibung als auch bei der Ausschreibung für Solar jeweils 18 Gebote nicht berücksichtigt. Bei der letzten Ausschreibung für Windenergie an Land waren es immerhin 5 Gebote, die keine Berücksichtigung fanden. Dies ist bedauerlich für die Bieter und nach Aussagen der Bundesnetzagentur auch vermeidbar. Gern unterstützen wir Sie bei der Prüfung der Gebotsunterlagen.

Die nächste technologiespezifische Ausschreibungsrunde für die Photovoltaik mit einem Volumen von 150 Megawatt steigt am 3. Juni 2019 und für die Windenergie mit einem Volumen von 650 Megawatt am 1. August 2019. Eine weitere

gemeinsame Ausschreibung für Photovoltaik und Windkraft an Land ist für den 1. November 2019 geplant. Solange der Gesetzgeber allerdings keine neuen Anreize für die Windbranche schafft, lässt sich das Ergebnis dieser Ausschreibungen bereits jetzt vorhersagen.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Dr. Florian Valentin

Wie innovativ wird die Innovationsausschreibung? – Erste Einblicke in den Verordnungsentwurf

Was lange währt, wird endlich gut? Dass das im Fall der Innovationsausschreibungen leider eine vergebliche Hoffnung bleiben könnte, zeigt ein erster Entwurf der lange erwarteten Innovationsausschreibungsverordnung, der derzeit in der Länder- und Verbändeanhörung diskutiert wird. Wirklich begeistert zeigen sich die meisten Branchenteilnehmer dabei nicht, und das nicht ohne Grund...

Ein kurzer Blick zurück: War da nicht mal was mit einer Deadline letztes Jahr?! Ja, tatsächlich regelte das EEG explizit, dass in den Jahren 2019 und 2020 Innovationsausschreibungen durchgeführt werden sollen. Dafür sollte nach der gesetzlichen Vorgabe „erstmals spätestens bis zum 1. Mai 2018“ eine Rechtsverordnung erlassen werden, die die Rahmenbedingungen dieser speziellen Ausschreibungen ausbuchstabiert. Aber wie es Deadlines so an sich haben: Sie fliegen häufig einfach viel zu schnell vorbei. Und so liegt erst seit Ende Juni 2019 ein entsprechender Verordnungsentwurf vor, der sich derzeit aber noch in der Abstimmung befindet.

Nach dem langen Warten bekommt man nun aber einen ersten Eindruck davon, was die neue Innovationsausschreibung unter „Innovation“ versteht. Man kann es einmal vorsichtig so formulieren: das Warten hat sich aus der Sicht Vieler nicht wirklich gelohnt.

Innovation – schon irgendwie, aber nicht bei den Technologien...

Noch einmal kurz zur Erinnerung: In der Rechtsverordnung zu den Innovationsausschreibungen sollte laut der gesetzlichen Vorgabe insbesondere „sichergestellt werden, dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden, die sich im technologieneutralen wettbewerblichen Verfahren als effizient erweisen“. Davon ist in dem aktuellen Entwurf nach der

Bewertung vieler Kritiker allerdings nicht viel übrig geblieben. Die wichtigsten in dem Verordnungsentwurf enthaltenen Punkte sind dabei wohl die folgenden:

- die Erprobung eines fixen Marktprämienmodells
- die Erprobung eines neuen Wettbewerbsmechanismus bei unterzeichneten Ausschreibungsrunden (Zuschlagsbegrenzung)
- die Erprobung der Bezuschlagung gemeinsamer Projekte verschiedener erneuerbarer Energien („Kombikraftwerke“)

Insgesamt fällt auf, dass es in den Kernelementen der neuen Verordnung eigentlich gar nicht so sehr um die Erprobung innovativer, besonders systemdienlicher oder effizienter Technologien geht, sondern vielmehr um die Erprobung neuer Steuerungsmechanismen. Allein dies ist erstaunlich. Der vom EEG angestoßene Testballon soll also letztlich gar nicht zu Gunsten neuer technologischer Lösungen wirken, sondern lediglich eine Experimentierkasten für die im EEG enthaltenen Fördermechanismen werden? Ob dies vom Gesetzgeber so intendiert war, kann man angesichts der zitierten Formulierung im Gesetzeswortlaut wohl bezweifeln.

Was an dem Entwurf sonst noch kritisiert wird

Dass Modelle wie eine fixe Marktprämie oder gar eine künstliche Verknappung der Zuschläge bei ohnehin schon unterzeichneten Ausschreibungen bei vielen Beteiligten nun keine rechten Begeisterungstürme auslösen, versteht sich von selbst. Dass aber selbst die Idee einer speziellen „Kombi-Kraftwerk-Ausschreibung“ vielfach kritisch betrachtet wird, liegt letztlich an der konkreten Ausgestaltung. So halten es Kritiker für höchst zweifelhaft, dass es bei der derzeitigen Ausgestaltung überhaupt nennenswert viele potenziell geeignete Projekte für die Teilnahme geben wird: Die Teilnahme von Biomasseanlagen dürfte bei der Ausschreibung der geplanten fixen Marktprämie wohl vielfach wirtschaftlich ausgeschlossen sein. Die Kombination von Wind- und Solaranlagen in einem „Kombikraftwerk“ dürfte unter den geplanten Bedingungen ebenfalls schwierig werden. Denn für Solaranlagen soll auch bei Teilnahme an den Innovationsausschreibungen die strenge Flächenkulisse des EEG gelten. Gleichzeitig soll nach aktuellem Stand geregelt werden, dass die Einzelanlagen auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander errichtet sein müssen, um gemeinsam teilnehmen zu können. Wie zum Beispiel eine Windenergieanlage direkt neben einer Solaranlageanlage auf z.B. einer förderfähigen Gewerbefläche oder Konversionsfläche errichtet bzw. genehmigt werden können soll, erschließt sich dabei nicht wirklich. Gleichzeitig haben größere Solarkraftwerke häufig genug erhebliche Schwierigkeiten, im Außenbereich eine Genehmigung zu bekommen, von einer förderfähigen

Errichtungsfläche, etwa einer „sonstigen baulichen Anlage“ ganz zu schweigen. Voraussichtlich werden für solche Anlagenkombinationen, die sowohl alle genehmigungsrechtlichen Anforderungen als auch die Vorgaben der Innovationsausschreibungsverordnung erfüllen könne, nur sehr ausgewählte – um nicht zu sagen: vereinzelt – Standorte überhaupt in Betracht kommen.

Ebenfalls erstaunt die Erprobung einer Zuschlagsbegrenzung bei unterzeichneten Ausschreibungsrunden. So findet in einem Ausschreibungssystem die Mengensteuerung und der systeminhärente Schutz vor Wettbewerbsverzerrungen und übersetzten Förderungen ja typischerweise durch die fixe Ausschreibungsmenge in Kombination mit dem vorgegebenen Höchstpreis statt. Den Rest soll der Wettbewerb regeln. Daher wirkt eine Zuschlagsbegrenzung bei Unterzeichnung erst einmal „systemwidrig“. Wir meinen: wenn schon Wettbewerb, dann auch konsequent. Gibt es zu wenig Gebote, ergibt der Wettbewerb dann eben den Höchstpreis. Dies soll ja gerade als Anreiz wirken, dass sich das Angebot dann wieder steigert. Zumal der „Flaschenhals“ bei den aktuellen Ausschreibungen ja nicht durch bewusst wettbewerbsverzerrende Handlungen der Beteiligten bewirkt wird, sondern durch die Flächenknappheit, die Genehmigungsstaus, die Verunsicherung im Markt etc. Insofern wäre es schon erstaunlich, wenn dieser Mechanismus nun als „Testballon“ erprobt wird, der gegebenenfalls künftig dann auch auf die regulären Ausschreibungen übertragen werden könnte. Denn dass man ausgerechnet dann, wenn ganz offensichtlich nicht genug Projekte realisierungsfähig sind, um die gesetzlich vorgesehenen Ausbaukorridore einzuhalten, die Zuschläge auch noch künstlich verknappt, leuchtet nicht wirklich ein.

Unser Fazit

Entsprechende Kritik wurde in der Verbände- und Länderanhörung vielfach adressiert. So bestand bei Vielen die Hoffnung, dass es gezielte Anreize für die Entwicklung von Flexibilitätsmärkten oder Impulse für innovative Projekte unter dem Einbezug von Speicher- und Sektorenkopplungstechnologien geben würde. Hiervon ist im Verordnungsentwurf allerdings nichts zu lesen. Es bleibt zu hoffen, dass an der Innovationsausschreibungsverordnung noch einmal Hand angelegt wird – allein schon, damit die lange erwarteten Innovationsausschreibungen in der Ausgestaltung nicht letztlich zu einem weiteren „Rohrkrepierer“ werden, wie es bei den technologieoffenen Ausschreibungen, der internationalen Ausschreibung oder der Mieterstromförderung zu beobachten war.

Ansprechpartner: Dr. Bettina Hennig und Dr. Steffen Herz

Update zu Meldepflichten: Was steht an?

Das Schöne am Thema Meldepflichten: Man hat immer etwas zu berichten. Das Unschöne am Thema Meldepflichten: Man hat immer etwas zu berichten. In diesem Sinne geben wir Ihnen im folgenden Beitrag einige kurze Hinweise, auf aktuell anstehende Melde- und Mitteilungspflichten. Wie immer in diesem Zusammenhang gilt natürlich: Die nachfolgenden Ausführungen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und können eine Prüfung des Einzelfalls nicht ersetzen.

REMINDER 1: Erste Übergangsfrist für die Marktstammdatenregistrierung endet zum 31. Juli 2019

Über die verschiedenen Übergangsfristen, die für die umfangreichen alten und neuen Meldepflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStrV) gelten, wurde ja schon vieles gesagt, auch von uns (unseren ausführlichen Beitrag dazu, wer was wann warum melden muss finden Sie [hier](#)). Dasselbe gilt für das unselige Thema der drohenden Sanktionen, wenn man seinen Meldepflichten nicht nachkommt (sehen Sie bei Interesse unseren letzten Beitrag dazu [hier](#), mit weiteren Verlinkungen zu älteren Beiträgen). Daher möchten wir uns hier lediglich auf einen kurzen Reminder beschränken, dass am **31. Juli 2019** die erste in der MaStrV vorgesehene Übergangsfrist endet.

Diese betrifft insbesondere

- Betreiber (also auch Betreiber von Bestandsanlagen), die seit dem 1. Juli 2017 Leistungsänderungen an ihren Anlagen vorgenommen haben und diese noch nicht registriert haben,
- genehmigte Projekte, wenn die jeweilige Zulassung ab dem 1. Juli 2017 bekanntgegeben wurde,
- seit dem 1. Juli 2017 in Betrieb genommene Einheiten, bei denen es sich weder um EEG- noch um KWK-Anlagen handelt.

Sollten Sie hiervon betroffen sein, sollten Sie sich umgehend mit dem Marktstammdatenregister auseinandersetzen und die entsprechenden Einträge noch vornehmen. Weitere Informationen hierzu und den Zugang zum Webportal des Marktstammdatenregisters finden Sie unter www.marktstammdatenregister.de.

Bevor es doch wieder in Vergessenheit gerät, zudem hier noch eine weitere kleine Erinnerung aus unserer letzten Meldung hierzu:

„Betreiber älterer Bestandsanlagen und -einheiten, die keine Leistungsänderung beabsichtigen, keine Änderungsgenehmigung oder ähnliches beantragen und auch keine neuen Einheiten in Betrieb nehmen, müssen sich mittelfristig ebenfalls im Marktstammdatenregister registrieren. Das gilt auch dann, wenn sie sich bereits vor dem 1. Juli 2017 auf Grundlage der Anlagenregisterverordnung im Anlagenregister (oder im PV-Meldeportal) registriert hatten oder wenn zuvor gar keine Registrierungspflicht galt (Altanlagen). Für diese grundsätzliche Pflicht zur Registrierung bestehender Anlagen, Einheiten und Marktakteure gilt aber eine sehr lange Übergangsfrist von 24 Monaten. Betroffene Anlagenbetreiber und Marktakteure haben somit bis zum 31. Januar 2021 Zeit, die Registrierung im Webportal vorzunehmen.“

Für Neuanlagen und andere meldepflichtige Ereignisse gelten im Übrigen die „üblichen“ Fristen nach der MaStRV, in der Regel also ein Monat ab dem meldepflichtigen Ereignis (z.B. der Inbetriebnahme einer Anlage).

REMINDER 2: Erhebung der Bundesnetzagentur zu EEG-Zahlungen im Jahr 2018 läuft noch bis 31. August 2019

Viele kennen diese etwas „exotische“ Meldepflicht schon, vielen Betreibern ist sie aber auch nach wie vor unbekannt, obgleich sie schon länger gilt. Daher hier noch einmal eine kurze Einordnung: Zur Erfüllung europarechtlicher Transparenzverpflichtungen führt die Bundesnetzagentur auf der Grundlage von § 85 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2017 regelmäßig eine Datenerhebung zum Umfang von EEG-Zahlungen im jeweiligen Vorjahr durch. Derzeit läuft die Datenerhebung für das Jahr 2018. Die Meldefrist endet hier am **31. August 2019**. Kommt ein Anlagenbetreiber der Pflicht zur Übermittlung der Daten nicht nach, so hat die Bundesnetzagentur gemäß § 85 Absatz 3 EEG 2017 in Verbindung mit § 94 EnWG theoretisch die Möglichkeit, die Anordnung der Datenerhebung mittels eines Zwangsgeldes durchzusetzen.

Nicht jeder Anlagenbetreiber muss bei dieser Meldepflicht allerdings mitmachen. Betreiber sind unter den folgenden Voraussetzungen verpflichtet, die im Jahr 2018 nach dem EEG erhaltenen Zahlungen bis zum 31. August 2019 an die Bundesnetzagentur zu melden:

- Die EEG-Anlage ist nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb gegangen.
- Die Zahlungen nach dem EEG (Einspeisevergütung, Marktprämie, Flexibilitätsprämie, Flexibilitätszuschlag usw.) für die Anlage haben im Kalenderjahr 2018 mindestens 500.000,00 Euro betragen.

Entschädigungszahlungen für Einspeise-Management-Maßnahmen (EinsMan) und die Erlöse aus der Direktvermarktung sind dabei nicht zu berücksichtigen. Die insoweit maßgebliche Anlage bestimmt sich zudem nicht nach dem üblichen EEG-Anlagenbegriff, sondern soll sich nach Angaben der Bundesnetzagentur nach der Netzbetreiberabrechnung (oder der entsprechenden Abrechnung eines Dritten, z. B. des Direktvermarkters) richten. Es soll also maßgeblich sein, ob die Anlagen gemeinsam abgerechnet werden (z.B. bei Solarmodulen) oder ob die Anlagen jeweils eine eigenständige Abrechnung erhalten.

Die Datenübermittlung erfolgt mittels eines Fragebogens, den die Bundesnetzagentur auf ihrer Website bereitstellt. Weitere Informationen zu dieser Meldepflicht, zu den hierfür zu nutzenden Formularen und Übermittlungswegen finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner: Dr. Bettina Hennig und Dr. Hartwig von Bredow

Strom- und Energiesteuerreform: Jetzt wird's ernst!

Es ist soweit: Am 1. Juli 2019 sind die Neuregelungen im Strom- und Energiesteuerrecht in Kraft getreten und gelten nun für alle Betroffenen. Und das sind viele von Ihnen, liebe Leserinnen und Leser! Denn die Neuregelungen betreffen insbesondere Betreiber von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen. Mit den Neuregelungen gehen teilweise Verbesserungen einher, aber auch viele neue bürokratische Anforderungen. Wir hatten zur Stromsteuerreform sowie den Neuregelungen zu Meldepflichten in der EnSTransV bereits in einem ausführlichen Sondernewsletter (abrufbar [hier](#)) und einem längeren Update (abrufbar [hier](#)) berichtet. Daher möchten wir im Folgenden die Neuregelungen und ihre Folgen nicht noch einmal en Detail erläutern, sondern uns – im Sinne einer kleinen Erinnerung an Sie, sich bei Gelegenheit mit der neuen Rechtslage zu befassen – auf eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten neuen Punkte beschränken. Zudem möchten wir Sie auf zwei aktuelle Informationspapiere der Generalzolldirektion hinweisen, die Erläuterungen und Positionierungen der Finanzverwaltung zu verschiedenen stromsteuerrechtlichen Einzelfragen betreffen.

Stromsteuerreform – Die wichtigsten Änderungen im Überblick

Zunächst noch einmal ein kurzer Überblick über die wichtigsten Neuerungen im Stromsteuerrecht, die seit dem 1. Juli 2019 gelten (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

- Änderung der Steuerbefreiung in § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG durch Abschaffung der „Ökostromnetzregelung“ und Änderung zu einer speziellen Befreiungsregelung für Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 MW, die allerdings nur für die Eigenversorgung und nicht für Direktlieferungen gilt
- Beschränkung der Kleinanlagenbefreiung (installierte Leistung bis 2 MW) nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG auf Erneuerbare-Energien-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen, im Übrigen nur noch für „echte“ Inselanlagen (§ 9 Absatz 1 Nummer 6 StromStG)
- Änderung der Anlagenzusammenfassungsverordnung in § 12b StromStV für die sogenannte „Kleinanlagenbefreiung“ nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG
- Einführung eines optionalen Pauschalierungsrechts für die Geltendmachung einer Stromsteuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung nach § 12a StromStV
- Erfordernis einer Erlaubnis für die Geltendmachung der Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1, 2 und 3 StromStG, (vgl. § 9 Absatz 4 StromStG); eine Ausnahme gilt insoweit allerdings für Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 1 MW und hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 50 kW, die keine förmliche Erlaubnis benötigen (vgl. § 10 StromStV)
- Einführung neuer Entlastungstatbestände, über die eine Rückerstattung gezahlter Stromsteuer möglich ist, etwa wenn die Einholung einer Erlaubnis zur steuerfreien Entnahme versäumt wurde (vgl. §§ 12c, 12d StromStV)
- Ausdrückliche Einführung eines „Zeitgleichheitskriteriums“, vergleichbar mit den Regelungen zur Eigenversorgung in § 62b Absatz 5 EEG 2017 (vgl. § 11a StromStV)
- Erweiterung der Mitteilungspflichten nach der Energiesteuer- und Stromsteuer-Transparenzverordnung (EnSTransV) auf die Steuerbefreiungen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und 3 StromStG sowie §§ 12c, 12d StromStV; Einführung eines generellen jährlichen Schwellenwerts von 200.000,00 Euro pro Steuerbegünstigung, unterhalb dessen keine Mitteilungspflichten nach der EnSTransV bestehen (ein

Befreiungsantrag ist künftig nicht mehr erforderlich); zudem gilt inzwischen verbindlich das elektronische Datenübermittlungsverfahren, eine andere Form der Mitteilung ist nur noch nach Bewilligung eines Ausnahmeantrags durch das Hauptzollamt zulässig.

Neue Fragen, neue Antworten? – Informationspapiere der Generalzolldirektion

Da diese vielen Neuregelungen natürlich auch neue Verständnis- und Auslegungsfragen mit sich bringen, hat die Generalzolldirektion jüngst ein die Neuregelungen begleitendes Informationsschreiben veröffentlicht, das Sie [hier](#) abrufen können. Hier finden sich einige weiterführende Erläuterungen und erste Auslegungshinweise. Natürlich werden aber auch hier bei weitem nicht alle durch die Neuregelungen aufgeworfenen Fragen adressiert bzw. beantwortet.

Das gleiche gilt für ein ebenfalls vor kurzem veröffentlichtes Informationspapier zur Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 StromStG („Strom zur Stromerzeugung“). Hierin finden sich Hinweise der Generalzolldirektion zur nach ihrer Auffassung richtigen Auslegung der entsprechenden Regelungen, wobei sich die Generalzolldirektion auch mit verschiedenen speziellen Einzelfragen befasst (z.B. mit generell nicht steuerpflichtigen „echten“ Verlusten, auch in Abgrenzung zu Verbräuchen in Nebenanlagen wie etwa Transformatoren oder mit den steuerfreien Stillstandsverbräuchen von Stromerzeugungsanlagen). Dieses Informationspapier können Sie [hier](#) abrufen.

Wir stimmen den Auslegungsergebnissen der Generalzolldirektion in beiden Papieren nicht an jeder Stelle zu, sie geben aber den Stand wieder, mit dem man voraussichtlich bei der Auseinandersetzung zu Einzelfragen mit dem jeweils zuständigen Hauptzollamt konfrontiert sein wird. Insofern sind die Papiere als Lektüre sehr hilfreich, an einigen Stellen aber auch durchaus inhaltlich zu hinterfragen. Auch hat sich in der Vergangenheit bereits mehrfach gezeigt, dass nicht jedes Hauptzollamt sich „sklavisch“ an solche Verlautbarungen der Generalzolldirektion hält, sondern in Einzelfällen durchaus auch abweichende Ergebnisse erzielt werden können. Wie so oft lohnt sich auch hier also häufig ein zweiter Blick.

Und nun? Was tun?

Die wichtigste Botschaft vorweg: In vielen Fällen, die von den Neuregelungen betroffen sind, besteht kein Zeitdruck. Zum ersten stehen die für die Anwendung der Neuregelungen erforderlichen Formulare noch gar nicht vollständig bereit. Das

bedeutet, man kann die neuen formalen Schritte wie die Beantragung einer der neuen Erlaubnisse ohnehin noch gar nicht formwirksam einleiten. Hier besteht aber auch keine Eile: Denn wenn man bereits in diesem Jahr die seit dem 1. Juli erlaubnispflichtigen Steuerbefreiungen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder 3 StromStG geltend machen möchte, kann man dafür noch bis zum Ende des Jahres 2019 einen Erlaubnis Antrag stellen. Dieser wirkt dann auf den 1. Juli 2019 zurück (§ 15 Absatz 3 StromStG). Versäumt man dies, muss man zwar bei der nächsten Steueranmeldung (also bis Mai 2020) die entsprechenden Strommengen zur Steuer anmelden und die Steuer entrichten. Man kann sich die Steuer dann aber wiederum bis zum Ende des Jahres 2020 über einen Entlastungsantrag nach § 12a, 12c oder 12d StromStV zurückholen.

Etwas lästig kann es voraussichtlich für alle Beteiligten in den Übergangszeiträumen (2019/2020) werden, die unterjährige Änderung der Besteuerung ab Juli 2019 korrekt umzusetzen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zugegebenermaßen in vielen Praxisfällen nach wie vor eine gewisse stromsteuerrechtliche „Unordnung“ herrscht – was nach unserem Eindruck gleichermaßen an Versäumnissen und Unklarheiten auf Betreiber- wie auf Behördenseite liegt. Denn die bereits bestehenden und durch die jüngste Reform auch leider nicht vereinfachten Regelungen, etwa zum Versorgerstatus oder zu erforderlichen Mitteilungspflichten sowie die Handhabung der entsprechenden Formulare treiben nicht wenige Betreiber (und Hauptzollamtsmitarbeiter) bereits jetzt zur Verzweiflung. In diese ohnehin schon etwas angespannte Situation „grätschen“ jetzt die neuen Regelungen hinein und es steht zu befürchten, dass dies hier und da noch zu einer weiteren Chaotisierung führen könnte. Daher hatten wir im Rahmen einer Expertenanhörung im Finanzausschuss des Bundestages in dem Gesetzgebungsverfahren – wie im Übrigen alle anderen geladenen Sachverständigen auch – dringend Vereinfachungen und eine allgemeine Entbürokratisierung des Stromsteuerrechts angemahnt. Leider sind diese Forderungen der Experten im Gesetzgebungsverfahren weitgehend ungehört verhallt.

Aber sehen wir es einmal positiv: Die Neuregelungen könnten für viele Betreiber auch ein guter Anlass sein, hier nun einmal etwas gründlicher aufzuräumen, zumal die neu strukturierten Befreiungsregeln in vielen Fällen zu einer im Ergebnis doch etwas klareren und besseren Abwicklung führen könnten und vor allem auch echte wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen können – wenn man sie denn richtig umsetzt. Natürlich stehen wir Ihnen gerne jederzeit zur Seite, um Sie bei der Suche

nach einem möglichst optimalen Weg durch den steuerrechtlichen Dschungel zu unterstützen.

Ansprechpartner: Dr. Bettina Hennig und Dr. Katrin Antonow



BIOGAS

Flexibilisierung von Satelliten-BHKW – geht das? Eine kritische Auseinandersetzung mit dem Urteil des Landgerichts Frankfurt (Oder)

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen spielt in der Praxis eine bedeutende Rolle. Erhöht ein Anlagenbetreiber die Leistung seines BHKW-Standorts, schafft er damit Spielraum für eine bedarfsorientierte Stromproduktion. Der Anlagenbetreiber kann dann kurzfristig zu Zeiten mit hohem Strombedarf seine Stromproduktion anheben. Im Gegenzug drosselt der Anlagenbetreiber die Anlagenleistung bei einer geringen Nachfrage. Der Strom wird produziert, wann er gebraucht wird. Das ist die Idee der Flexibilisierung.

Das Landgericht Frankfurt (Oder) hat nun aber für räumlich von der Biogaserzeugungsanlage abgesetzte BHKW (sog. Satelliten-BHKW) für einen bestimmten Fall die Möglichkeit zur Flexibilisierung abgelehnt. Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig, führt jedoch bereits jetzt zu erheblichen Unsicherheiten in der Branche.

Der Fall: Flexibilisierung eines Satelliten-BHKW

In dem Fall stritten die Beteiligten darüber, ob zwei an einem sog. Satelliten-Standort errichtete BHKW als eine Gesamtanlage oder als zwei eigenständige Anlagen im Sinne des EEG zu werten sind:

Die Klägerin betreibt eine Biogasanlage. Im Jahr 2011 nahm sie – wie viele andere Anlagenbetreiber in Deutschland – ein sogenanntes Satelliten-BHKW in Betrieb. Bei Satelliten-BHKW handelt es sich um BHKW, die sich in größerer räumlicher Entfernung von der eigentlichen Biogasanlage befinden und das Biogas mittels einer unterirdisch verlegten Rohbiogasleitung beziehen. Dies ermöglicht es, beispielsweise gewerblichen Wärmekunden oder Siedlungen effizient und ohne allzu große Leitungsverluste mit Wärme zu versorgen. Satelliten-BHKW gelten EEG-rechtlich im Regelfall als eigenständige Anlage.

In dem vom Landgericht Frankfurt (Oder) entschiedenen Fall befindet sich das Satelliten-BHKW in einer Entfernung von ca. 2 km von der Biogasanlage und wird seit jeher als eine eigenständige Anlage im Sinne des EEG vergütet. Im Januar 2017 hat die Klägerin an dem Satelliten-Standort ein zweites BHKW mit einer Leistung

von 200 kW installiert. Hierdurch wollte sie den Betrieb des bestehenden BHKW flexibilisieren. Auch das neue BHKW wird über die bestehende Rohbiogasleitung mit Biogas versorgt. Über die weiteren Einzelheiten, etwa über die genaue Standortsituation oder mögliche bauliche und technische Verbindungen der BHKW ergibt sich aus dem Urteil nichts weiter.

Die Erweiterung bestehender BHKW-Standorte zum Zweck der Flexibilisierung ist weit verbreitet und wird mittels der Flexibilitätsprämie gesondert gefördert. Der Netzbetreiber war nun allerdings der Ansicht, dass das neu installierte BHKW gar nicht als ein der Flexibilisierung dienender Anlagenbestandteil zu werten sei. Vielmehr handele es sich um eine eigenständige Anlage.

Die Auffassung des Netzbetreibers hat ganz erhebliche Auswirkungen:

Handelt es sich bei den BHKW – wie vom Anlagenbetreiber vorausgesetzt – um eine Gesamtanlage, wird der aus dem zugebauten BHKW erzeugte und in das Stromnetz eingespeiste Strom genauso (bis zur Grenze der Höchstbemessungsleistung und nur noch für den verbleibenden Vergütungszeitraum (hier bis Ende 2031)) vergütet, wie der Strom aus dem „alten“ BHKW. Darüber hinaus würde die Erweiterung der bestehenden Anlage die Möglichkeit zur Aufnahme eines strommarktorientierten Anlagenbetriebs und zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie eröffnen.

Gilt das hinzugebaute BHKW hingegen – wie vom Netzbetreiber befürwortet – als eigenständige Anlage, besteht nach dem EEG nur ein vergleichsweise geringer Vergütungsanspruch. Der Grund liegt darin, dass das BHKW dann als eine auf Grundlage des EEG 2017 zu fördernde Anlage gilt. Dies hätte zwar den Vorteil, dass dem Anlagenbetreiber für das neue BHKW ein neuer Förderzeitraum von 20 Jahren zustehen würde. Die Förderung nach dem EEG 2017 ist allerdings äußerst gering und setzt im Zweifel die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung voraus. Ein wirtschaftlicher Betrieb des neuen BHKW wäre so in vielen Fällen nicht möglich.

Die Entscheidung – LG Frankfurt (Oder) lehnt Anlagenerweiterung ab

Das LG Frankfurt (Oder) hat sich dafür entschieden, das im Jahr 2017 zugebaute BHKW als eine eigenständige Anlage zu werten und damit dem Netzbetreiber recht gegeben.

Das Urteil ist – nach unserem Kenntnisstand – allerdings noch nicht rechtskräftig. Wir halten es für wahrscheinlich, dass das Berufungsgericht und ggfs. auch der Bundesgerichtshof den Fall anders bewerten wird. Darüber hinaus gilt das Urteil

nur für den Einzelfall. Die genauen Umstände des Falles sind uns nicht bekannt. In bestimmten Fallkonstellationen spricht viel dafür, dass die Gerichte zu einem anderen Ergebnis kommen müssten. Die gilt besonders dann, wenn die BHKW mit baulichen und technischen zur Stromproduktion erforderlichen Einrichtungen miteinander verbunden sind.

Darüber hinaus erscheint das Urteil weder in der Begründung, noch im Ergebnis sonderlich überzeugend. Das LG Frankfurt (Oder) setzt sich nicht ausreichend mit den von der Rechtsprechung und Praxis entwickelten Grundsätzen des Anlagenbegriffs auseinander und greift in den beiden für die Begründung der Entscheidung wesentlichen Punkte zu kurz. Das Gericht geht zum einen offensichtlich davon aus, dass mehrere Satelliten-BHKW an einem Standort stets eigenständige Anlagen sind. Zum anderen argumentiert das Gericht, dass eine andere Sichtweise zu einer rechtmisbräuchlichen Vergütungsoptimierung führen würde. Beide Argumente halten einer näheren Prüfung nicht stand.

Keine Anlagenzusammenfassung von Satelliten-BHKW möglich?

Das LG Frankfurt (Oder) vertritt zunächst die Auffassung, dass die Nutzung von gemeinsamen „technisch und baulich erforderlichen Einrichtungen“ nicht allein zu einer Anlagenzusammenfassung führen würde. Vielmehr habe der Bundesgerichtshof (BGH) entschieden, dass es letztlich darauf ankomme, ob die Stromerzeugungsanlagen nach einem gemeinsamen Gesamtkonzept betrieben werden. Über diese Sichtweise kann man streiten. Dies spielte aber für die weitere Urteilsbegründung keine Rolle mehr.

Denn wirklich problematisch ist, dass sich das LG Frankfurt (Oder) in den weiteren Ausführungen überhaupt nicht damit auseinandersetzt, ob die beiden BHKW jeweils nach einem Einzelkonzept oder nicht doch nach einem gemeinsamen Gesamtkonzept im Sinne der BGH-Rechtsprechung betrieben werden. In vielen ähnlich gelagerten Praxisfällen sprechen jedenfalls gewichtige Gründe dafür, dass zwei BHKW an einem Satelliten-Standort nach einem gemeinsamen Gesamtkonzept betrieben werden.

Stattdessen springt das Gericht zum nächsten Argumentationsstrang und stellt fest, dass ein an einem Satelliten-Standort zugebautes BHKW (generell) nicht als Erweiterung der ursprünglichen Satelliten-Anlage zu qualifizieren sei. Das Gericht begründet diese Auffassung mit dem Verweis auf das Urteil des BGH zum Anlagenbegriff vom 23. Oktober 2013, Az. VIII ZR 262/12, wonach dieser entschieden habe, dass im Falle von Satelliten-BHKW das BHKW selbst die Anlage im Sinne des EEG sei.

Der BGH hat in dem zitierten Urteil tatsächlich klargestellt, dass räumlich von der Biogaserzeugungsanlage abgesetzte BHKW eigenständige Anlagen im Sinne des EEG sind:

„So sind Blockheizkraftwerke, die durch einen gemeinsamen Fermenter versorgt werden, dann nicht als eine Anlage im Sinne dieser Vorschrift anzusehen, wenn sie aufgrund ihrer räumlichen Entfernung als selbständige Anlagen zu werten sind [...]“.

Daraus kann nach unserem Verständnis aber – anders als das LG Frankfurt (Oder) meint – nicht der Schluss gezogen werden, dass Satelliten-BHKW stets und immer jeweils als eine eigenständige Anlage zu werten sind. Eine solche Auffassung lässt sich weder aus den Ausführungen des BGH, noch aus den Regelungen im EEG entnehmen. Der BGH hat in der zuvor zitierten Passage lediglich festgestellt, dass ein BHKW, das sich in größerer räumlicher Entfernung von der Biogasanlage befindet, nicht als Bestandteil dieser Biogasanlage zu werten ist. Mit der Frage, ob und ggfs. unter welchen Voraussetzungen mehrere BHKW, die sich zwar in größerer Entfernung von der Biogasanlage, aber in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden, als eine Gesamtanlage zu werten sind, hat sich der BGH erkennbar nicht befasst. Der vom BGH entschiedene Fall bot dazu auch keinen Anlass.

Die zuvor dargestellten Erwägungen des Landgerichts wecken den Anschein, dass sich das Gericht bereits deshalb nicht mit der Frage befasst, ob ein gemeinsames „Gesamtkonzept“ vorliegt, weil – nach seiner Auffassung – ein Satelliten-BHKW (stets) eine eigenständige Anlage im Sinne des EEG ist. Es wäre angesichts der entscheidenden Bedeutung dieser Bewertung allerdings wünschenswert gewesen, wenn das Gericht diese Sichtweise im Urteil noch näher begründet hätte und sich v.a. auch näher mit der jüngeren BGH-Rechtsprechung, namentlich mit dem Urteil zum sog. Solarkraftwerk (BGH, Urteil vom 4. November 2015, Az. VIII ZR 244/14) befasst hätte.

Flexibilisierung als Rechtsmissbrauch?

Als zweites wesentliches Argument führt das Gericht den Sinn und Zweck des EEG an, wonach keine „volkswirtschaftlich unnötigen Kosten zulasten der Allgemeinheit durch in vergütungsrechtlicher Hinsicht missbilligte Anlagenkonfigurationen hervorgerufen“ werden sollen.

Nach Auffassung des LG Frankfurt (Oder) werden die „rechtsmisbräuchlichen Gestaltungsmöglichkeiten“ daran deutlich, dass bei einer

Anlagenzusammenfassung mit einem Bestands-BHKW der Anlagenbetreiber die wirtschaftlich vergleichsweise attraktive Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen könnte. Gilt das neue BHKW hingegen als eigenständige Anlage kann hierfür lediglich der geringere Flexibilitätszuschlag beansprucht werden. Das sei für die Klägerin „offenbar unattraktiv“ und dient dem Landgericht ebenfalls als Argument dafür, die BHKW jeweils als eigenständige Anlagen anzusehen.

Es ist sicherlich zutreffend, dass das Förderregime des EEG unter der Prämisse steht, dass „volkswirtschaftlich unnötige Kosten“ vermieden werden sollen. Allerdings sind keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich, dass mit der Erweiterung von älteren Satelliten-BHKW und der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie volkswirtschaftlich unsinnige Kosten hervorgerufen werden.

Diese Argumentation greift ersichtlich zu kurz.

Der Gesetzgeber hat sich mit der Einführung der Flexibilitätsprämie ganz bewusst dafür entschieden, die Flexibilisierung und damit die Anlagenerweiterung von Bestandsanlagen mit der Flexibilitätsprämie anzureizen. Auch in der aktuellen Fassung des EEG 2017 hält der Gesetzgeber hieran fest.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ist auch keine volkswirtschaftlich unnötige Maßnahme. Vielmehr wird durch die Flexibilisierung ein strommarktorientierter Betrieb von Biogasanlagen möglich. Biogasanlagen haben als einziger erneuerbarer Energieträger die Fähigkeit bedarfsorientiert betrieben zu werden und hierdurch Schwankungen bei der sonstigen Stromerzeugung oder beim Stromverbrauch auszugleichen. Daher ist die Flexibilisierung von Biogasanlagen ein wichtiger Bestandteil bei der Energiewende. Vor diesem Hintergrund ist das vom Landgericht hervorgebrachte Argument, dass die Anlagenerweiterung von Satelliten-BHKW zu „rechtsmissbräuchlichen Gestaltungsmöglichkeiten“ führen würde, nicht stichhaltig.

Das Landgericht übersieht im Übrigen, dass für den Satelliten-Standort die sog. Höchstbemessungsleistung gilt. Der Förderanspruch der Klägerin besteht daher auch nach dem Zubau des BHKW lediglich für eine Strommenge, welche der schon vor August 2014 installierten Leistung entspricht. Mit anderen Worten: Die Klägerin hatte nie beabsichtigt, die Erweiterung für die Erzeugung einer zusätzlichen Strommenge zu nutzen. Einziges Ziel der Klägerin war es, die technischen Voraussetzungen dafür zu schaffen, den Strom künftig bedarfsgerecht zu erzeugen. Dies ist genau das, was der Gesetzgeber für sinnvoll erachtet und mit der Flexibilitätsprämie fördern möchte.

Es ist auch nicht damit zu rechnen, dass das BHKW im vom Landgericht zu entscheidenden Fall auch dann gebaut worden wäre, wenn von vornherein klar gewesen wäre, dass hierfür lediglich der Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden könnte. Das Gericht stellt selbst fest: „Das ist für die Klägerin offenbar unattraktiv.“ Vielmehr wäre kein BHKW gebaut worden und das vom Gesetzgeber angestrebte Ziel, Biogasanlagen zu flexibilisieren, wäre nicht eingetreten.

Darüber hinaus sei an dieser Stelle die Bemerkung erlaubt, dass ein pauschaler Verweis auf „volkswirtschaftlich unnötige Kosten“ nicht dazu führen darf, die gängigen Auslegungsmethoden für die Rechtsanwendung praktisch zu übergehen.

Es kann nicht sein, dass die Bewertung einer EEG-rechtlichen Frage maßgeblich davon geleitet wird, dass nach Möglichkeit kein Förderanspruch besteht. Das EEG ist nun einmal ein Instrument zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Der Ausbau von erneuerbaren Energien und die Flexibilisierung bestehender Anlagen sind also vom Gesetzgeber ausdrücklich gewollt und im Übrigen auch dringend notwendig. Ein Argument, wonach die Anlagenzusammenfassung deshalb ausscheidet, weil hierdurch möglicherweise eine höhere Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden könnte, als wenn die Anlagen eigenständig zu betrachten sind, kann daher nicht gelten.

Bewertung und Ausblick

Die Begründung des Urteils steht in diametralem Widerspruch zu den Zielen des Gesetzgebers und übergeht die vom BGH aufgestellten Grundsätze des Anlagenbegriffs. Die vom Landgericht zur Begründung der Entscheidung vorgebrachten rechtlichen Argumente werden so sicher keine Bestätigung in der nächsten Instanz finden.

Ganz so überraschend wie vielfach behauptet ist das Urteil im Ergebnis allerdings nicht. Es liegt auf der Hand, dass BHKW zunächst einmal jeweils eigenständige Kraftwerke sind und nur unter bestimmten Voraussetzungen als Gesamtanlage zu werten sind. Wie diese Voraussetzungen zu bestimmen sind, ist noch nicht abschließend geklärt und bedarf in jedem Einzelfall einer genaueren Prüfung.

In der Praxis existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Konstellationen, die nicht sämtlich „in einen Topf“ passen. Insbesondere sind auch Fälle denkbar, in denen sich mehrere Satelliten-BHKW oder Biomethan- und Erdgas-BHKW an einem Standort – anders als hier – gerade nicht nach einem gemeinsamen Gesamtkonzept betrieben werden, einen etwas größeren Abstand zueinander aufweisen und/oder

gar nicht funktional zusammenwirken, um eine bedarfsgerechte Stromerzeugung sicherzustellen.

Das Erschreckende an dem Urteil liegt wohl eher darin, dass das Landgericht es unterlassen hat, sich überhaupt näher damit zu befassen, ob hier ein Gesamtkonzept gegeben ist. Statt einer sauberen rechtlichen Prüfung verlegt sich das Landgericht auf das vermeintliche „Totschlags-Argument“ der Vermeidung unnötiger volkswirtschaftlicher Kosten und übergeht die Zielsetzung des Gesetzgebers vollständig. Dabei ist doch völlig klar, was der Gesetzgeber möchte: Bestehende Biogasanlagen und BHKW-Standorte sollen mittels des Zubaus neuer BHKW flexibilisiert werden (Flexibilitätsprämie), ohne dass dabei die Stromerzeugung insgesamt gesteigert wird (Höchstbemessungsleistung).

Das Landgericht hätte sich nach alldem die Frage stellen müssen, „nach welchem Gesamtkonzept die einzelnen Einrichtungen funktional zusammenwirken und eine Gesamtheit bilden sollen“ (vgl. BGH, Urteil vom 4. November 2015, Az. VIII ZR 244/14, 1. Leitsatz). Legt man hier die vom BGH herausgebildeten Maßstäbe zugrunde, kann letztlich kein Zweifel daran bestehen, dass ein BHKW, das 1. zum Zweck der Flexibilisierung an einem bestehenden Standort in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einem bestehenden BHKW hinzugebaut wird und 2. gemeinsam mit dem bestehenden BHKW funktional zusammenwirkt, um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen, Teil einer aus beiden BHKW bestehenden Gesamtanlage wird.

Dies muss nach unserem Dafürhalten auch dann gelten, wenn die BHKW lediglich über die Gasleitung – verschiedentlich als „Gassammelschiene“ bezeichnet – miteinander verbunden sind und man hierin nicht mehr als eine Infrastruktureinrichtung sehen mag. So bilden nach der – inzwischen aufgrund der gesetzlichen Neufassung des solaren Anlagenbegriffs überholten – Rechtsprechung des BGH verschiedene Solarmodule auch dann ein gemeinsames Solarkraftwerk, wenn sie sich gar nicht auf derselben Trägerkonstruktion befinden, ergo allenfalls über die Stromkabel miteinander verbunden sind – eben weil es entscheidend auf das Gesamtkonzept ankommt. Vorsorglich bleiben wir aber bei der Empfehlung, im Rahmen eines Flexibilisierungsvorhabens sicherzustellen, dass die BHKW funktional zusammenwirken, sich möglichst nah bei einander befinden und darüber hinaus baulich und technisch miteinander verbunden sind.

Auch wenn die Folgen dieses Urteils in der Branche derzeit heftig diskutiert werden, ist zunächst noch offen, welche Auswirkungen das Urteil auf die Praxis haben wird. Zunächst einmal bleibt abzuwarten, ob das Urteil in den nächsten Instanzen bestätigt werden wird. Die rechtliche Begründung der Entscheidung des Landgerichts wird in den höheren Instanzen aber sicherlich keine Bestätigung

finden und auch im Übrigen „keine Schule“ machen. Vielmehr bleibt es dabei, dass das Vorliegen eines Gesamtkonzeptes in jedem Einzelfall zu prüfen ist, bei der Flexibilisierung bestehender Standorte zumeist aber unzweifelhaft sein dürfte.

Ansprechpartner: Dr. Hartwig von Bredow und Burkhard Hoffmann

Bundesregierung öffnet Bio-LNG für das THG-Quotensystem: Bahn frei für den Markteintritt?

Die Treibhausgasminderungspflichten für Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen kann seit dem Jahr 2018 mit einer Vielzahl von Biokraftstoffen, aber auch mit bestimmten konventionellen Kraftstoffen erfüllt werden ([wir berichteten](#)). Bio-LNG war allerdings – zumindest nach Ansicht der Biokraftstoffquotenstelle – auch weiterhin nicht auf die THG-Minderungsquote anrechenbar. Ein Hemmschuh für den Markteintritt dieses Kraftstoffs, der seit geraumer Zeit verstärkt in den Fokus der Fachwelt rückt. Konsequenterweise hat der Verordnungsgeber durch eine Änderung der 38. BImSchV jetzt den Weg für den Einsatz von Bio-LNG zur Erfüllung der Minderungspflichten frei gemacht. Ein wichtiger Meilenstein für die Wettbewerbsfähigkeit von Bio-LNG.

Im Folgenden berichten wir über diese Entwicklungen und wichtige Anwendungsfragen, die von der Praxis noch zu klären sind. Neben der Einbeziehung von Bio-LNG hat der Verordnungsgeber noch weitere (kleinere) Änderungen der 38. BImSchV vorgenommen, auf die wir hier ebenfalls kurz eingehen möchten. Einen umfassenden Einblick in die Thematik bietet Ihnen im Übrigen auch der Aufsatz Hoffmann/von Bredow, Neue Impulse für die Treibhausgasminderung im Verkehrsbereich, ZNER 2018, S. 511 ff., welchen Sie [hier](#) abrufen können.

Erfüllung der THG-Quote durch Bio-LNG

Bio-LNG hat, je nach Herstellungsprozess, identische oder nahezu identische chemische Eigenschaften wie aus Erdgas produziertes LNG. Anders als LNG wird Bio-LNG jedoch aus Biomasse hergestellt und ist damit ein erneuerbarer Kraftstoff mit deutlich geringeren Emissionswerten. Während der THG-Markt im Jahr 2018 für eine Vielzahl von Kraftstoffen, etwa für (Bio-)LPG, CNG und auch LNG geöffnet worden ist, existierte für Bio-LNG bislang keine ausdrückliche Regelung über die Anrechenbarkeit von Bio-LNG auf die Treibhausgasminderungsquote. Nach Auffassung des als sog. Biokraftstoffquotenstelle für die

Treibhausgasminderungsquote zuständigen Hauptzollamts Frankfurt (Oder) war eine Anrechenbarkeit von Bio-LNG bislang nicht möglich, da es nicht als Erdgas, sondern als Flüssiggas zu versteuern sei und die für die Anrechenbarkeit von biogenem Flüssiggas geltenden Voraussetzungen nicht erfülle.

Da aber LNG aus fossilen Kraftstoffen zweifelsohne für die Minderungsquote genutzt werden kann, liegt es auf der Hand, dass der Gesetz- und Verordnungsgeber Bio-LNG nicht absichtlich aus dem Quotensystem heraushalten wollte. Vielmehr dürfte Bio-LNG durch das komplexe Regelungssystem schlicht „durchgerutscht“ sein. Konsequenterweise hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) daher auch bereits im Oktober 2018 einen Entwurf zur Änderung der 38. BImSchV vorgelegt, wonach auch Bio-LNG zur Quotenerfüllung genutzt werden kann. Dieser Änderungsentwurf ist vor kurzem mit einigen Ergänzungen und einer wichtigen Änderung des ursprünglichen Entwurfstexts (dazu sogleich) vom Bundeskabinett verabschiedet worden und am 25. Mai 2019 in Kraft getreten.

Flüssiggas oder Erdgas? Verweis auf das Energiesteuergesetz führt zu Unklarheiten

Das THG-Quotensystem ist eng verzahnt mit dem Energiesteuerrecht. Nur wenn ein Kraftstoff nach bestimmten Vorgaben versteuert worden ist, ist eine Anrechnung auf die THG-Minderungspflichten möglich. Dies gilt nach den nun verabschiedeten Regelungen auch für Bio-LNG. Allerdings sind die Regelungen im Energiesteuerrecht und im Quotensystem nicht konsistent aufeinander abgestimmt. Daher kommt es hier immer wieder zu Anwendungsschwierigkeiten. Dies gilt auch für die Versteuerung von Bio-LNG. Im Energiesteuergesetz findet Bio-LNG keine ausdrückliche Erwähnung und passt nicht so recht auf einen bestimmten Steuertatbestand. Es ist daher nicht ganz eindeutig, wie Bio-LNG energiesteuerrechtlich zu bewerten ist. Dies ist auch im Verfahren zur Änderung der 38. BImSchV deutlich geworden:

Nach § 12a Absatz 1 des ursprünglich vorgelegten Entwurfs zur Änderung der 38. BImSchV kann die Verpflichtung zur Minderung der THG-Emissionen (auch) durch verflüssigtes Biomethan (Bio-LNG) erfüllt werden, welches nach § 2 Absatz 1 Nummer 8 oder Absatz 2 Nummer 2 Energiesteuergesetz (EnergieStG) versteuert worden ist.

Damit verweist der Ausgangstext auf den Steuertatbestand für Flüssiggas. Voraussetzung für eine Anrechenbarkeit von Bio-LNG im THG-System ist nach dem Ausgangsentwurf also, dass Bio-LNG wie Flüssiggas versteuert worden ist. Als

Argument für eine Versteuerung als Flüssiggas wird im Wesentlichen auf die Definition des Begriffs Flüssiggas in § 1a Nummer 15 EnergieStG verwiesen. Dieser wiederum bestimmt, dass Waren der Unterposition 27 11 12 bis 27 11 19 der Kombinierten Nomenklatur als „Flüssiggase“ im Sinne des EnergieStG gelten. Die Unterposition 2711 19 00 umfasst nach den Erläuterungen der Kombinierten Nomenklatur unter anderem „verflüssigtes Gas aus Biomasse“.

Die nun verabschiedete Fassung des § 12a Absatz 1 38. BImSchV stellt aber nicht mehr auf die Versteuerung als Flüssiggas, sondern auf die Versteuerung als Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe im Sinne von § 2 Absatz 1 Nummer 7 oder Absatz 2 Nummer 1 EnergieStG ab. Der Verordnungsgeber geht also mittlerweile davon aus, dass Bio-LNG nicht wie Flüssiggas, sondern wie Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe zu versteuern ist. Für eine solche Sichtweise sprechen ebenfalls einige gute Gründe.

Zunächst einmal umfasst der energiesteuerrechtliche Erdgasbegriff gemäß § 1a Nummer 14 EnergieStG auch „verflüssigtes Erdgas“. Da Bio-LNG dieselben, oder nahezu dieselben chemischen Eigenschaften wie aus Erdgas hergestelltes LNG hat, könnte durchaus argumentiert werden, dass Bio-LNG energiesteuerrechtlich ebenfalls wie Erdgas zu versteuern ist. Ganz so einfach ist es aber nicht. Denn Erdgas und Biomethan werden im Energiesteuerrecht keineswegs identisch behandelt. Ein Gleichlauf von verflüssigtem Erdgas und verflüssigtem Biomethan erscheint deshalb jedenfalls nicht zwingend. Die Details sind äußerst komplex.

Allerdings lässt sich gut begründen, dass die Steuerschuld nicht (erst) für das Endprodukt Bio-LNG entsteht, sondern bereits das zur Herstellung von Bio-LNG genutzte Biomethan zu versteuern ist. Bei Biomethan entsteht die Steuerschuld dadurch, dass es aus dem Leitungsnetz bzw. aus dem Gasgewinnungsbetrieb entnommen wird und damit zeitlich vor der Verflüssigung (vgl. § 38 Absatz 1 Satz 3 EnergieStG, wobei die Anwendung dieser Regelung auf Biomethan nicht ganz unumstritten ist). Demnach käme es auf die energiesteuerrechtliche Einordnung von Bio-LNG in vielen Fällen gar nicht mehr an.

Angesichts des eindeutigen Willens des Verordnungsgebers, Bio-LNG in das THG-System einzubeziehen und wie Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe zu versteuern, ist letztlich jedenfalls davon auszugehen, dass dies von der Zollverwaltung künftig so auch umgesetzt und eine Anrechenbarkeit von Bio-LNG möglich wird.

Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass die nun in Kraft getretene Regelung zu weiteren Auslegungsschwierigkeiten führen wird. Wird Bio-LNG beispielsweise im Ausland hergestellt und nach Deutschland physisch importiert,

ist es durchaus denkbar, dass die Zollverwaltung Bio-LNG auch weiterhin als Flüssiggas ansehen wird. Die Voraussetzungen für eine Anrechenbarkeit auf die THG-Minderungspflichten wären dann nicht erfüllt. Die energiesteuerrechtliche Einordnung hat also gravierende wirtschaftliche Auswirkungen für Produzenten und Inverkehrbringer von Bio-LNG.

Berechnung der erzielbaren THG-Minderung

Die mit dem Einsatz alternativer Kraftstoffe erzielten Treibhausgasminderungen sind je nach eingesetztem Kraftstoff unterschiedlich umfangreich. So kann mit aus Gülle erzeugtem Biomethan (je Energieeinheit) eine deutlich größere Reduzierung der Treibhausgase erzielt werden, als etwa mit Erdgas oder auch mit aus nachwachsenden Rohstoffen hergestelltem Biomethan. Je größer wiederum die mit dem Kraftstoff erzielten Treibhausgasminderungen, desto größer der wirtschaftliche Wert bei der Vermarktung im THG-System.

Die Bestimmung der Treibhausgasminderung für Bio-LNG stellt Erzeuger und Vermarkter aber vor gewisse Herausforderungen, da die 38. BImSchV für die Herstellung und Lieferung von Bio-LNG keine Standardwerte zur Bestimmung der THG-Emissionen vorsieht. Dementsprechend muss der Treibhausgasausstoß zumindest in Teilen konkret berechnet werden. Dabei ist insbesondere auch die vergleichsweise energieintensive Verflüssigung von Biomethan zu berücksichtigen. Hier wird sich noch eine Praxis für die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen von Bio-LNG bilden müssen.

Keine Quotenübertragung auf das Jahr 2020

Abseits von dem Thema Bio-LNG ist mit der nun verabschiedeten Änderung noch eine weitere Regelung in die 38. BImSchV aufgenommen worden:

Grundsätzlich können in einem Jahr nicht genutzte THG-Minderungen auf das Folgejahr übertragen werden. Hiervon sieht die 38. BImSchV jetzt eine Ausnahme vor. THG-Mengen, die im Jahr 2019 nicht genutzt worden sind, können ausnahmsweise nicht zur Einhaltung der THG-Minderungspflichten für das Jahr 2020 genutzt werden. Allerdings kann eine Anrechnung dieser Mengen dann wieder für das Jahr 2021 erfolgen.

Mit dieser Ausnahmeregelung will die Bundesregierung die Einhaltung der europarechtlichen Vorgaben sicherstellen, wonach der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 bei 10 Prozent liegen soll. Bei der Beurteilung des Anteils erneuerbarer Energien werden allerdings nur solche

erneuerbare Kraftstoffe berücksichtigt, die im Jahr 2020 auch tatsächlich in Verkehr gebracht worden sind. Das Europarecht sieht anders als das deutsche Recht nämlich keine Möglichkeit zur Übertragung von Quoten in das Folgejahr vor.

Kommt die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus tierischen Fetten und Ölen?

Seit Jahren diskutiert die Branche über eine Aufweichung oder Aufhebung des – europarechtlich zumindest fragwürdigen – Anrechnungs- und Vermischungsverbots für Biokraftstoffe aus tierischen Fetten und Ölen.

Anlass zu Spekulationen, dass der bundesdeutsche Gesetzgeber sich hier bewegen wird und das THG-System für aus tierischen Fetten und Ölen hergestellte Biokraftstoffe (über die in § 9 36. BImSchV hinausgehenden Ausnahmen) stärker öffnet, bietet eine weitere Änderung der 38. BImSchV. Für die Bewertung, ob die europäischen Zielvorgaben zum Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor eingehalten worden sind, sollen ausdrücklich auch Kraftstoffe aus tierischen Fetten, die in den Kategorien 1 und 2 der EG-Verordnung über tierische Nebenprodukte (1069/2009) vom 14. November 2011 berücksichtigt und – entsprechend der neuen Vorgaben in der RED II – mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt werden. Diese Einbeziehung bedeutet eine ganz massive Öffnung für Biokraftstoffe aus tierischen Fetten und Ölen im Vergleich zur bisherigen Rechtslage.

Allerdings gilt diese Regelung lediglich für die Erfüllung der europäischen Vorgaben und nicht hingegen für Inverkehrbringer von Biokraftstoffen und Mineralölkonzern in Bezug auf die Erfüllung ihrer Quotenverpflichtungen. Die Lockerung des Anrechnungs- und Vermischungsverbot lässt also noch weiter auf sich warten. Die nun eingefügte Ergänzung könnte aber dennoch ein erster Anhaltspunkt dafür sein, dass der Gesetzgeber Biokraftstoffe aus tierischen Fetten und Ölen künftig ins Quotensystem einbeziehen wird. Die Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) sieht dies übrigens auch ausdrücklich vor.

Bewertung

Die Einbeziehung von Bio-LNG in den THG-Markt ist ein äußerst erfreulicher, aber auch ein logischer Schritt. Es ist schließlich kein sachlicher Grund dafür ersichtlich, weshalb etwa Bio-LPG, gasförmiges Biomethan oder auch konventionell hergestelltes LNG auf die Treibhausgasminderung anrechenbar waren, Bio-LNG hingegen nicht.

Allerdings bleiben bei der Anwendung der Verordnung noch offene Fragen. Insbesondere die enge Verzahnung des THG-Systems mit dem Energiesteuerrecht birgt die Gefahr von Auslegungsschwierigkeiten für die Praxis. Es ist noch nicht abschließend geklärt, wie genau Bio-LNG künftig zu versteuern ist. Angesichts des ausdrücklichen Willens des Ordnungsgebers ist allerdings damit zu rechnen, dass die Praxis Bio-LNG im Regelfall künftig entsprechend Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe behandeln wird. Zur Erlangung einer größeren Rechtssicherheit wäre dennoch ein „paralleler“ Verweis auch auf die Versteuerung von Flüssiggas, für den wir uns auch gegenüber den beteiligten Ministerien eingesetzt hatten, wünschenswert gewesen. Damit wäre zweifelsohne sichergestellt worden, dass Bio-LNG – unabhängig vom Herstellungsprozess – für die THG-Minderungspflichten in jedem Fall genutzt werden kann.

Darüber hinaus hatten wir uns auch für eine Klarstellung in der 38. BImSchV eingesetzt, wonach Bio-LNG unabhängig davon auf die Quote anrechenbar ist, ob das zur Produktion genutzte Biomethan zuvor in das Erdgasnetz eingespeist worden ist oder nicht. Oftmals dürfte es sich nämlich anbieten, die Bio-LNG Produktion am Standort der Biogasaufbereitungsanlage zu betreiben. In diesen Fällen besteht die Besonderheit, dass das aufbereitete Biogas nicht zuvor in das Erdgasnetz gespeist wird. Da sich weder im BImSchG, noch in einer das Quotensystem konkretisierenden Verordnung eine Definition des Begriffs Biomethan findet, erscheint es nicht ganz eindeutig, ob – wie etwa im Erneuerbare-Energien-Gesetz – aufbereitetes Biogas nur dann „Biomethan“ ist, wenn es in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Auch wenn für eine solche Sichtweise für das BImSchG wenig spricht, wäre eine entsprechende Klarstellung für die Praxis durchaus hilfreich. Leider konnte sich der Ordnungsgeber zu dieser Klarstellung aber nicht entschließen. Dennoch: Insgesamt ist die nun verabschiedete und am 25. Mai 2019 in Kraft getretene Verordnung ein erfreuliches Signal für die Branche.

Mit der Umsetzung der Vorgaben der kürzlich verabschiedeten Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) steht im Übrigen die nächste größere Anpassung des THG-Systems vor der Tür. Der Kraftstoffmarkt bleibt also in Bewegung.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann und Dr. Hartwig von Bredow

Clearingstellen-Votum zu verspäteter Meldung einer kleinen Gülleanlage (Biogas)

Mit den Pflichten zur Anlagenregistrierung und den damit verbundenen drohenden Sanktionen („Verlust der EEG-Vergütung“) müssen sich Anlagenbetreiber bereits seit geraumer Zeit beschäftigen. Ein unangenehmes Thema, welches mit dem erst kürzlich eröffneten Marktstammdatenregister wieder einmal in den Branchenfokus gerückt ist. Über den Sinn und Unsinn der Sanktionen kann, und sollte man streiten. Tatsache aber ist, dass die Sanktionen geltendes Recht sind und sich die Praxis mit der alltäglichen Anwendung zu befassen hat. Mit dem EEG 2017 ist eine äußerst wichtige Abmilderung der Sanktion eingeführt worden, wonach sich die EEG-Vergütung nicht auf „null“, sondern „nur“ um 20 Prozent reduziert. Diese abgeschwächte Sanktion gilt jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen, deren Auslegung in der Praxis immer wieder zu Schwierigkeiten führt. In dem nunmehr veröffentlichten Votum 2018/36 ([siehe hier](#)) hatte die Clearingstelle EEG | KWKG (im Folgenden: Clearingstelle) darüber zu entscheiden, ob die abgemilderte Sanktion auch dann greift, wenn der Anlagenbetreiber das Einsatzstofftagebuch erst nach dem 28. Februar vorlegt.

Sanktionen bei fehlerhafter Anlagenregistrierung

Seit dem EEG 2014 müssen auch Betreiber von Biogasanlagen bestimmte Ereignisse in ein Register registrieren. Im Vordergrund steht dabei die Pflicht des Anlagenbetreibers, die Inbetriebnahme seiner Anlage innerhalb einer bestimmten Frist zu registrieren.

Versäumt der Betreiber die fristgerechte Meldung, reduziert sich für diesen Zeitraum die EEG-Vergütung. Während nach dem EEG 2014 generell noch ein vollständiger Verlust der EEG-Vergütung vorgesehen war, differenziert das EEG 2017. Liegen die Voraussetzungen von § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 vor, reduziert sich die EEG-Vergütung nicht auf „null“, sondern lediglich um 20 Prozent. Die Regelung ist auch rückwirkend für Zahlungen auf Strom anzuwenden, der ab dem 1. August 2014 eingespeist worden ist. Gemäß § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 heißt es:

„Der anzulegende Wert verringert sich um jeweils 20 Prozent, wobei das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet wird, 1. solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Register übermittelt haben, aber die Meldung nach § 71 Nummer 1 erfolgt ist“

Der einzige Unterschied zu einer vollständigen Vergütungsverlust gemäß der Sanktionsregelung in § 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017 ist, dass „die Meldung nach § 71 Nummer 1“ erfolgt sein muss. Eine wirtschaftlich äußerst bedeutende Frage. § 71 Nummer 1 EEG 2017 schreibt vor

„Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber

1. bis zum 28. Februar eines Jahres alle für die Endabrechnung des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten anlagenscharf zur Verfügung stellen“

In dem von der Clearingstelle entschiedenen Fall galt es auszulegen, wie genau der Verweis auf § 71 Nummer 1 EEG 2017 zu verstehen ist und ob das Einsatzstofftagebuch eine für die Endabrechnung erforderliche Information war. Für neuere Anlagen ist die Vorlage des Einsatzstofftagebuchs verpflichtend vorgeschrieben.

Der Fall: Kleingülleanlage mit verspäteter Anlagenregistrierung

Der Fall dreht sich um eine sog. Kleingülleanlage, in welcher mindestens 80 Masseprozent Gülle eingesetzt werden muss. Die mit einer installierten Leistung von 75 kW ausgestattete Anlage ist am 8. Dezember 2014 in Betrieb genommen worden. Die Anlage wurde allerdings erst am 13. März 2015 in das – damals noch maßgebliche – Anlagenregister registriert. Zu spät. Denn nach den damals geltenden Regelungen musste eine neu in Betrieb genommene Anlage innerhalb von drei Wochen an das Register gemeldet werden.

Am 21. April 2015 – und damit nach dem bei allen Anlagenbetreibern alljährlich rot markierten 28. Februar – reichte der Anlagenbetreiber bei der Netzbetreiberin das Einsatzstofftagebuch für die im Jahr 2014 eingesetzten Einsatzstoffe ein. Wieder zu spät? Jedenfalls forderte die Netzbetreiberin die zunächst ausgezahlte Vergütung für den Zeitraum von der Inbetriebnahme bis zur Anlagenregistrierung in Höhe von insgesamt 41.768,54 Euro zurück.

Die Netzbetreiberin war nämlich der Auffassung, dass die Voraussetzungen für die abgemilderte Sanktion nach § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 nicht erfüllt sind, weil die hierfür erforderliche Meldung gemäß § 71 Nummer 1 EEG 2017 erst nach dem 28. Februar 2015 erfolgt sei. Daher verringere sich der Vergütungsanspruch für die Zeit von der Inbetriebnahme bis zu Anlagenregistrierung nicht nur um 20 Prozent, sondern auf „null“.

Der Anlagenbetreiber war ganz anderer Meinung und vertrat den Standpunkt, dass die Netzbetreiberin sämtliche für die Endabrechnung erforderliche Daten gemäß § 71 Nummer 1 EEG 2017 kannte und das Einsatzstofftagebuch nicht bis zum 28. Februar 2015 habe vorliegen müssen. Mit recht, wie die Clearingstelle mit überzeugenden Argumenten entschied.

Keine „zu hohen“ Anforderungen an Meldung nach § 71 Nummer 1 EEG 2017

Die Clearingstelle kommt nach einer äußerst umfangreichen rechtlichen Würdigung zu dem Ergebnis, dass § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 nicht (in jedem Fall) voraussetzt, dass das Einsatzstofftagebuch bis zum 28. Februar des Folgejahres beim Netzbetreiber vorgelegt worden ist. Vielmehr reicht es für die Anwendung der abgemilderten Sanktion aus, wenn dem Netzbetreiber alle für die Endabrechnung erforderlichen Daten zur Verfügung stehen:

„Dies sind die Anlagenleistung, die eingespeiste Strommenge und etwaige weitere Angaben, die für die Berechnung des Zahlungsanspruchs erforderlich sind. Dies können zusammenfassende Angaben zu der Art und Menge der Einsatzstoffe bei Biogasanlagen sein, die den geltend gemachten Vergütungstatbestand erfüllen, ohne dass hierzu das Einsatzstoff-Tagebuch als Nachweis vorgelegt werden muss.“ (Rn. 23 des Votums 2018/36).

Die Clearingstelle begründet ihre Entscheidung zunächst damit, dass § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 ausdrücklich nur auf § 71 Nummer 1 EEG 2017 und damit nicht auf die Voraussetzung in § 71 Nummer 3 EEG 2017 abstellt, welcher die Vorlage des Einsatzstofftagebuchs regelt. Da die Vorlage des Einsatzstofftagebuchs in einer eigenen Nummer 3 in § 71 vorgeschrieben ist, gehöre das Einsatzstofftagebuch als Nachweis über die gemeldeten Daten nicht zu den in § 71 Nummer 1 EEG 2017 geregelten Pflichten.

Darüber hinaus sieht § 71 Nummer 3 EEG 2017 keine ausdrückliche Vorlagefrist für das Einsatzstofftagebuch vor. Im Gegensatz dazu existieren an anderer Stelle im EEG ausdrückliche Bezugnahmen auf die fristgemäße Vorlage des Einsatzstofftagebuchs. So sehen die §§ 44b Absatz 2 und 44c Absatz 2 EEG 2017 für bestimmte Pflichten (Nachweis über KWK-Stromanteil sowie über Anteil flüssiger Biomasse) die Vorlage des Einsatzstoff-Tagebuchs bis zum 28. Februar eines Jahres vor. Eine solche Frist sei jedoch nur in speziellen Fällen normiert. Im EEG sei hingegen an keiner Stelle geregelt, dass der Vergütungsanspruch davon abhängt, dass das Einsatzstofftagebuch bis zum 28. Februar vorgelegt worden ist. Ein Argument dafür, dass die Höhe der Sanktion bei einer verspäteten

Anlagenregistrierung nicht allein davon abhängig sein kann, ob das Einsatzstofftagebuch bis zum 28. Februar vorgelegt worden ist.

Schließlich ergebe sich auch aus dem Sinn und Zweck von § 71 EEG 2017, der zur Funktionsfähigkeit des bundesweiten Ausgleichs beitragen soll, nicht, dass die für die Endabrechnung erforderlichen Daten bis zum 28. Februar eines Jahres mit Nachweisen belegt werden müssen. Die Durchführung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus hänge nicht davon ab, dass die gemeldeten Daten bis zu einem bestimmten Zeitpunkt auch nachgewiesen werden.

Da dem Netzbetreiber in dem von der Clearingstelle zu entscheidenden Fall sämtliche für die Endabrechnung erforderliche Daten bekannt waren, lagen die Voraussetzungen gemäß § 71 Nummer 1 EEG 2017 vor. Insbesondere kannte der Netzbetreiber als Messstellenbetreiber die eingespeisten Strommengen. Die Höhe der Vergütung war für den Netzbetreiber ebenfalls leicht zu ermitteln. Für Kleingülleanlagen gilt für den gesamten in das Stromnetz eingespeisten Strom ein einheitlicher Vergütungssatz. Der Anlagenbetreiber habe somit keinen „Doppelverstoß“ begangen, sodass die Vergütung lediglich um 20 Prozent zu reduzieren war.

Votum klärt wichtige Anwendungsfragen

Aufgrund der komplexen Rechtslage im EEG und in der Marktstammdatenregistrierungsverordnung kommt es immer wieder zu Unsicherheiten bei der Anlagenregistrierung und zu Fragen über die sich hieraus ergebenden Folgen. Erfreulicherweise hat die Clearingstelle mit dem vorliegenden Votum nunmehr eine weitere Anwendungsfrage „rund um“ die umstrittenen Sanktionsregeln in § 52 EEG 2017 geklärt.

Darüber hinaus hat die Clearingstelle mit überzeugenden Argumenten klargestellt, dass der Vergütungsanspruch gerade nicht davon abhängt, dass das Einsatzstofftagebuch zum 28. Februar eines Folgejahres vorgelegt wird. Auch hier kommt es in der Praxis immer mal wieder – aus verschiedensten Gründen – zu Verzögerungen. Auch in diesem Punkt eine wichtige Entscheidung für die Branche.

Auf die lange Zeit diskutierte Frage, ob § 52 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017 überhaupt anwendbar ist, wenn der Sanktionszeitraum bereits vor dem 28. Februar beendet worden ist, oder die reduzierte Sanktion erst für die Zeit ab dem 28. Februar greift, geht die Clearingstelle nur am Rande ein. Hierzu hat die Clearingstelle auch bereits mit dem Hinweis 2018/4 vom 9. Mai 2018 ([vgl. hier](#)) Stellung genommen und die Auffassung vertreten, dass die abgemilderte Sanktion

bereits ab Beginn des Sanktionszeitraums und nicht erst ab dem 28. Februar anwendbar ist. Eine entsprechende Auffassung hat bereits die Bundesnetzagentur in einem Hinweis 2018/1 vom 24. Januar 2018 vertreten ([siehe hier](#)). Dieses Thema dürfte für die Praxis also mittlerweile geklärt sein.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann und Dr. Hartwig von Bredow

SPEICHER UND SEKTORENKOPPLUNG

Speicher auf dem PRL-Markt – BNetzA bestätigt Mindestaktivierungszeitraum von 15 Minuten

In der Speicherbranche geht es Schlag auf Schlag. Nach der Rückgängigmachung der Änderungen zu Netzentgelten auf Power-to-Gas – wir berichteten [hier](#) – konnte unmittelbar der nächste große Erfolg verzeichnet werden.

So hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur am 2. Mai 2019 einen Antrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom 14. September 2017 auf Festlegung eines Mindestaktivierungszeitraums von 30 Minuten im Rahmen der Präqualifikation von Speichern zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt (PRL)-Markt abgelehnt (Aktenzeichen BK6-17-234, ab dem 10. Mai 2019 abrufbar [hier](#)). Ohne Wenn und Aber gilt somit nun ein Mindesterbringungszeitraum von 15 Minuten.

Betreiber von PRL-Speichern prüfen nun Anträge auf eine Neu-Präqualifikation und Schadensersatzansprüche.

Hintergrund: Speicher werden von den ÜNB in Deutschland anders behandelt als in anderen Ländern

Für die Teilnahme am Markt für Primärregelenergie ist stets eine sogenannte Präqualifikation erforderlich. In dem jeweiligen Präqualifikationsverfahren müssen Teilnehmer unter anderem nachweisen, dass sie die erforderlichen technischen Fähigkeiten aufweisen, um im Fall einer Aktivierung die angebotene Regelleistung erbringen zu können. Im Fall der Präqualifikation der auf dem PRL-Markt im Vordringen befindlichen Batteriespeicher wird insoweit seit Jahren darüber gestritten, welchen Mindestaktivierungszeitraum ein Speicher im Rahmen dieses Verfahrens abdecken können muss.

Während in vielen Ländern seit jeher 15 Minuten für ausreichend erachtet wurden, forderten die deutschen ÜNB bislang einen Mindestaktivierungszeitraum von 30 Minuten. Niedergelegt wurde dieser letztlich in einem gemeinsamen Papier der Übertragungsnetzbetreiber mit dem Titel „Anforderungen an die Speicherkapazität

bei Batterien für die Primärregelleistung“ vom 29. September 2015. Wenngleich die Anforderungen seitens Speicherbetreibern als ungerechtfertigt und diskriminierend deutlich kritisiert wurden, hielten die ÜNB fortlaufend daran fest. Das Papier steht auch nach wie vor auf der Website www.regelleistung.net zum Download bereit.

Mit dem Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Folgenden: „SO GL“ (für „System Operation Guideline“) am 14. September 2017 kam dann endlich Bewegung in das Thema. Artikel 156 Absatz 9 SO GL sieht insoweit vor, dass grundsätzlich in ganz Europa für Speicher ein Mindestaktivierungszeitraum von 15 Minuten gilt. Ausnahmen hiervon sieht die SO GL nur dann vor, wenn entweder im Wege einer Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Absätzen 10 und 11 des Artikel 156 SO GL ein anderer Mindestaktivierungszeitraum ermittelt worden ist oder wenn die jeweilige Regulierungsbehörde auf den Antrag eines oder mehrerer ÜNB hin einen längeren Zeitraum als 15 Minuten festgelegt hat.

Der Verlauf des Verfahrens: Was lange währt...

Einen entsprechenden Ausnahmeantrag reichten die vier ÜNB dann unmittelbar mit Inkrafttreten der SO GL am 14. September 2017 ein. In dem Antrag forderten sie eine Festlegung eines Mindestaktivierungszeitraums für Speicher von 30 Minuten. Zur Begründung führten die ÜNB insbesondere an, dass die größere Dimensionierung erforderlich sei, um die Sicherheit des Netzes auch in Ausnahmefällen zu gewährleisten, insbesondere bei technischen Großstörungen sowie einer Verkettung mehrerer Störfälle. Zudem müsse einkalkuliert werden, dass Kommunikationssysteme ausfallen oder die nachgelagerten Regelennergiesysteme (Sekundärregelleistung – SRL, Minutenreserve – MRL) zur Ablösung der PRL versagen.

Neben dem BVES, der sich in verschiedenen Arbeits- und Fachgruppen intensiv mit dem Thema befasste (siehe [hier](#) die Pressemitteilung des BVES zum Abschluss des Verfahrens) nahmen eine Reihe weiterer Unternehmen und Verbände zu dem Antrag Stellung. Mehrheitlich sprachen sie sich für eine Ablehnung des Antrags aus. Diese Position nahmen auch zwei Unternehmen ein, die sich im Wege einer Beiladung an dem Verfahren beteiligten, um gegebenenfalls auch gegen die Entscheidung der BNetzA Beschwerde einlegen zu können.

Die mit der Sache betraute Beschlusskammer 6 der BNetzA befasste sich intensiv mit den verschiedenen Positionen und richtete schließlich zur weiteren Aufklärung der Hintergründe des Antrags einen umfassenden Katalog mit Nachfragen an die

ÜNB. Dieser Vorgang zog sich einen längeren Zeitraum hin, so dass das Verfahren letztlich über eineinhalb Jahre dauerte.

Wie nun der ergangene Beschluss der BNetzA zeigt, waren die Antworten der ÜNB nicht geeignet, die BNetzA zu überzeugen. Die Bundesnetzagentur erteilte dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine klare Absage.

Die Begründung: Antrag von A bis Z abgelehnt.

In den Entscheidungsgründen des insgesamt 35-seitigen Beschlusses legt die Beschlusskammer im Detail dar, dass die Übertragungsnetzbetreiber nicht nachgewiesen hätten, dass eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten notwendig ist, um die Betriebssicherheit des Stromnetzes in der gesamten europäischen Union zu gewährleisten. Im Detail ist den Entscheidungsgründen die Meinung der Beschlusskammer über die unzureichende Begründung der Antragsteller anzumerken. Mehrfach wird dort aufgezeigt, dass die ÜNB auch auf die detaillierten Nachfragen der BNetzA hin keine inhaltvollen Argumente für ihren Antrag geliefert hätten.

Angesichts der Tatsache, dass nach Auffassung der BNetzA ein Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten in Deutschland die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anbieter im Vergleich zu Anbietern in Nachbarländern mit einem Mindesterbringungszeitraum von 15 Minuten beeinträchtigen und diese damit diskriminieren, seien hohe Anforderungen an den Nachweis der technischen Notwendigkeit der Verlängerung auf 30 Minuten zu stellen. Diesen Anforderungen seien die ÜNB nicht gerecht geworden.

Die Antragsteller hätten zudem keine Nachweise dafür geliefert, dass ein Versagen nachgelagerter Regelleistung (Sekundärregelleistung und Minutenreserve) wahrscheinlich sei. Ferner seien eine Störung oder gar ein Ausfall nachgelagerter Regelleistung im Hinblick auf die Frage des Mindesterbringungszeitraums im Rahmen der Primärregelleistung auch ohne Bedeutung.

Schließlich könnten auch die zur Antragsbegründung angeführten Großereignisse in den Jahren 2003, 2006 und 2017 zur Überzeugung der Bundesnetzagentur nicht herangezogen werden, um eine höhere Dimensionierung von Speichern zu rechtfertigen. Die Übertragungsnetzbetreiber seien auch hier jeglichen detaillierten Nachweis schuldig geblieben, dass eine andere Dimensionierung von Speichern in derartigen Großereignissen einen Unterschied machen würde.

Die Folgen: 15 Minuten gelten auch in Deutschland. Jetzt wirklich. Kosten-Nutzen-Analyse steht aber noch aus.

Über Jahre hinweg wurde das 30-Minuten-Kriterium der ÜNB als ungerechtfertigte Diskriminierung von Speicherbetreibern angeprangert. Diese Auseinandersetzung findet nun einen vorläufigen Abschluss in einem Beschluss der BNetzA, der an Deutlichkeit nicht zu überbieten ist.

Mit Ausnahme seiner Dauer ist das Verfahren daher auch aus Sicht der Betreiber von PRL-Speichern uneingeschränkt positiv zu bewerten:

- Zum einen gilt nun ohne Wenn und Aber ein Mindesterbringungszeitraum von 15 Minuten für PRL. Vor diesem Hintergrund ist in jedem Einzelfall zu prüfen, ob ein Antrag auf Neu-Präqualifizierung auf Basis des 15-Minuten-Kriteriums gestellt werden sollte.
- Zum anderen geht aus dem Beschluss eindeutig hervor, dass die bisherige Praxis der ÜNB, im Rahmen der Präqualifikation von Speichern einen Zeitraum von 30 Minuten anzusetzen, spätestens ab dem Inkrafttreten der SO GL rechtswidrig war. Dementsprechend sind auch Schadensersatzansprüche zu prüfen.

Ein Ende nimmt die Auseinandersetzung um den Mindestaktivierungszeitraum bei Speichern in der PRL damit allerdings noch nicht. Zum einen ist der Beschluss noch nicht rechtskräftig und kann von den ÜNB im Wege der Beschwerde vor dem OLG Düsseldorf angefochten werden. Zum anderen dauert die Kosten-Nutzen-Analyse auf europäischer Ebene derzeit noch an. Dort ist seitens der Speicherbranche nun darauf zu achten, dass alle seitens der Beschlusskammer aufgezeigten Argumente gegen eine Erhöhung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten auch dort Eingang in das Verfahren finden.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Jörn Bringewat

Hinweis zu den folgenden beiden Beiträgen:

Wir haben – unter anderem mit unsere Meldungen vom 8. und vom 23. April 2019 – die Entwicklungen rund um das sogenannte NABEG und die dortigen Änderungen für Power-to-Gas-Anlagen eng begleitet. Da diese Themen viele Betroffene und Interessierte im April sehr auf Trab gehalten haben und wir den Vorgang insgesamt in verschiedener Hinsicht bemerkenswert finden, haben wir uns dazu entschieden, die beiden Meldungen im Folgenden direkt hintereinander in chronologischer Reihenfolge zu dokumentieren und dabei unverändert zu lassen. Zwar gibt die erste Meldung damit einen nicht mehr aktuellen Stand wieder – wie die zweite Meldung zeigt. Da der Vorgang aber insgesamt eben einige interessante Facetten hat, die wir Ihnen nicht vorenthalten möchten, haben wir uns zu dieser vollständige Dokumentation der beiden Meldungen entschieden.

Das NABEG und die Sektorenkopplung: Power-to-Gas künftig durch die ÜNB – oder doch lieber gar nicht...?

Am 4. April 2019 wurde sogenannte Netzausbaugesetz („NABEG“, bzw. in Langfassung: Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus) in abschließender Lesung durch den Bundestag gewunken. Weitgehend unbemerkt seitens der Öffentlichkeit sowie der Branchenverbände wurden dabei auf Antrag des Wirtschaftsausschusses noch kurzfristig verschiedene Regelungen in das Gesetz aufgenommen, die für Power-to-X-Projekte von elementarer Bedeutung sind. Die im Folgenden diskutierten Änderungen finden Sie in der Bundestags-Drucksache 19/8913 (abrufbar [hier](#)) und die Begründungen dazu in der Bundestags-Drucksache 19/9027 (abrufbar [hier](#)). Die Befassung des Bundesrates steht noch aus, ein echtes Vetorecht hat dieser jedoch nicht. Dem Inkrafttreten dürfte daher nichts mehr im Wege stehen. Die Neuregelungen bringen Licht und Schatten für Power-to-X-Projekte: Während die Einführung vereinfachter Genehmigungsverfahren für Großspeicher und Power-to-X-Anlagen zu begrüßen ist, kann eine Änderung zu den Netzentgelten auf den für die Erzeugung von Wasserstoff genutzten Strom großen Schaden für die Sektorenkopplung anrichten.

Parallel zu diesen Entwicklungen alarmierte eine weitere Meldung die betroffenen Branchenkreise: Die Übertragungsnetzbetreiber planen offenbar, selbst im großen Stil ins Power-to-Gas-Geschäft einzusteigen – ein Vorgang, der viele Fragen aufwirft, rechtlich wie politisch. Ob und inwieweit ein Zusammenhang zwischen dieser Neuigkeit und den auf den letzten Drücker und ohne jegliche Beteiligung der betroffenen Öffentlichkeit ins NABEG „gerutschten“ Gesetzesänderungen besteht, ist natürlich unklar. Allein die unmittelbare zeitliche Nähe dieser Entwicklungen

lässt aber sicher aufhorchen und wird von vielen als starkes Signal in Richtung eines weiterhin zentralisierten Energiesystems gedeutet.

Im Folgenden Beitrag erläutern wir die verschiedenen Entwicklungen der letzten Tage und wagen eine erste Einschätzung ihrer Bedeutung.

Sektorenkopplung – Ja, bitte! Vereinfachung der Genehmigung von Power-to-X-Anlagen

Aus Sicht der Sektorenkopplung ist zunächst § 43 Absatz 2 EnWG in seiner neuen NABEG-Fassung zu beachten. Der durch den Wirtschaftsausschuss eingefügte zweite Absatz der Regelung enthält verschiedene Bestimmungen zur Möglichkeit einer Zulassung von bestimmten Vorhaben durch Planfeststellungsbeschlüsse von Landesbehörden. Möglich werden soll dieses „gebündelte“ Zulassungsverfahren etwa für Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW und für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung von „sogenannten Energiekopplungsanlagen“ (vgl. Nummer 7 und 8 der Neuregelung), siehe hierzu auch die [Pressemeldung des BVES vom 5. April 2019](#). Der Begriff der „Energiekopplungsanlagen“ soll ausweislich der Normbegründung „sogenannte „Power-To-X“-Anlagen, also Anlagen zur Umwandlung von Strom in eine anderen Energieträger wie Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff, insbesondere Elektrolyseanlagen, umfassen“ (Bundestags-Drucksache 19/9027, Seite 14).

Nun kann man bereits bei diesem Regelungsgegenstand stutzen und sich verwirrt die Augen reiben: Die Norm steht ja im konkreten Kontext der anderen Regelungen zu erforderlichen und optionalen Planfeststellungsverfahren für den Netzausbau und Netzbetrieb. Es geht also in § 43 EnWG ansonsten im Wesentlichen um den Leitungsbau und den Bau sonstiger für den Netzbetrieb notwendiger technischer Komponenten. Nun gilt der Bau und Betrieb von Speicher- und Power-to-Gas-Anlagen aber beileibe nicht als traditionelles „Netzbetreiber-Geschäft“, allein schon aufgrund der Regelungen zur Entflechtung von Netzbetrieb, Erzeugung und Vertrieb (sogenanntes „Unbundling“). Von daher kann man sich schon fragen, was das Zulassungsverfahren für Speicher- und Power-to-X-Anlagen in diesem Regelungszusammenhang überhaupt zu suchen hat... Nun gelten allerdings die Regelungen zur Änderung und durch die Bündelung verschiedener Prüfverfahren wohl auch Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für Power-to-X und Großspeicheranlagen jedenfalls dem expliziten Wortlaut nicht nur für Netzbetreiber und kommen daher wohl erst einmal jedem Vorhabenträger zu Gute.

So richtig interessant wird die neue Regelung allerdings dann, wenn man sie im Zusammenhang mit den folgenden Parallelentwicklungen sieht...

Cui bono? – Investitionsanträge großer Netzbetreiberkonsortien am selben Tag

So hat für große Irritation in der Branche gesorgt, dass mehrere Konsortien großer Netzbetreiber just am Tag des Änderungsbeschlusses im Wirtschaftsausschuss, also am 29. März 2019, verkündet haben, dass sie selbst bei der Bundesnetzagentur Investitionsanträge für Power-to-Gas-Projekte im 100 MW-Maßstab gestellt haben. Die entsprechenden Pressemitteilungen finden Sie [hier](#) und [hier](#). Dies zeigt, dass die Netzbetreiber offenbar nicht länger der oben geäußerten Auffassung sind, dass der Betrieb von Großspeichern und Power-to-X-Anlagen nicht ihr Geschäft ist. Vielmehr drängen sie nunmehr anscheinend mit erheblichem Druck selbst in diesen bislang noch in Entstehung befindlichen Zukunftsmarkt – eine Entwicklung, die sicherlich ein ganz erhebliches disruptives Potenzial hat, sowohl für das dann vielleicht nicht mehr ganz so freie Spiel der Kräfte auf den entstehenden Märkten (für Flexibilität, grünen Wasserstoff, Sektorenkopplungsleistungen etc.) als auch für die gesamte Weiterentwicklung der Energiewende (könnte es sich hier doch um eine weitere Weichenstellung in der Frage zentralisierte vs. dezentrale Energiewende handeln). Nun, und solchen Großprojekten käme die Neuregelung in § 43 EnWG sicherlich insgesamt zu Gute...

Wir rätseln allerdings derzeit ohnehin noch, wie sich diese Entwicklungen überhaupt mit geltendem Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrecht, aber vor allen Dingen auch mit dem künftigen Europarecht vereinbaren lassen sollen: Wenngleich in den entsprechenden Pressemitteilungen angekündigt wird, dass die Anlagen im Wege des sog. „Third Party Access“ Dritten zur Verfügung gestellt werden sollen, sind diese Entwicklungen nach unserer Auffassung insgesamt nicht mit den Regelungen in Artikel 54 der neuen EU-Strommarktrichtlinie in Einklang zu bringen. Dort wird vielmehr das Unbundlingprinzip noch einmal besonders betont und ein allgemeines Verbot für Netzbetreiber postuliert, Speicher zu besitzen, zu errichten und zu betreiben. Nur dann, wenn es sich bei Speichern um sogenannte vollständig integrierte Netzbestandteile handelt oder in einem umfassenden diskriminierungsfreien und technologieoffenen Ausschreibungsverfahren kein Dritter ermittelt werden konnte, der entsprechende Kapazitäten bereitstellt, sollen Netzbetreiber eine derartige Investition tätigen dürfen. Von einem solchen Markttest ist hier nun aber in keiner Weise die Rede und wie soll eine Power-to-Gas-Anlage, die größere Mengen Wasserstoff erzeugt, ausschließlich dem Netzbetrieb dienen? Allerdings: Diese Frage ist ohnehin derzeit (noch) nicht von Bedeutung, denn die Strommarktrichtlinie ist ja auch noch gar nicht in Kraft getreten... Ein Schelm, der Böses dabei denkt...

Und es wäre wohl auch fraglich, ob man auf Seiten der jetzigen Antragsteller die Antwort auf einen solchen Markttest würde hören wollen – denn einen Mangel an Unternehmen, die sich seit vielen Jahren darum bemühen, die Sektorenkopplung und Flexibilisierung des Energiesystems voranzubringen, leidet es in Deutschland wahrlich nicht. Der Grund dafür, dass bislang Großprojekte wie die nunmehr von den Netzbetreibern angedachten Anlagen nicht schon vielfach realisiert werden, liegt nun beileibe nicht daran, dass es keine willigen Marktteilnehmer gäbe. Es liegt ganz einfach am regulatorischen Rahmen, der bislang eine angemessene Verbreitung und Marktdurchdringung mit Sektorenkopplungs- und Flexibilisierungstechnologien verhindert. Unter den aktuellen rechtlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen lassen sich Speicher- und Power-to-X-Projekte eben nur sehr eingeschränkt wettbewerbsfähig betreiben. Dann jedoch wäre es ja durchaus ein naheliegender Schritt, einmal darüber nachzudenken, wie wir die Entwicklung entsprechender Märkte durch einen passenderen Rechtsrahmen anreizen und begleiten können. Die Frage, ob der nunmehr offenbar angedachte Weg, großskalige Sektorenkopplungsprojekte letztlich dem Markt zu entziehen und in den strukturell „monopolisierten“ Bereich zu überführen, wirklich im Sinne der Energiewende ist, wird in den nächsten Monaten vertieft zu diskutieren sein.

Sektorenkopplung – Nein, danke! Künftig Netzentgelte auf Power-To-Gas!

Eine weitere Regelung mit erheblicher Tragweite betrifft die Befreiung von Elektrolyseuren von den Netzentgelten für aus dem Stromnetz bezogenen Strom. Auch diese Änderung ist gänzlich unbemerkt in das Gesetz eingefügt worden und kann das wirtschaftliche Aus vieler bereits realisierter oder noch in der Planung befindlicher Power-to-Gas-Projekte bedeuten.

In § 118 Absatz 6 EnWG finden sich schon lange Regelungen zu einer Netzentgeltbefreiung für zur Elektrolyse genutzten Strom. Die Problematik entzündet sich nun an der Frage, ob für diese Netzentgeltbefreiung weitere Voraussetzungen gelten, also insbesondere im Hinblick auf die Verwendung des aus Strom erzeugten Gases. Konkret ist die Frage, ob das Gas „rückverstromt“ werden und sogar ins Stromnetz zurückgespeist werden muss, oder nicht. Bislang war insoweit in § 118 Absatz 6 EnWG – allerdings in rechtlich nicht abschließender Klarheit – vorgesehen, dass aus Netzstrom erzeugte Speichergase, wie z.B. Wasserstoff, nicht erneut zur Stromerzeugung genutzt werden müssen, um eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Absatz 6 Satz 1 EnWG in Anspruch zu nehmen.

Dies war zwar teilweise unter den Fachjuristen umstritten, wurde nach unserer Wahrnehmung aber auch in der Praxis so gehandhabt. Alles andere wäre auch schlicht nicht praxistauglich, da ein Rückverstromungs- oder gar

Rückeinspeisungs-Erfordernis völlig unsachgerechte Anforderungen an die Verwendungskontrolle des erzeugten Gases mit sich bringen würde. Jeder Erzeuger von Speichergas müsste dann nämlich seine Gasmengen stets – über ggf. zahlreiche Handelsstufen – bis zum Letztverbraucher nachverfolgen, um einen Nachweis gegenüber seinem Stromnetzbetreiber erbringen zu können, in welchem Ausmaß er für den in den Elektrolyseur gezogenen Strom eine Netzentgeltbefreiung geltend machen kann. Mit einer freien Handelbarkeit auf einem wettbewerblich organisierten Markt hätte ein solcher „Verfolgungszwang“ ersichtlich wenig zu tun. Zu welch praxisfernen Ergebnissen eine solche Auslegung führen würde, sieht man im Übrigen auch an der Parallelvorschrift in § 61l Absatz 2 EEG 2017, die für eine EEG-Umlage-Befreiung für Elektrolysestrom tatsächlich ausdrücklich ein Rückverstromungserfordernis postuliert. Nach unserer Kenntnis kommt diese Regelung in der Praxis schlicht in keinem Projekt zum Einsatz, da aus Strom erzeugte Speichergase – das ist ja nun auch gerade ein wenig „der Witz“ an Power-to-Gas als expliziter *Sektorenkopplungstechnologie* – in aller Regel natürlich nicht zur Stromerzeugung, sondern im Gas-, Wärme- und Mobilitätssektor eingesetzt werden. Und überdies ist eben schlicht und ergreifend die Weiterverfolgung des einmal in den Markt entlassenen Gases nicht sinnvoll, geschweige denn wirtschaftlich darstellbar.

Zwischenfazit: Ein Rückverstromungserfordernis führt bei Power-to-Gas-Projekten zum Entfallen des praktischen Anwendungsbereichs für etwaige begünstigende Regelungen, die den zur Elektrolyse genutzten Strom betreffen.

Dies hindert aber ganz offenbar den Gesetzgeber nicht daran, genau eine solche Regelung nunmehr einzuführen. So wurde die bislang nicht abschließend eindeutige Regelung in § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG nun durch eine Regelung ersetzt, die erneut zwar keine abschließende Klarheit bringt, aber in einer Vielzahl von Fällen zu einer deutlichen Mehrbelastung führen wird – und aller Voraussicht nach zu erneutem Streit und weiterer Rechtsunsicherheit.

Die Neuregelung sieht im Wortlaut nun wie folgt aus:

„Auf Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, sind die Sätze 1, 3 und 6 anzuwenden, soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden.“

Anders als bisher steht damit nun ausdrücklich im Gesetz, dass für den zur Elektrolyse aus dem Netz bezogenen Strom nur soweit keine Netzentgelte zu zahlen sind, wie aus dem Wasserstoff erneut Strom erzeugt wird. Im Folgenden

stellen wir dar, wer unter der neuen Rechtslage am meisten zu leiden haben wird und für welche Projekte die Neuregelung evtl. doch kein K.O.-Kriterium darstellt...:

Schwerer Schlag für Power-to-X-Projekte ohne Wiederverstromung

Für Projekte, in denen der Wasserstoff mit Strom aus dem Netz erzeugt wird und nicht in Brennstoffzellenfahrzeugen, sondern z.B. im Wärmesektor oder anderweitig genutzt wird, stellt die Neuregelung somit definitiv – und ohne argumentativen Hoffnungsschimmer (siehe sogleich) – eine erhebliche Verschlechterung gegenüber der bisherigen Rechtslage dar. War die Wirtschaftlichkeit in vielen Power-to-Gas-Projekten schon bislang nicht oder nur sehr schwer darstellbar, sind ab sofort kostenseitig nun auch noch die Netzentgelte einzukalkulieren. Eine Wirtschaftlichkeit rückt damit in weite Ferne. Umso kritikwürdiger ist es, dass eine Regelung mit derart weitreichenden Konsequenzen (für die Sektorenkopplung, für Weiterbetriebsüberlegungen von Alt-Anlagen, für die Dekarbonisierungsstrategien in Verkehr, Wärme und wasserstoffnutzender Industrie etc.) im Vorfeld keinerlei öffentlicher Diskussion zugeführt wurde und die betroffenen Verbände hierzu keine Stellung nehmen konnten. Es stellt sich die Frage, ob den beteiligten Abgeordneten bei der Abstimmung im Bundestag überhaupt bewusst war, welche erheblichen Wirkungen die Änderung im Bereich der Sektorenkopplung entfalten wird.

Hoffnungsschimmer für die Wasserstoffmobilität?

Weiterhin nicht abschließend geklärt ist wohl auch nach der Neuregelung, ob der aus dem Wasserstoff erneut erzeugte Strom wiederum in ein Netz eingespeist werden muss oder ob es unerheblich ist, wie dieser Strom genutzt wird. Dies ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn der erzeugte Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen zur Wiedererzeugung von Strom genutzt wird. Eine erneute Netzeinspeisung findet hier nicht statt, wohl aber die im Gesetz geforderte „Wiederverstromung“ (nämlich eben in der besagten Brennstoffzelle des Fahrzeugs).

Die entscheidenden Argumente sprechen unseres Erachtens gegen das Erfordernis einer neuerlichen Netzeinspeisung. So fordert der Wortlaut der neuen Regelung eine Einspeisung des wiedererzeugten Stroms in ein Netz gerade nicht. Hätte der Gesetzgeber eine neuerliche Einspeisung des Stroms in ein Netz für erforderlich angesehen, so hätte er dieses Erfordernis naheliegender Weise mit aufgenommen: „...soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden und der erzeugte Strom in ein Netz eingespeist wird.“ Das hat er jedoch nicht getan. Die Gesetzesbegründung greift erkenntlich deutlich zu kurz und vermag keine entscheidenden Erkenntnisse zu bringen. Denn hier geht es im

Wesentlichen darum, dass keine Einspeisung in „dasselbe“ Netz erforderlich sein soll. In systematischer Hinsicht macht der Verweis auf Satz 3 wohl auch nur dann Sinn, wenn die Anwendung des Satzes 3 der Regelung („wenn [...] die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird“) gedanklich durch den Passus in der Neuregelung („soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden“) ersetzt wird. Denn das Erfordernis der Einspeisung in dasselbe Netz sollte ja gerade entfallen.

Zwischenfazit: Wenn schon, denn schon...

Einmal mehr ist insoweit insgesamt festzustellen, dass die energierechtlichen Regelungen eine Komplexität aufweisen, die nicht länger tragbar ist und ein Kerndefizit unseres Energiesystems darstellen, das beseitigt werden muss, wenn die Energiewende (doch noch) gelingen soll. Im speziellen Fall hätte es insoweit doch nun wirklich nahe gelegen, die rundum unklare und unzureichend formulierte Regelung des § 118 Absatz 6 EnWG in Gänze so neu zu fassen, dass jeder Rechtsanwender – und nicht nur Energierechtsexperten nach dreifacher Lektüre – in der Lage sind, den Regelungsinhalt zu verstehen und dessen praktische Auswirkungen zu überblicken. Dass die Regelung in Absatz 6 einer Übergangsregelung schon systematisch gänzlich falsch verortet ist, bedarf dabei keiner weiteren Betonung.

Wie geht es denn nun weiter?

Wie gesagt, das NABEG hat – samt den vorstehend dargestellten Änderungen – bereits den Bundestag in dritter und damit letzter Lesung passiert. Mit anderen Worten: Der Sack ist zu. Zwar hatte der Bundesrat beantragt, das Gesetz als zustimmungspflichtiges Gesetz zu verabschieden, da die geplanten Rechtsänderungen die Länder in besonderer Weise in ihrer Verwaltungskompetenz betreffen. Dieser Antrag wurde seitens der Bundesregierung jedoch abgelehnt ([Bundestags-Drucksache 19/7914](#), Seiten 1 und 20 f.). Sofern der Bundesrat das Thema nicht noch einmal aufgreift und eine erneute Befassung des Bundestages mit dem NABEG erwirkt, wird man sich auf die Änderung in § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG einstellen müssen. Eine Übergangsregelung ist zu dieser Bestimmung nicht vorgesehen. Projekte, in denen mit Strom aus dem Netz, aber ohne Netzentgelte kalkuliert worden ist, stehen damit – man muss es so deutlich sagen – vor einem Scherbenhaufen.

Die gute Nachricht der Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens für Großspeicher und Power-to-Gas-Anlagen tritt daneben unweigerlich in den Hintergrund.

Auch das Verfahren zum künftigen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen durch Übertragungsnetzbetreiber läuft nun definitiv an. Wir meinen: Die Branche sollte dies nicht einfach so geschehen lassen und sich aktiv in das Verfahren einbringen. Wir haben hierzu auch bereits einige Ideen und stehen im Austausch mit Verbänden und Unternehmen. Melden Sie sich gerne, wenn Sie als betroffener Akteur mehr hierzu erfahren oder mitmachen möchten.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Bettina Hennig

Rolle rückwärts beim NABEG und weitere Entwicklungen für Power-to-Gas: Update zum Stand der Dinge

Das Thema Power-to-Gas bewegt weiterhin die Gemüter, nachdem sich zuletzt die Ereignisse zwischen kurzfristigen Gesetzesänderungen und Vorstößen auf Netzbetreiberseite etwas überschlagen hatten ([wir berichteten](#)). Nachdem die unmittelbar vor Verabschiedung in das sogenannte Netzausbaugesetz („NABEG“) aufgenommene Neuregelung zur Netzentgeltbelastung von Elektrolyseuren sowohl in Branchenkreisen als auch in einigen Bundesländern einen Sturm der Entrüstung ausgelöst hatte, ist die Bundesregierung tatsächlich zurückgerudert. So wurde im Bundesrat angekündigt, die jüngsten Regelungsänderungen so schnell wie möglich wieder zurückzunehmen und sich stattdessen noch einmal gemeinsam mit Stakeholdern aus der Praxis Gedanken zu machen, wie der Rechtsrahmen für Power-to-X sinnvoll ausgestaltet werden könnte. Bleibt zu hoffen, dass während dieses – natürlich grundsätzlich begrüßenswerten – Austausch-Prozesses zwischen Politik und Praxis nicht bereits andere aktuelle Entwicklungen „Pflöcke einrammen“, die in eine ganz andere Richtung weisen – weg von einem wettbewerblichen Speichergas-Markt und zurück zu einem zentralistischeren Ansatz der Energiewende. Im folgenden Beitrag fassen wir die aktuellen Entwicklungen noch einmal für Sie zusammen.

Rolle rückwärts beim NABEG: Was war passiert?

Ausgangspunkt des insgesamt wohl beispiellosen Vorgangs rund um die durch den Wirtschaftsausschuss eingefügten Regelungsänderung zu den Netzentgelten für Elektrolyseure war eine Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Recht und Regulierung im

Bundesverband Energiespeicher (BVES). Bei der Analyse der bis dahin gänzlich unter dem Radar der Öffentlichkeit sowie der Verbände gebliebenen Neuregelung in § 118 Absatz 6 EnWG wurde schnell die Tragweite der Änderung klar. Mehrere Unternehmensvertreter verließen daraufhin bereits die Sitzung, um in ihren Unternehmen „Alarm zu schlagen“.

In unserer News vom 8. April 2019, siehe [hier](#), haben wir anschließend die Regelung im Zusammenhang mit den weiteren neuen Bestimmungen zu P2X und anderen aktuellen Entwicklungen vorgestellt und ihre Bedeutung deutlich gemacht. Mehrere Fachmedien berichteten über den Vorgang und verschiedene Branchenunternehmen wiesen die befassten Politiker in den Ländern und im Bundestag auf das Thema hin. Sehr zu ihrem Unmut wurde einigen Abgeordneten nunmehr klar, welche Regelung sie da soeben verabschiedet hatten: Eine Regelung, die de facto dazu führen würde, dass – entgegen der bisherigen Praxis und überwiegenden Rechtsauffassung – nahezu jedes aktuell umgesetzte sowie geplante Power-to-Gas-Projekt mit Netzanschluss bezugsseitig voll mit Netzentgelten belastet sein sollte. Eine Ausnahme wäre dann nur noch bei einer Rückverstromung des erzeugten Speichergases – bzw. je nach Verständnis der überdies auch noch unklaren Neuregelung sogar nur bei einer zusätzlichen Rückeinspeisung dieses Stroms ins Netz – möglich gewesen.

Eine solche unmissverständliche Netzentgeltpflicht für Strom, der zur Wasserstoffherzeugung genutzt wird, wollten auch etliche Vertreter der Regierungsfractionen nicht. Dabei war zudem sicherlich wenig hilfreich, dass die Regelung bereits zuvor versteckt zwischen Übergangsbestimmungen im EnWG und alles andere als eindeutig formuliert war. Anscheinend war nur sehr wenigen an dem Gesamtvorgang Beteiligten wirklich klar, wie die bisherige Regelung lautete, wie sie in der Praxis ausgelegt wurde und was genau sich durch die Neuformulierung hieran ändern würde. Im Ergebnis entstand jedenfalls ein solcher Druck auf die Bundesregierung, dass sie schließlich zurückrudern musste, um die Wogen erst einmal zu glätten und die kurzfristig von Schleswig-Holstein beantragte Anrufung des Vermittlungsausschusses im Bundesrat zu verhindern.

Die Protokollerklärung der Bundesregierung im Wortlaut (abrufbar als Anlage 6 zum Plenarprotokoll des Bundesrates [hier](#)):

„Das Land Schleswig-Holstein hat die Regelung in Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe b des „Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ (§ 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG) kritisiert. Diese Regelung betrifft die Netzentgeltbefreiung bei der Nutzung von Strom für die Wasserstoffelektrolyse. Synthetischer Wasserstoff kann in bestimmten Bereichen eine bedeutende Rolle im Rahmen der

Energiewende einnehmen. Es besteht die Besorgnis, dass die genannte Regelung ein Hemmnis für die Nutzung von synthetischem Wasserstoff darstellen kann. Vor diesem Hintergrund wird die Bundesregierung bei der nächsten möglichen Gelegenheit einen Entwurf vorlegen, mit dem die entsprechende Regelung aus der NABEG-Novelle zunächst wieder zurückgenommen wird, um nach Beratung mit den Stakeholdern einen Vorschlag zu unterbreiten, wie die Rahmenbedingungen für den Einsatz von „Power to X“ insgesamt gestaltet werden können.“

Schleswig-Holstein nahm daraufhin seinen Antrag auf Einberufung des Vermittlungsausschusses zurück und der Bundesrat ließ die NABEG-Novelle passieren.

Nach der Reform ist vor der Reform: Wie geht es jetzt weiter?

Auch wenn diese jüngsten Entwicklungen natürlich durchaus erfreulich sind, lässt sich festhalten: Mit der Protokollerklärung im Bundesrat findet das Thema keineswegs seinen Abschluss. Diese kann vielmehr erst den Auftakt bieten für die nächsten Schritte:

- So ist zunächst darauf zu achten, dass die umformulierte Regelung nun auch wirklich wie angekündigt so schnell wie möglich zurückgenommen wird und die Rücknahme auch (rückwirkend) zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der NABEG-Novelle vorgesehen wird. Andernfalls entsteht nun ein Übergangszeitraum, in dem Netzbetreiber bei Elektrolyseuren, die an das Stromnetz angeschlossen sind, verpflichtet wären, Netzentgelte zu berechnen.
- Ersetzt werden sollte die abzuschaffende Neuregelung dann ebenfalls kurzfristig durch eine eindeutige und klare Aussage dazu, wie der Gesetzgeber die Netzentgeltpflicht für Elektrolyseure denn nun geregelt haben möchte. Hierbei wäre eine Klarstellung im Sinne der bisherigen überwiegenden Auslegung und praktischen Anwendung wünschenswert, nach der Netzstrom zur Herstellung von Speichergasen, also einem ebenfalls energetischen Endprodukt, per se nicht mit den Netzentgelten belastet sein soll.
- Parallel sollte die überfällige vollständige Analyse und anschließende Neufassung des komplexen und mit zahlreichen Unsicherheiten behafteten Rechtsrahmens für die Sektorenkopplung in Angriff genommen werden. Es

ist insoweit zu hoffen, dass die Bundesregierung der Ankündigung Taten folgen lässt, nun in einen intensiven Austausch mit den Stakeholdern zu treten, um diesen Rechtsrahmen zu entwickeln.

Bislang steht bei der derzeitigen Regierung allerdings eher die Sorge im Vordergrund, dass es durch eine Entlastung von Power-to-X-Technologien zu einer Unwucht im Gesamtsystem zu Lasten der Stromverbraucher kommen könnte. Natürlich sind solche Befürchtungen nicht gänzlich von der Hand zu weisen. Die Herausforderung, einen ausgewogenen Rechtsrahmen für ein zu dekarbonisierendes Gesamtenergiesystem zu schaffen, ist immens. Andererseits ist die Sektorenkopplung – wie ja auch im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung mehrfach festgehalten – nun einmal ein extrem wichtiger Baustein für eine ernst gemeinte Energiewende, zumal die Zeit für echte klimapolitische Fortschritte bekanntlich drängt. Gemessen daran steht die Branche zwar in den Startlöchern, aber auch eben leider noch in den Kinderschuhen. Daher wären hier beherzte politische Schritte derzeit dringend nötig: hin zu mehr Rechtsklarheit, hin zu mehr Investitionssicherheit und hin zu mehr intelligenten und nachhaltigen Lösungen für ein ausschließlich regeneratives Energiegesamtsystem der Zukunft.

Ein Wort zum Schluss: Warum wir diesen Vorgang so wichtig finden

Der Vorgang rund ums NABEG und die Neuregelung zu den Netzentgelten für Elektrolyseure ist gleich aus mehreren Gründen bemerkenswert und möglicherweise auch wegweisend für die Zukunft:

- Die „Rolle rückwärts“ belegt zunächst, dass das Interesse an der Sektorenkopplung im Allgemeinen und Power-to-Gas im Besonderen inzwischen so groß ist, dass gesetzliche Veränderungen in diesem Bereich eine derart heftige Reaktion und auch ein Umdenken in Regierungskreisen hervorrufen können.
- Die Rückgängigmachung der Änderung von § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG ist zugleich ein großer Erfolg für die Energiespeicherbranche und die beteiligten Verbände, allen voran des BVES. Die Mobilisierungswirkung war so groß, dass sich umgehend weitere Unternehmen und Verbände anschlossen. Gemeinsam mit dem großen branchenöffentlichen Interesse und der Aufmerksamkeit einiger wichtiger (vornehmlich landes-)politischer Vertreter wurde so eine Schlagkraft entfaltet, die zu diesem Ergebnis führen konnte. Die Branche wird sich den Vorgang und die Wirkung einer solchen branchenweiten, medialen und politischen „Allianz“

in Erinnerung rufen können, wenn die nächsten Änderungen der energierechtlichen Rahmenbedingungen für Speicher anstehen

- Und schließlich zeigt der Vorgang in erschreckender Deutlichkeit auf, welche Auswirkungen es haben kann, wenn gesetzliche Regelungen eine Komplexität aufweisen, die so groß ist, dass die Regelung und ihre praktischen Auswirkungen nur noch nach mehrfacher Lektüre durch hoch spezialisierte Fachjuristen überhaupt verstanden werden können. Einmal mehr wurde offenbar, wie schwierig das Ringen um die passenden regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewende derzeit für alle beteiligten Akteure ist. Die Zukunft unseres Energiesystems ist mit den „alten“ regulatorischen Rahmenbedingungen nicht in Einklang zu bringen. Anders gesagt: Die neuen Technologien und Systeme passen nicht in den alten Rechtsrahmen. Die Branche wartet weiter auf einen „großen Wurf“ seitens der Politik, der wirklich die regulatorischen Weichen hin zu einem zukunftsfähigen Gesamtenergiesystem stellt.

Derzeit sind allerdings weitere Entwicklungen zu beobachten, die das Geschehen in der Zwischenzeit sicherlich nicht langweiliger werden lassen. So berichteten wir zuletzt ebenfalls über erste Schritte der Übertragungsnetzbetreiber, den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen selbst in die Hand zu nehmen. Zwar hat die Bundesnetzagentur sich nach Branchenmeldungen bereits eher skeptisch zu solchen Bestrebungen geäußert, jedoch bleibt abzuwarten, wie die diesbezüglichen Verfahren konkret weitergehen. Nicht nur, weil hiermit gegebenenfalls erste Pflöcke in Richtung eines „zentralistischen“ Sektorkopplungsansatzes eingerammt werden könnten, wirft der Vorstoß der beteiligten Netzbetreiber doch ganz erhebliche Fragen auf. Diesen gehen wir derzeit juristisch nach...

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin und Dr. Bettina Hennig

Ergänzender Hinweis:

Die vorstehend angesprochene Gesetzes(rück)änderung in § 118 Absatz 6 EnWG ist inzwischen weitgehend abgeschlossen und wird mit dem Gesetz zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen erfolgen (die Gesetzgebungsmaterialien hierzu finden Sie [hier](#)).

WINDENERGIE

Das „bahnbrechende“ Urteil des OLG Schleswig-Holstein – und was dahinter steckt

Derzeit ist ein die Windenergie betreffendes Urteil des Schleswig-Holsteinischen Oberlandesgerichts (OLG Schleswig) in aller Munde, (OLG Schleswig, Urteil vom 26. März 2019 – 7 U 140/18), sogar die Online-Ausgabe der Frankfurter Allgemeine Zeitung berichtete ([LINK](#)). Das Gericht hob in der Berufungsinstanz ein vorinstanzliches Urteil des Landgerichts Itzehoe (LG Itzehoe) auf und verwies die Sache zur erneuten Verhandlung zurück.

So weit, so unspektakulär? Nicht ganz. In der Sache ging es hierbei nämlich um von den Klägern behauptete Gesundheitsgefährdungen aufgrund von Infraschall oder elektromagnetischer Strahlung, die nach der Ansicht der Kläger auf den Betrieb von Windenergieanlagen der Beklagten zurückzuführen seien. Während diese Thematik als taugliches „Angriffsmittel“ in der verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung als überwunden gelten kann, geht es nunmehr um den zivilgerichtlichen Umgang mit diesem Themenfeld.

Hat das OLG Schleswig damit die potenzielle Gesundheitsbeeinträchtigungen durch den Betrieb von Windenergieanlagen bestätigt? Nein. Die Schleswiger Richter trafen hierzu inhaltlich überhaupt keine Entscheidung, sondern hoben das Urteil des Landgerichts wegen prozessualer Fehler in der Beweiswürdigung auf. Darüber hinaus befindet sich das Urteil im Einklang mit der zur Frage der potenziellen Gesundheitsbeeinträchtigung bereits ergangenen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes. „Bahnbrechend“ Neues(wie es mitunter betitelt wird) ist dem Urteil daher nicht zu entnehmen.

Worum es ging

Geklagt hatten Anwohner auf Unterlassung der Beeinträchtigung durch insgesamt sieben Windenergieanlagen in einer Entfernung von 873 bis 1800 Meter Entfernung von ihrem Wohnhaus. Die Kläger sind bereits seit dem Jahr 2000 Eigentümer des Hauses im Außenbereich, zum Zeitpunkt ihres Einzugs war bereits ein Windpark mit 10 Windenergieanlagen südlich des Hauses vorhanden, ein weiterer Windpark bestehend aus drei Windenergieanlagen ist 2015 nördlich des Hauses in Betrieb genommen worden. Gegenstand der nunmehr vom

OLG Schleswig entschiedenen Klage ist aber nur eine in 1.800 Metern zum Wohnhaus der Kläger im Jahr 2011 in Betrieb genommene Windenergieanlage.

Die Kläger behaupten, die Windenergieanlage hätte gesundheitsschädigende Wirkungen. Sie machen geltend, seit der Errichtung der beklagten Windenergieanlage unter anderem unter Reizbarkeit, Durchfall, Schlafstörungen, Schwindel, Übelkeit und Benommenheit zu leiden.

Die Entscheidung der Vorinstanz

Gestützt hatten die Kläger ihre Klage auf den zivilrechtlichen Unterlassungsanspruch nach § 1004, 906 BGB. Danach kann ein Grundstückseigentümer Beeinträchtigungen durch Immissionen nicht abwehren, wenn diese Immissionen nur „unwesentlich“ sind. Immissionen sind gemäß § 906 Absatz 1 Satz 2 in der Regel dann unwesentlich, wenn die in Gesetzen oder Rechtsverordnungen festgelegten Grenz- oder Richtwerte nicht überschritten werden.

Das Vorliegen der Voraussetzungen für einen solchen Unterlassungsanspruch hatte das LG Itzehoe in seinem Urteil vom 24. September 2018 allerdings verneint. Es hatte die Klage mit der Begründung abgewiesen, die von den Klägern geltend gemachten Gesundheitsbeeinträchtigungen durch Infraschall, Discoeffekt und Schatten- sowie Eiswurf seien als unerheblich einzustufen. Dies ergebe sich bereits aus der Entfernung des Wohnhauses zu der maßgeblichen Windenergieanlage von etwa 1.800 Metern, weswegen eine für den Anspruch notwendige erhebliche Beeinträchtigung bereits nicht vorliegen könne. Auf eine Beweiserhebung hatte das Landgericht Itzehoe daher seinerzeit verzichtet.

Das Urteil des OLG Schleswig

Die fehlende Beweiserhebung und eine falsche Verteilung der Beweislast waren nunmehr die Gründe, warum das OLG Schleswig das Urteil aufgehoben und zur erneuten Verhandlung zurückverwiesen hat. Insbesondere wiesen die Schleswiger Richter darauf hin, dass grundsätzlich der Störer (hier die Betreiber der Windenergieanlage) darlegen und beweisen müsse, dass eine Beeinträchtigung nur unwesentlich sei. Außerdem fehle es dem Urteil an einer abschließenden Gesamtwürdigung hinsichtlich des festgestellten Maßes und der Dauer der Beeinträchtigungen durch die Windenergieanlagen, so das Gericht.

Zu den inhaltlich streitentscheidenden Fragen, ob die von den Klägern behaupteten Gesundheitsbeeinträchtigungen tatsächlich vorliegen, ob diese kausal durch die

beklagten Windenergieanlagen (mit-) verursacht worden sind und wenn ja, ob etwaige Beeinträchtigungen wesentlich oder unwesentlich sind, hat das OLG Schleswig keine Entscheidung getroffen. Eine Entscheidung in der Sache erschien dem Senat mit eigenen Worten „nicht sachdienlich“, da es hierzu voraussichtlich der Wiederholung und Ergänzung einer durchaus aufwendigen Beweisaufnahme bedurft hätte. Wie das LG Itzehoe in der erneuten Verhandlung der Sache entscheiden wird, ist damit noch nicht absehbar. Dies wird maßgeblich von der nunmehr nachzuholenden Beweisaufnahme abhängen.

Was folgt daraus?

Das OLG Schleswig-Holstein hat durch die Entscheidung des LG Itzehoe verfahrensrechtliche Grundsätze verletzt gesehen. Zur Frage der Anwendung der vom Bundesgerichtshof entwickelten Maßstäbe, anhand derer beurteilt werden kann, ob zivilrechtliche Abwehransprüche gegen den Betrieb von Windenergieanlagen bestehen, hat sich das Gericht nur am Rande geäußert.

Für die Genehmigungsverfahren bleibt alles beim Alten. Diese richten sich nach wie vor nach den einschlägigen öffentlich-rechtlichen Regelungen des BImSchG und den darin enthaltenen Betreiberpflichten. Das Urteil des OLG Schleswig bewertete den Sachverhalt demgegenüber allein aus zivilrechtlicher Sicht. Somit bedeutet das Urteil auch für die Genehmigung von Windenergieanlagen keine Neuerungen.

TA-Lärm nicht mehr maßgeblich? Beweislast trägt der Kläger

Die für die Anlagenbetreiber und Projektier drängenden Fragen wird damit erneut das LG Itzehoe zu entscheiden haben. Insbesondere wird dabei von Interesse sein, wie die beklagten Betreiber vorliegend den Beweis erbringen können, dass die Einwirkung der Windenergieanlage die Benutzung des klägerischen Grundstücks nicht oder nur unwesentlich beeinträchtigt. Grundsätzlich sind hierfür gemäß § 906 Absatz 1 Satz 3 die Grenz- und Richtwerte der TA-Lärm zu beachten.

Keine Maßgeblichkeit sollen die in der TA-Lärm vorgeschriebenen Richtwerte nur dann haben, wenn sie den „Stand der Technik“ nicht mehr wiedergeben. Der Stand der Technik – einschließlich der Wirkungsforschung – ist der Entwicklungsstand fortschrittlicher und in der Praxis bewährter Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, der nach der deutlich überwiegenden Meinung führender Fachleute die Erreichung des gesetzlich vorgeschriebenen Ziels gesichert erscheinen lässt. Ob hier vorliegend, wie vom OLG Schleswig-Holstein wohl angedeutet, die Maßgeblichkeit der TA-Lärm in Frage zu stellen ist, ist jedoch vom Prozessgericht LG Itzehoe – mit sachverständiger Hilfe – zu prüfen, (dagegen jüngst

das OLG Koblenz, vgl. [hier](#)). Die Beweislast für die Unanwendbarkeit der TA-Lärm trägt in diesem Fall allerdings der Betroffene, hier demnach also die Kläger.

Schließlich bleibt festzuhalten, dass die Feststellung des Vorliegens einer Beeinträchtigung sich auch immer nach den Umständen des Einzelfalles richtet. Dabei ist nach der obergerichtlichen [Rechtsprechung](#) maßgeblich das Gepräge der Umwelt des belasteten Grundstücks, die Zeitdauer, Art und Auswirkung der Beeinträchtigung zu berücksichtigen. Außerdem spielt es eine Rolle, ob sich das belastete Grundstück bei Erwerb durch den Betroffenen bereits in einer umweltbelasteten Umgebung befand. Die durch die Windkraftnutzung geprägte Umgebung und die Tatsache, dass die Mehrzahl der Windenergieanlagen bereits in Betrieb waren, als die Kläger ihr Haus bezogen, sprechen daher vorliegend gegen eine wesentliche Beeinträchtigung.

Zu beachten ist auch, dass selbst wenn eine wesentliche Beeinträchtigung vorliegen sollte, nach § 906 Absatz 2 BGB der Eigentümer eines Grundstücks eine Beeinträchtigung dann nicht verbieten kann, wenn diese durch eine ortsübliche Benutzung des anderen Grundstücks herbeigeführt wird und nicht durch Maßnahmen verhindert werden kann, die wirtschaftlich zumutbar sind. Bei den insgesamt 20 Windenergieanlagen in unmittelbarer Grundstücksnähe dürfte eine "Ortsüblichkeit" der Grundstücksnutzung durch Windenergieanlagen naheliegen. Hierfür streitet auch bereits der Ansatz, dass im Außenbereich der Betrieb von Windenergieanlagen eine privilegierte Nutzungsform darstellt, der sich – im Außenbereich gerade nicht privilegierte - Wohnnutzung in den zumutbaren Grenzen der geltenden Regelwerke für Immissionen unterzuordnen hat. Im Außenbereich liegt also gewissermaßen per se eine Ortsüblichkeit der Nutzung durch privilegierte Vorhaben wie die Windenergienutzung vor.

Fazit

Zwar mag der prozessuale Verlauf des gerichtlichen Verfahrens für den Moment zum „Sieg gegen die Windkraft“ qualifiziert werden. Im Kern handelt es sich aber um die rechtstaatliche Folge der Prüfung der bisherigen Verfahrensführung des erstinstanzlichen durch ein zweitinstanzliches Gericht. Wenn letzteres relevante Fehler findet, die im Zusammenhang mit fehlender Sachverhaltsaufklärung stehen, wird zurückverwiesen. Dies entspricht der ständigen Praxis.

Gerade vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass die im Zusammenhang mit dem Urteil des OLG Schleswig erfolgte mediale Berichterstattung vielfach eine dringend notwendige Sachlichkeit vermissen ließ. Weder den politischen Zielen des Klimaschutzes, noch der Erfüllung der Aufklärungsziele der Presse oder auch nur

der sachlichen Debatte über die Energiewende ist geholfen, wenn bestehende Fronten – „wir gegen die“ – unnötigerweise weiter verhärtet werden.

Sollte Sie Fragen zu diesem Thema haben oder selbst mit Angriffen in einem ähnlichen Sachverhalt konfrontiert sein, sprechen Sie uns an.

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Jörn Bringewat

Update zur verpflichtenden bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung

In gut einem Jahr soll es soweit sein: Zum Stichtag 20. Juli 2020 wird die Ausstattung von Windenergieanlagen mit Einrichtungen der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (sogenannte BNK) verpflichtend sein, [wir berichteten](#). Dies gilt jedenfalls dann, wenn nicht im Einzelfall eine Ausnahme von dieser Pflicht zugelassen wird. Hierzu hat die Bundesnetzagentur jüngst ein Hinweispapier und ein entsprechendes Antragsformular veröffentlicht, womit Anträge auf Befreiung von der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung im Falle der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit vorgenommen werden sollen. Ebenso hat die Bundesnetzagentur ein Konsultationsverfahren zur BNK in die Wege geleitet. Anlass genug also für einen kleinen Rundumblick, was sich im Bereich der BNK derzeit tut.

Hintergrund

Mit dem Energiesammelgesetz wurde in § 9 EEG 2017 ein neuer Absatz 8 eingefügt, der für alle neuen Windenergieanlagen ab dem 1. Juli 2020 gilt.

§ 9 Absatz 8 EEG 2017 sieht vor, dass Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen ausstatten müssen. Weil nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts alle Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von über 100 Metern zur Befeuern verpflichtet sind, sind von der Regelung - ggf. mit einigen wenigen Ausnahmen - alle Windenergieanlagen betroffen. Die Pflicht kann hierbei auch durch eine Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftfahrzeugen erfüllt werden, vgl. hierzu ausführlich unsere [News vom 13. Dezember 2018](#).

Aufgrund der Übergangsbestimmungen im EEG 2017 gilt die Neuregelung auch für alle Bestandsanlagen. Außerdem ist die Nichterfüllung der Regelung auch sanktionsbewehrt: gemäß der neuen Regelung in § 52 Absatz 2 Nummer 1a EEG 2017 wird die Nichterfüllung sanktioniert, indem sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert verringert.

Keine Regel ohne Ausnahme

Ausdrücklich vorgesehen ist im Gesetz allerdings auch die Möglichkeit einer Befreiung von der Pflicht zur BNK. Die Bundesnetzagentur kann „auf Antrag im Einzelfall Ausnahmen zulassen“, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist. Wie ein solcher Antrag auszusehen hat und wann die wirtschaftliche Unzumutbarkeit nach Ansicht der Bundesnetzagentur vorliegt, ergibt sich aus dem eingangs bereits erwähnten Hinweispapier, abrufbar [hier](#).

In diesem wird zunächst empfohlen den Antrag schriftlich oder in Textform zu stellen und - zum Zwecke der Beschleunigung der Bearbeitung - das mitveröffentlichte [Antragsformular](#) zu verwenden. Etwas komplexer fallen allerdings die Hinweise bezüglich des Vorliegens der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit aus. Diese wird vermutet, wenn

1. die Windenergieanlage innerhalb von drei Jahren nach Beginn der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung ihren Zahlungsanspruch nach EEG verliert, oder
2. die voraussichtlichen Kosten der Ausstattung mit einem BNK-System 3 % der voraussichtlichen Umsatzerlöse bis zum Ende der Förderdauer der Windenergieanlage übersteigen.

Bezüglich letzterem Punkt soll es also – vereinfacht gesagt – darauf ankommen, in welchem Verhältnis die erwarteten Einnahmen zu den Kosten des BNK-Systems stehen. Unter anderem muss nachgewiesen werden, dass sich der Anlagenbetreiber um eine „möglichst kostengünstige Beschaffung eines luftverkehrsrechtlich zulässigen BNK-Systems bemüht hat“.

Allerdings sind auch ausdrücklich andere, unbenannte Gründe möglich, aufgrund derer sich eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit ergeben kann. Diese sind substantiiert zu begründen und nachzuweisen. Welche dies sein könnten, wird von der Bundesnetzagentur nicht weiter thematisiert. Denkbar sind aber etwaige Einzelfälle, in denen die Vermutungsregeln möglicherweise aufgrund knapper Überschreitung der Dauer von drei Jahren oder der geforderten 3 % nicht greifen,

aber dennoch insgesamt von einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit auszugehen ist.

Transponder vs. Radar

Die in § 9 Absatz 8 Satz 4 EEG 2017 ausdrücklich vorgesehene, aber eine Anpassung des luftfahrtrechtlichen Rahmens erforderlich machende Transpondertechnologie sorgt derzeit nach wie vor für (Rechts-) Unsicherheit. Eine Anpassung der einschlägigen Regelungen in der AVV Kennzeichnung ist immer noch nicht erfolgt.

Mit diesem Problem beschäftigt sich nun auch eine kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen an die Bundesregierung, BT-Drs. 19/10366. Insbesondere ging es hier um die Frage, ob die Transponderlösung im ersten Halbjahr 2019 in einen Entwurf der AVV übernommen werden kann und ob der Entwurf daraufhin wie geplant im zweiten Halbjahr 2019 in Kraft treten kann. Die Antwort der Bundesregierung hierzu dürfte allerdings kaum für mehr Klarheit sorgen. Man habe ein Gutachten in Auftrag gegeben, welches eine Sicherheitsbewertung mit einschließe. Nach dem zeitnah geplanten Abschluss der Untersuchung sei die Vorlage eines Entwurfs zur Änderung der AVV vorgesehen, so die Bundesregierung. In der Zwischenzeit ist jedenfalls Fakt, dass eine Verabschiedung eines Entwurfs noch im ersten Halbjahr 2019 nicht zustande gekommen ist. Wann hiermit zu rechnen ist, bleibt unklar.

Fällt die Frist?

Quasi mehr oder minder zeitlich zur Veröffentlichung des Hinweispapiers hat die Bundesnetzagentur ein Konsultationsverfahren in die Wege geleitet. Ziel ist es zu prüfen, in welchem Umfang BNK-Systeme bis zum Stichtag im nächsten Jahr überhaupt am Markt verfügbar sind und in welchem Umfang diese flächendeckend eingebaut werden können.

Unsicherheiten, so die BNetzA, ergeben sich insbesondere aus der soeben thematisierten ausstehenden Anpassung des luftfahrtrechtlichen Rahmens. Wird diese nicht zugelassen, dann bliebe es bei den erheblich teureren Radartechnologien, mit denen dann nicht der Windpark, sondern jede Windkraftanlage auszustatten wäre. Konkret stellt die Bundesnetzagentur in dem Verfahren Fragen etwa hinsichtlich der Möglichkeit der Durchführung von (Änderungs-) Genehmigungsverfahren oder der Durchführung der tatsächlichen baulichen Anpassungsmöglichkeit der Windenergieanlagen innerhalb der Frist des § 9 Absatz 8 EEG 2017. Aufgefordert sind im Rahmen des Konsultationsverfahrens

alle betroffenen Betreiber, Hersteller, Vertriebe oder Behörden, bis spätestens 29. Juli 2019 eine Stellungnahme abzugeben.

Das nunmehr eingeleiteten Konsultationsverfahren lässt erkennen, dass die Bundesnetzagentur die – bereits absehbar – eintretenden Probleme der Umsetzbarkeit der Regelung zumindest im Blick hat. Im Hinblick auf den immer knapper werdenden Zeitrahmen und die sanktionsbewehrten Konsequenzen der BNK-Regelung für die Anlagenbetreiber ist dies ebenso begrüßenswert wie notwendig. Ob hierdurch für mehr Rechtssicherheit gesorgt werden wird, bleibt abzuwarten.

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Jörn Bringewat

Versetzung einer Windenergieanlage: Geht das und was passiert mit dem Vergütungsanspruch?

Ja, das geht, sofern es denn technisch möglich ist und wirtschaftlich Sinn macht. Zweiteres war nun Gegenstand eines Votumsverfahrens bei der Clearingstelle EEG|KWKG, in welchem es zu klären galt, über welchen Zeitraum die sogenannte verlängerte Anfangsvergütung ausbezahlt ist, wenn eine Windenergieanlage nach der Inbetriebnahme an einen neuen Standort versetzt wurde (Votum 2018/46 vom 18. Dezember 2018, abrufbar [hier](#)). Im Kern ging es dabei um die Frage, ob der am alten Standort ermittelte Zahlungszeitraum der erhöhten Anfangsvergütung auch dann noch gilt, wenn die Windenergieanlage später an einen windstärkeren Standort versetzt wird. Dies hat die Clearingstelle im Ergebnis verneint. Stattdessen soll im Falle einer Versetzung der Zeitraum der verlängerten Anfangsvergütung anhand der Verhältnisse am neuen Standort – unter Berücksichtigung der Laufzeit des Verlängerungszeitraums am Altstandort – neu bestimmt werden.

Grundsatz: Berechnung der verlängerten Anfangsvergütung

Um Hintergrund und Auswirkungen des Votums der Clearingstelle EEG|KWKG besser einordnen zu können, ist ein kurzer einführender Blick auf die Vergütungssystematik bei Windenergieanlagen erforderlich.

Diese erhalten – sofern die Windenergieanlage für den Erhalt einer Vergütung nicht zuvor an einer Ausschreibung teilnehmen musste oder erst nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb gegangen ist, dann gilt eine andere Vergütungssystematik – im

sogenannten zweistufigen Referenzertragsmodell eine gesetzlich festgelegte Grundvergütung (Grundwert) und in den ersten fünf Betriebsjahren eine erhöhte Anfangsvergütung (Anfangswert). Der Zahlungszeitraum der Anfangsvergütung kann sich jedoch unter bestimmten Voraussetzungen über die ersten fünf Betriebsjahre hinaus verlängern. Maßgeblich ist insofern – vereinfacht dargestellt – wie hoch der tatsächlich erzielte Ertrag der Windenergieanlage im Vergleich zum vor der Inbetriebnahme errechneten idealtypischen Ertrag (sogenannter Referenzertrag) ist. Je höher der Ertrag der Anlage im Vergleich ist, desto kürzer wird die erhöhte Anfangsvergütung über die ersten fünf Jahre hinaus gezahlt. Je niedriger der Ertrag der Anlage ist, umso länger der Zahlungszeitraum der erhöhten Anfangsvergütung.

Versetzung ändert die Ausgangslage

Wird nun eine Anlage von einem Standort mit niedrigem Ertragspotenzial und einer entsprechend lang laufenden Anfangsvergütung an einen Standort mit einem höheren Ertragspotenzial versetzt, stellt sich die Frage, was denn nun gelten soll (die weitere Frage, welche Anlagenteile versetzt werden müssen, damit es sich noch um dieselbe Windenergieanlage handelt und wie dies technisch bewerkstelligt werden soll, klammern wir hier einmal aus): der ursprünglich ermittelte lange Zeitraum mit hoher Vergütung? Oder muss eine Neuberechnung erfolgen?

Erfolgt keine Neuberechnung, so ist insbesondere die Versetzung von Windenergieanlagen von windschwachen zu windstarken Standorten attraktiv, da die Anlagen nach der Versetzung in erheblichem Maße von der längeren Anfangsvergütung profitieren können, und das obwohl am windstarken Standort ohnehin schon mehr Strom erzeugt und damit mehr Vergütung erzielt werden kann. Umgekehrt ist dann natürlich die Versetzung von windstarken zu windschwachen Standorten entsprechend unattraktiv, schließlich wird dann der schlechtere Ertrag nicht entsprechend über eine höhere Vergütung kompensiert.

Erfolgt hingegen eine Neuberechnung, wird der Zeitraum der höheren Anfangsvergütung stets neu entsprechend der tatsächlichen Verhältnisse bestimmt. Mitnahmeeffekte oder eine Schlechterstellung erfolgen dann nicht.

Augenscheinlich scheint eine Neuberechnung insofern angemessen und auch der Intention des Gesetzes entsprechend. Allerdings ergibt sich aus dem Gesetz nicht unmittelbar, ob im Falle eines Standortwechsels und der damit typischerweise einhergehenden Änderung der Ertragsverhältnisse eine Neuberechnung

durchzuführen ist und wenn ja, nach welchen Parametern diese zu erfolgen hat. Dieser Fall scheint vom Gesetzgeber schlicht nicht bedacht worden zu sein.

Die Entscheidung der Clearingstelle EEG|KWKG

Die Entscheidung der Clearingstelle EEG|KWKG ist insofern erfreulich, weil sie diese Lücke füllt und gleichzeitig zu angemessenen Ergebnissen kommt: Es soll es für die Ermittlung des Zeitraums der verlängerten Anfangsvergütung weder ausschließlich auf den alten noch ausschließlich auf den neuen Standort allein ankommen. Vielmehr ist eine Neubewertung vorzunehmen, für welche die Clearingstelle einen konkreten Berechnungsansatz für die Praxis entwickelt hat.

Hierum ging es genau:

Dem Votum zu Grunde lag die Versetzung einer Windenergieanlage hin zu einem windstärkeren Standort. Weil mit dem Versetzen nach dem allgemeinen EEG-rechtlichen Grundsätzen keine Neuinbetriebnahme der Windenergieanlage verbunden war, wollte die Anlagenbetreiberin für die Berechnung des Zahlungszeitraums der erhöhten Anfangsvergütungen die bisherigen Berechnungen vom alten Standorts zugrunde legen. Der Netzbetreiber hingegen war der Ansicht, dass nach dem Versetzen der Zahlungszeitraum der erhöhten Anfangsvergütung auf Basis der am neuen Standort geltenden Parameter neu zu ermitteln sei. Der Zahlungszeitraum hätte sich nach Ansicht des Netzbetreibers dementsprechend verkürzt, bzw. war im Zeitpunkt der Versetzung bereits ausgelaufen.

Die Clearingstelle EEG|KWKG fand einen Mittelweg: Sie entschied, dass es für die Ermittlung des Zahlungszeitraums der verlängerten Anfangsvergütung weder allein auf die Berechnungen am alten Standorts, noch allein auf die Berechnungen am neuen Standort ankommen kann. Vielmehr sei eine Neubewertung vorzunehmen; jedenfalls dann, wenn sich aufgrund veränderter Standortbedingungen veränderte Erträge ergeben und wenn die Anlage zu einem Zeitpunkt versetzt wird, zu welchem der Zeitraum der Zahlung der verlängerten Anfangsvergütung noch nicht abgelaufen ist.

Dies begründet die Clearingstelle EEG|KWKG damit, dass der individuell ermittelte Zeitraum der verlängerten Anfangsvergütung typen- und standortbezogen sei und zugleich die Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen bilde. Für die Ermittlung des Zeitraums der verlängerten Anfangsvergütung und eine auskömmliche Vergütung sei daher stets entscheidend, an welchem Standort die Windenergieanlage tatsächlich betrieben wird. Zwar regelt das EEG nicht eindeutig, welche Auswirkungen ein Versetzen von Windenergieanlagen hat. Jedenfalls ergebe sich aber aus Sinn und Zweck der zugrundeliegenden

Vergütungsregelungen, dass (später) veränderte Standortbedingungen bei der Ermittlung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung zu berücksichtigen sind.

Diesen Erwägungen ist zuzustimmen. Sinn und Zweck der verlängerten Zahlung einer höheren Anfangsvergütung für ertragsschwache, meist im Binnenland gelegene Windenergieanlagen ist die Finanzierung von Windenergieanlagen auch an diesen Standorten zu ermöglichen (vgl. [BT-Drs. 16/8148, S. 57](#)). Eine standortorientierte Regelung ist hierfür notwendig. Damit kann vermieden werden, dass an windhöffigeren Standorten eine höhere Vergütung gezahlt wird als dies für den wirtschaftlichen Betrieb notwendig ist (Überförderung) und gleichzeitig ein Anreiz für die Errichtung von Windenergieanlagen im ertragsschwächeren Binnenland geschaffen werden. Entscheidet sich nun ein Anlagenbetreiber, seine Windenergieanlage später zu versetzen, so muss die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Vergütung dann aber auch gemäß der Bedingungen am neuen Standort neu bestimmt werden.

Hierfür hat die Clearingstelle EEG|KWKG in ihrem Votum nunmehr – etwas vereinfacht dargestellt – die folgende Vorgehensweise entwickelt:

So soll es sowohl auf den ursprünglich am alten Standort ermittelten Bezugszeitraum der Anfangsvergütung als auch für den am neuen Standort geltenden Bezugszeitraum ankommen.

Hierfür ist nach der Versetzung zunächst zu ermitteln, wie viele Monate des Bezugszeitraums die Anlage vor ihrer Versetzung noch nicht ausgeschöpft hatte bzw. wie lange sie die erhöhte Anfangsvergütung am Altstandort noch hätte beziehen können. Dieser verbleibende Zeitraum ist in das Verhältnis zu setzen zum Anfangsvergütungsbezugszeitraum, der am neuen Standort gilt oder besser, gegolten hätte. Hieraus ergibt sich dann der verbleibende Bezugszeitraum der erhöhten Anfangsvergütung.

Hierzu das folgende Beispiel: einer Windenergieanlage stand am alten Standort eine um 175 Monate verlängerte Anfangsvergütung zu, insgesamt also 235 Monate. Bei Inbetriebnahme am neuen Standort hätte derselben Windenergieanlagen nur eine um 60 Monate verlängerte Anfangsvergütung zugestanden, also insgesamt 120 Monate.

Angenommen die Windenergieanlage wurde 7 Jahre am alten Standort betrieben, dann wären insgesamt 84 Monate der Anfangsvergütung ausgeschöpft. Es verblieben noch 151 Monate Zahlungszeitraum.

Bei einer Versetzung an den neuen Standort mit nur insgesamt 120 Monaten Bezugszeitraum ist dann nach dem von Clearingstelle EEG|KWKG gefundenen

Berechnungsmodell der noch verbleibende Verlängerungszeitraum des alten Standorts ins Verhältnis zu setzen zum Anfangsvergütungs-Bezugszeitraum am neuen Standort:

$$151 / 253 \times 120 = 72 \text{ Monate (gerundet)}$$

Somit verbleiben nach der Versetzung noch 72 Monate, also weitere 6 Jahre, in denen die Anfangsvergütung noch zu zahlen ist.

Fazit

Das jüngst veröffentlichte Votum der Clearingstelle EEG|KWKG ist von besonderem Interesse, da zum Thema der Vergütungszahlung nach Versetzung einer Windenergieanlage anders als zu den „typischen Versetzungsfragen“, etwa nach der Mitnahme des Inbetriebnahmedatums an den neuen Standort oder der Abgrenzung von Versetzung und Ersetzung einer Anlage, die im Kontext der Energieträger Solar und Biogas seit Jahren diskutiert werden, zu den Rechtsfolgen der Versetzung einer Windenergieanlage bislang weder Rechtsprechung noch eine nennenswerte Meinung in der juristischen Literatur existierte, wohl auch weil Windenergieanlagen anders als BHKW oder Solaranlagen nicht ohne weiteres versetzbar sind. Die Clearingstelle EEG|KWKG schafft insofern aber nun erste Klarheit im Hinblick auf die Auswirkungen einer Versetzung auf den Vergütungsanspruch.

Das Votum dürfte dabei insbesondere für vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommene Bestandsanlagen von Interesse sein, da aufgrund der im EEG 2017 in § 46 Absatz 2 i.V.m. § 36h Absatz 2 EEG 2017 vorgesehenen nachträglichen Überprüfung der Zahlungen der Anfangsvergütung und einer hiernach ggf. vorzunehmenden Erstattung bzw. Nachzahlung zu viel oder zu wenig geleisteter Anfangsvergütung sich – auch im Falle einer Versetzung – die Frage nach der Berechnung der Dauer der Anfangsvergütung bei Anlagen die unter Geltung des EEG 2017 in Betrieb genommen worden sind – von vornherein nicht in dem selben Ausmaß stellt, wie dies bei Bestandsanlagen der Fall ist.

Ob das von der Clearingstelle entwickelte Berechnungsmodell Anklang in der Praxis finden wird, muss sich erst noch zeigen. Es stellt nach unserer Auffassung aber einen pragmatischen und nachvollziehbaren Ansatz dar und dürfte einen (ersten) Schritt zur Lösung der bestehenden Rechtsunsicherheiten im Hinblick auf die Vergütungsberechnung im Falle von Versetzungen darstellen.

Wollen nun auch Sie Ihre Windenergieanlage versetzen? Sicherlich sind neben den Vergütungsfragen dabei noch zahlreiche weitere Fragen zu beachten. Melden Sie sich jederzeit gerne!

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Steffen Herz

Stillstand auch in Brandenburg – Windkraftmoratorium seit 1. Mai 2019 in Kraft

Nach Schleswig-Holstein ist nun Brandenburg das nächste Bundesland, das durch gesetzliche Regelungen in der Regionalplanung dem weiteren Windkraftausbau einen Knüppel zwischen die Beine wirft. Am 1. Mai 2019 ist das so genannte Windkraftmoratorium in Kraft getreten. Die Regelung dürfte zur Folge haben, dass sich die Erteilung von Genehmigungen für Windparks in einzelnen Planungsregionen des Bundeslandes erheblich verzögern wird oder bis auf Weiteres ganz erledigt hat.

Was ist passiert?

Im September 2018 wurde seitens der Brandenburgischen Landesregierung ein Gesetzentwurf vorgestellt (Drucksache 6/9504, [hier](#)), mit dem das Ziel verfolgt wurde, in jenen Planungsregionen des Landes, in denen die konzentrierende Steuerung der Windenergienutzung wegen fehlerhafter Regionalpläne „ausfällt“, den weiteren Windenergieausbau einstweilen „einzufrieren“. Dieses „1. Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung“ (RegBkPIG) ist am 1. Mai 2019 nunmehr – im Vergleich zur ursprünglichen Entwurfsfassung in leicht modifizierter Form – in Kraft getreten.

Die aus Sicht der Windenergienutzung bestehende Kernregelung des Gesetzes, § 2c RegBkPIG, sieht für bestimmte Fälle die Unzulässigkeit von raumbedeutsamen Windenergieanlagen für eine Dauer von zwei Jahren vor. Ein ähnliches Gesetz ist seit dem Jahr 2015 in Schleswig-Holstein in Kraft und wurde dort regelmäßig verlängert. Anders als die Regelung in Schleswig-Holstein wirkt die gesetzliche Regelung in Brandenburg jedoch nicht „automatisch“ für das gesamte Bundesland, sondern die Folge der Unzulässigkeit von Windenergieanlagen betrifft nur Planungsregionen, in denen eine erfolgte Konzentrationszonenplanung für Windenergienutzung in dem jeweiligen Regionalplan durch rechtskräftige gerichtliche Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Berlin-Brandenburg für unwirksam erklärt wurde.

Was sieht das Gesetz genau vor?

Die Regelung des § 2c Absatz 1 RegBkPIG sieht einen zeitlichen Ablauf folgendermaßen vor:

- Konzentrationszonenplanung für Windenergienutzung im Regionalplan wird durch Oberverwaltungsgericht für unwirksam erklärt
- Unverzügliche Verfahrenseinleitung der Neuaufstellung des Regionalplans mit nutzungskonzentrierender Wirkung mit Blick auf Windenergie
- Öffentliche Bekanntmachung der Planungsabsichten mit Kriterien des Planungskonzeptes
- Folge: Unwirksamkeit von raumbedeutsamen Windenergieanlagen für zwei Jahre

Dabei dürfte es für das tatbestandliche Eingreifen ausreichen, wenn die Kriterien des schlüssigen gesamträumlichen Planungskonzeptes jedenfalls nicht offensichtlich die Unzulässigkeit der auf dieser Grundlage entwickelten Regionalplanung begründen. Es wird also nicht zu fordern sein, dass der Kriterienkatalog in jeder Hinsicht einer gerichtlichen Prüfung seiner Gesamträumlichkeit standhält, sondern grundsätzlich geeignet ist, die Basis einer entsprechenden Planung zu bilden. Sogar sähe man dies anders und forderte ein in jeder Hinsicht belastbaren Kriterienkatalog wäre nicht viel gewonnen, da auch diese Frage im Zweifel gerichtlich zu klären wäre, was mehrere Jahre prozessualer Streitigkeit zur Folge hätte.

Greift die Unwirksamkeitsregelung erst einmal ein, besteht allerdings die Möglichkeit, dass Ausnahmen von der regionalplanerischen Unzulässigkeit zugelassen werden. Diese Ausnahme kann gemäß § 2c Absatz 2 RegBkPIG für bestimmte Gebiete oder im Einzelfall, soweit nach dem jeweiligen Stand der in Aufstellung befindlichen Regionalpläne festgestellt werden kann, dass Windkraftanlagen die weitere Raumplanung nicht unmöglich machen oder wesentlich erschweren, erteilt werden.

Hierzu ist mitunter zu vernehmen, dass die Ausnahmeentscheidung vom Planungsträger oder der Gemeinsamen Landesplanung (GL) zu treffen sei. Dies dürfte nicht zutreffen, vielmehr wird es sich um eine gemäß § 13 BImSchG „einkonzentrierte“ Entscheidung im Aufgabenbereich der zuständigen Immissionsschutzbehörde handeln, die aber natürlich nach Anhörung der Regionalplanung getroffen werden wird.

Schließlich ordnet § 2c Absatz 5 RegBkPlG an, dass vor Eintritt der Unzulässigkeitsfolge bestehende „Maßnahmen und Planungen“ unberührt bleiben, der Gesetzgeber hat also einen bestandsgeschützten Kernbereich bspw. hinsichtlich erteilter Genehmigungen oder standortsichernder Vorbescheid angeordnet. Ebenfalls können auf Grundlage rechtskräftiger Bebauungspläne (nicht: Flächennutzungspläne!) weiterhin Windenergieanlagen zugelassen werden.

Was ist davon zu halten?

Der Gesetzgeber verlangt nach dem ausdrücklichen Wortlaut von der jeweiligen regionalen Planungsgemeinschaft nach gerichtlicher Aufhebung einer Konzentrationszonenplanung für Windenergienutzung die Aufstellung eines neuen Regionalplans, mit der erneut die Konzentrationszonenplanung – will heißen: Eignungsgebietsplanung mit Ausschlusswirkung – verfolgt wird. Werden diese Planungsabsichten zusammen mit Kriterien, die ein gesamtträumliches Planungskonzept (gemeint wird sein: das den Anforderungen der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts an Planungskonzepte dieser Art entspricht) begründen können, bekannt gemacht, tritt die Folge der Unzulässigkeit von raumbedeutsamen Windenergieanlagen für diese jeweiligen Planungsregion automatisch ein.

Überraschend ist daran, dass der Gesetzgeber den regionalen Planungsgemeinschaften offenbar vorschreibt, zwingend eine Konzentrationszonenplanung mit Ausschlusswirkung zu betreiben. Für eine reine Positivplanung, die nur Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung vorsieht, verbleibt nach der gesetzlichen Regelung kein Raum. Dass damit der Gesetzgeber in den Kern des Planungsermessens eingreift, der stets einem Plangeber vorbehalten ist, demnach also generell rechtlich unzulässige Legalplanung betreibt, scheint in Kauf genommen zu werden.

Daneben sprechen auch durchgreifende verfassungsrechtliche Bedenken gegen die Zulässigkeit der entsprechenden gesetzlichen Regelung. Entsprechende Vorbehalte waren auch gegen das Windenergieplanungssicherstellungsgesetz in Schleswig-Holstein vorgebracht worden. Bisher ist allerdings noch keine Entscheidung des Schleswig-Holsteinischen Verfassungsgerichts ergangen, die sich dezidiert mit den entsprechenden Fragen der Verfassungsmäßigkeit der gesetzlichen Regelung auseinandersetzt. Das Brandenburgische Moratorium teilt allerdings das Schicksal des Schwestergesetzes in Schleswig-Holstein. Auch hier dürfte durchgreifendes Argument sein, dass die Landesplanung faktisch in die bauplanungsrechtliche Privilegierungsentscheidung in § 35 Absatz 1 Nummer 5 BauGB eingreift, und somit unzulässig der Bundeskompetenz zugewiesene Sachmaterie durch Landesgesetz

regeln will. Zu diesem Aspekt wurde seitens unserer Kanzlei auch im Rahmen einer öffentlichen Anhörung auf Einladung umfangreich vorgetragen (vgl. die entsprechende Stellungnahme [hier](#)).

Interessant ist auch die Gestaltung der Ausnahmeregelung in § 2c Absatz 2 RegBkPlG. Nach Aussage der GL in Brandenburg, soll es sich bei der eindeutig als „Kann-Regelung“ ausgestalteten Ausnahmeentscheidung (demnach eine „normale“ Ermessensentscheidung) eher um eine „Soll-Regelung“ handeln, also die Ausnahmeentscheidung soll im Grunde regelmäßig positiv ausfallen. Warum der Gesetzgeber allerdings hier tatsächlich nicht statt der Regelung „kann“ die Regelung „soll“ verwendet hat, bleibt sein Geheimnis und konnte auch bei entsprechenden Nachfragen in Veranstaltungen mit der GL nicht beantwortet werden.

Spannend dürfte werden, ob die Unzulässigkeitsfolge überhaupt in jedem der denkbaren Fälle der Windenergienutzung und entsprechender Planungen in Brandenburg greift, denn beispielsweise bei der Nachverdichtung von vorhandenen Windparkgebieten, die eine überschaubare Anzahl von Windenergieanlagen betreffen (beispielsweise die Neuerrichtung von 6 Windenergieanlagen in einem Windparkgebiet mit vorhandenen ca. 40 Windenergieanlagen). Denn in diesen Fällen wäre denkbar, dass die hinzutretenden 6 Windenergieanlagen nicht als raumbedeutsam angesehen werden und daher schon deswegen nicht in den Anwendungsbereich der gesetzlichen Regelung fallen (vgl. OVG Lüneburg, Beschl. v. 12.10.2011 – 12 LA 219/10). Dies Form der rechtlichen Begründung dürfte zwar auf Widerstände stoßen, da auch Gegenargumente bestehen. Aber im Einzelfall dürfte sich eine genauere Betrachtung dieses Ansatzes möglicherweise lohnen.

Wie geht es weiter?

Die ersten Anwendungsfälle für das „Moratorium“ stehen bspw. mit Blick auf die Planungsregion Havelland-Fläming wohl demnächst an. Es wird sich zeigen, wie die gesetzliche Vorgabe des § 2c RegBkPlG umgesetzt werden wird.

Wichtig dürfte für Planer von Windenergieanlagen derzeit vor allem sein, ob für laufende Genehmigungsverfahren eine Ausnahme erlangt werden kann. Hierbei wird es vielfach erforderlich sein, für die entsprechende Entscheidung tragkräftige Argumente vorzubringen. Dies dürfte abseits der Argumentation der nicht vorliegenden Raumbedeutsamkeit insbesondere die Frage sein, ob Hindernisse für die spätere Regionalplanung zu erwarten sind, wenn das jeweilige Vorhaben genehmigt würde.

Sollten Sie Unterstützung mit dem Umgang der neuen Regelungen in Brandenburg benötigen oder sich für Auslegungsfragen, Fragen zur Verfassungsmäßigkeit der gesetzlichen Regelung oder verbundene Themen interessieren, nehmen Sie gerne mit uns Kontakt auf.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Julia Rawe

Laufzeitklauseln in Nutzungsverträgen – ein aktueller Überblick

Es tut sich etwas im Bereich der Nutzungsverträge zur Sicherung von Flächen für Windenergievorhaben: In letzter Zeit ergingen einige gerichtliche Entscheidungen, die darauf hindeuten, dass zukünftig größeres Augenmerk auf die Formulierung der Laufzeitklauseln jener Verträge gelegt werden sollte. Das gilt insbesondere für die Vereinbarungen zum Beginn der Laufzeit. Sind diese zu unbestimmt oder unangemessen belastend für den Grundstückseigentümer, weil dieser für eine lange Zeit ohne Gegenleistung an einen Vertrag gebunden sein soll, kann dies dazu führen, dass die entsprechenden Verträge jederzeit kündbar sind. Die hieraus resultierende Rechtsunsicherheit kann sich erheblich auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten auswirken.

Hintergrund: Laufzeitklauseln in Flächennutzungsverträgen

Für Projektierer ist die Flächensicherung für die Dauer einer Projektplanung die Grundlage der Realisierungsfähigkeit des Vorhabens. Je mehr Anforderungen mit der Projektentwicklung einhergehen, die Anforderungen an die Flächeninanspruchnahme begründen (bspw. Mastfußbewirtschaftsmaßnahmen und sonstige Vermeidungsmaßnahmen, die für die Betriebserlaubnis eine existenzielle Bedeutung haben), desto wichtiger werden belastbare und verlässliche vertragliche Vereinbarungen.

Die Gestaltung der Laufzeitklauseln in Flächennutzungsverträgen wird dabei oft zum Spagat. Damit gesichert ist, dass die Windenergieanlage sich amortisieren kann, muss die Fläche für einen möglichst langen Zeitraum unter Vertrag genommen werden. Die Laufzeit soll daher in aller Regel erst ab der Inbetriebnahme der Windenergieanlage berechnet werden. Gleichzeitig steht oft noch in den Sternen, wann mit der Errichtung begonnen werden kann, hängt dies

doch in aller Regel von der Regionalplanung, dem Genehmigungsverfahren und schließlich auch dem Erfolg in einer Ausschreibung ab. Hieraus folgt wiederum, dass Projektierer ein großes Interesse daran haben, den Zeitraum bis zur Inbetriebnahme möglichst lang und flexibel zu halten.

Dieses Interesse steht allerdings im Gegensatz zum Interesse des Grundstückseigentümers, möglichst bald Geld mit der Verpachtung zu verdienen und sich gegebenenfalls vom Vertragspartner nach einem bestimmten Zeitraum wieder lösen zu können, falls dieser das Vorhaben nicht zum Erfolg führt und daher auch keine Pacht fließt.

Vor diesem Hintergrund gibt es ein breites Spektrum an Laufzeitklauseln, die derzeit in Flächennutzungsverträgen zu finden sind.

Welche aktuellen Entscheidungen sind ergangen?

Während einige Urteile zu solchen Klauseln bereits seit längerem bekannt sind und zu vielen Fragen im Detail noch keiner Rechtsprechung existiert, bringen einige aktuelle Urteile zumindest neue Erkenntnisse hinsichtlich der Gratwanderung zwischen dem Interesse des Grundstückseigentümers an einer möglichst kurzen Bindung ohne (nennenswerte) Einnahmen und dem Interesse des Projektentwicklers an einer möglichst hohen Flexibilität in der Projektentwicklungsphase.

Vor kurzem haben wir von einem aktuellen Urteil des Landgerichts Braunschweig (Az. 8 O 2832/18) berichtet, das Nutzungsverträge für Flächen zur Errichtung von Windenergieanlagen – anders als es mehrheitlich gesehen wird – nicht als Miet- oder Pachtverträge einordnet, sondern als atypische Verträge und daher aus allgemeinen gesetzlichen Grundsätzen des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB) die zwingende Bestimmtheit von Laufzeitklauseln fordert (wir [berichteten](#)). Dieses Urteil ist zwar aktuell nichts rechtskräftig. Die Entscheidung mahnt aber in aller Deutlichkeit, den Umstand, der den Beginn der Vertragslaufzeit begründen soll, so deutlich wie möglich zu bezeichnen und nicht an ungewisse Ereignisse (hier: die Erteilung einer Errichtung- und Betriebsgenehmigung, ohne dass ansatzweise die Genehmigungsfähigkeit von Windenergieanlagen auf dem Grundstück nachgewiesen war) anzuknüpfen, jedenfalls ohne zeitlich genau bestimmbare Kündigungsmöglichkeiten zu regeln.

Bereits letztes Jahr hatte das Oberlandesgericht Karlsruhe (Az. 14 U 217/17) hinsichtlich der Laufzeitvereinbarung in Nutzungsverträgen festgestellt, dass jedenfalls die Möglichkeit des Grundstückseigentümers, sich (erst) nach einem Zeitraum von 5 Jahren ab Unterzeichnung des Vertrages zu lösen, keine

unangemessene Benachteiligung bedeute. Dies gelte sogar auch, wenn sich die 5-Jahres-Frist nach ihrem Ablauf verlängern solle, wobei hierfür nachgewiesen werden müsse, dass die Genehmigung der Windenergieanlagen, deren Realisierung der Nutzungsvertrag dienen soll, zeitnah bevor stehe. In den Urteilsgründen wird sogar ergänzend davon ausgegangen, dass eine solche verlängerte Frist für laufende Drittanfechtungsverfahren gegen die erteilte Genehmigung zur Realisierung der Windenergieanlagen gelte.

Ein weiteres aktuelles Urteil des Oberlandesgericht Köln (Az. 22 U 30/17) erklärt, dass Laufzeitvereinbarungen in Mietverträgen, die den Laufzeitbeginn an ein nicht hinreichend bestimmtes Ereignis knüpfen, sowie unangemessen lange Bindungsfristen unwirksam seien. Dies gelte lediglich dann nicht, wenn die Parteien jedenfalls auch einen Termin festgelegt haben, zu dem die Laufzeit spätestens beginnen soll. In der zitierten Entscheidung trennte das Gericht insoweit den unbestimmten Moment der „Übergabe der Mietsache“ von der eigentlich Laufzeitvereinbarung, die an die „Übergabe“ anknüpfte. Nicht zuletzt mit Verweis darauf, dass der Mieter stets die Übergabe nach dem gesetzlichen Leitbild verlangen könne, möge eine Laufzeitvereinbarung trotz der Unbestimmtheit der Anknüpfungstatsache („der Übergabe“) wirksam bleiben können.

Was folgt daraus für Projektentwickler und Grundstückseigentümer?

Bei im Markt verwendeten Vertragsmustern ist vielfach zu beobachten, dass der Beginn der Laufzeit an Ereignisse anknüpft, die nicht hinreichend bestimmt sind (z.B. die Inbetriebnahme „der Windenergieanlage“ oder „der letzten Windenergieanlage eines Windparks“ oder „des Windparks“). Hier kann es – je nach den Umständen des Einzelfalls – bereits fraglich sein, ob die Laufzeit eines Nutzungsvertrages mit Blick auf das Gegenseitigkeitsverhältnis später beginnen kann, als die eigentliche Inanspruchnahme des Vertragsgegenstandes – nämlich das Grundstücks im Rahmen der Bauarbeiten. Außerdem kann das Anknüpfen an nicht klar bestimmte oder bestimmbar Ereignisse nicht garantieren, dass die Vertragsparteien die Laufzeit des Vertrages eindeutig bestimmen können.

Ebenso risikoreich ist es, sich auf offene Laufzeitvereinbarungen zu verlassen, die für ein „in der Luft hängen“ des Grundstückseigentümers sorgen. Die gerichtlichen Entscheidungen geben beredte Hinweise darauf, dass das Interessenverhältnis zwischen Projektierer und Grundstückseigentümer eines höheren „Pflegeaufwandes“ bedarf, als dies häufig in der Praxis der Fall ist. Kann nach dem Ablauf einer Frist von (ca.) fünf Jahren kein nennenswerter Projektfortschritt nachgewiesen werden, spricht einiges dafür, dass die Parteien in neue Verhandlungen eintreten müssen. Auch die – vielfach verwendeten – Klauseln zur

„Laufzeitkonservierung“ durch die Zahlung von sogenannten Abwendungsentgelten (Zahlungen von Beträgen, um die Kündigung des Grundstückseigentümers auszuschließen) dürften nicht stets ohne Weiteres ihren Zweck erfüllen, die Kündbarkeit des Vertrages durch den Grundstückseigentümer abzuwenden. Hier dürfte gelten, dass nur dann eine gewisse Rechtssicherheit zu prognostizieren ist, wenn die Höhe der Zahlungsbeträge den Bereich der erwarteten Höhe der zu zahlenden Nutzungsentgelte nach Projektrealisierung erreicht. Dies kann sich jedenfalls aus dem oben zitierten des Oberlandesgerichts Karlsruhe ableiten lassen. Besondere Sorgfalt ist bei der Formulierung von Laufzeitklauseln in Flächenpoolverträgen und bei Repoweringverträgen geboten. Hier sind an die Bestimmtheit ebenso hohe Anforderungen zu stellen. Die in der Praxis verwendeten Verträge werden dieser Anforderung vielfach nicht gerecht.

Was ist zu tun?

Zwar erging das Urteil des Oberlandesgerichts Köln nicht zu Nutzungsverträgen für die Sicherung von Flächen für Windenergieanlagen. Die darin postulierten Grundsätze sind jedoch auf Nutzungsverträge im Bereich Windenergie übertragbar.

Danach ist zukünftig noch mehr als bisher auf eine sorgfältige und ausgewogene Gestaltung der Laufzeitklauseln zu achten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass es im intensiven Wettbewerb zwischen Projektentwicklern um die umkämpften Flächen immer häufiger zu einer Überprüfung von Verträgen im Hinblick auf deren Unwirksamkeit oder Kündbarkeit durch Konkurrenten kommt. Unbestimmte, unsauber formulierte oder schlicht unzureichend gestaltete Laufzeitvereinbarungen bieten für solche Angriffe vielfache einen tragfähigen Ansatz. Auf auch vom Oberlandesgericht Köln postulierte Möglichkeiten der subjektivierten Intervention zur Erzwingung des Laufzeitbeginns auf Grundlage von § 271 BGB sollte man sich wohl nicht ohne Weiteres verlassen, wenn es um die Vertragsgestaltung geht.

Wir empfehlen daher, höchstes Augenmerk auf die interessengerechte Formulierung von Laufzeitklauseln zu legen, um entsprechende Angriffe von vornherein auszuschließen. Je nach der vorgesehenen Grundstücksnutzung kann es dabei ausreichen, die Bestimmtheit des Laufzeitbeginns klarer zu fassen oder z.B. auch, Nutzungsentgelte ab der Grundstücksinanspruchnahme zu zahlen. Zudem ist zu empfehlen, einen größeren Aufwand in die Pflege des Verhältnisses mit dem Grundstückseigentümer zu legen, diese beispielsweise – auch vertraglich vereinbart – über Projektfortschritte jederzeit proaktiv informiert zu halten, das Gegenseitigkeitsverhältnis also offensiv zu stärken.

Wir vereinen in unserer Kanzlei dazu langjährige Erfahrungen aus der Beratungspraxis von Projektentwicklern und Grundstückseigentümern, aber auch der Projektentwicklung und Flächenakquise selbst, also der Tätigkeit „an der Basis“. Wir wissen, wie schwer Verhandlungen mit vielen verschiedenen Grundstückseigentümern sein können aus eigener unmittelbarer Anschauung. Haben Sie Interesse an einer Zusammenarbeit oder benötigen Sie Unterstützung bei der Vertragsgestaltung, sprechen Sie uns gerne an.

Ansprechpartner: Dr. Jörn Bringewat und Dr. Florian Valentin

Bundesverfassungsgericht: Sonderdegression für Windenergie war verfassungsgemäß

In einem jüngst veröffentlichten Beschluss vom 12. Februar 2019 – Az. BvR 2914/17, abrufbar [hier](#), hatte sich das Bundesverfassungsgericht mit der Frage der Verfassungsmäßigkeit der Degressionsregelungen in § 46a EEG 2017 zu befassen, konkret der zwischen dem 1. März 2017 und dem 1. August 2017 erfolgten Sonderdegression des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen an Land in Höhe von 1,05 Prozent pro Monat. Eine Betreiberin zweier Windparks, die im Juni 2017 in Betrieb gegangen waren und entsprechend von der Sonderdegression betroffen waren, war hiergegen vor das Bundesverfassungsgericht gezogen. Sie machte insofern geltend, dass die mit § 46a EEG 2017 eingeführte Sonderdegression zu dem Zeitpunkt, als sie die Investitionen für die Errichtung ihrer Windparks bereits getroffen hatte, noch nicht absehbar gewesen war. Die Sonderdegression verstöße daher gegen den verfassungsrechtlich zu gewährleistenden Vertrauensschutz.

Die Karlsruher Richter haben die Regelung jedoch als verfassungsmäßig angesehen und festgestellt, dass § 46a EEG 2017 keine echte Rückwirkung entfaltet und den Anforderungen an den Vertrauensschutz genügt. Ein besonders schutzwürdiges Vertrauen der Anlagenbetreiberin auf den Fortbestand der bisher geltenden Vergütungsregelung, insbesondere in den Fortbestand der Höhe der Vergütung, läge nicht vor – ein solches könne nach den insoweit ausdrücklichen gesetzgeberischen Festlegungen erst mit Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage begründet werden, so das Gericht.

Hintergrund der Verfassungsbeschwerde – Die Regelung des § 46a EEG 2017

Ein Zahlungsanspruch für Strom aus Windenergieanlagen besteht seit Inkrafttreten des EEG 2017 grundsätzlich nur noch, wenn in einem Ausschreibungsverfahren ein Zuschlag für die Anlage erteilt wurde. Eine Ausnahme hiervon bestand allerdings für sogenannte Übergangsanlagen, die noch vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind, wenn die BImSchG-Genehmigung vor dem 1. Januar 2017 erteilt und vor dem 1. Februar 2017 an das Anlagenregister bei der Bundesnetzagentur gemeldet worden war. Für diese Anlagen wurde der Zahlungsanspruch weiterhin gesetzlich bestimmt. Hintergrund der Regelung war, den Betreibern und Investoren solcher Anlagen Sicherheit hinsichtlich der gesetzlichen Festlegung der Vergütungshöhe zu geben und so bereits vor Inkrafttreten des EEG 2017 getätigte Investitionen bzw. das Vertrauen in diese zu schützen. Allerdings war in § 46a EEG 2017 für diese Übergangsanlagen zwischen dem 1. März und dem 1. August 2017 eine Sonderdegression der Vergütung von monatlich 1,05 Prozent vorgesehen.

Worum ging es in dem Beschluss?

Gegen diese Sonderdegression ist die Betreiberin zweier Windparks vor das Bundesverfassungsgericht gezogen. Die Windparks waren am 10. Oktober 2016 und am 21. Dezember 2016 (also vor Inkrafttreten der Gesetzesänderung zum EEG 2017) genehmigt und im Juni 2017 (also nach Inkrafttreten der Gesetzesänderung zum EEG 2017) in Betrieb genommen worden. Damit fielen die Anlagen zwar unter den Ausnahmetatbestand des § 22 Absatz 2 EEG 2017, so dass die Vergütungshöhe gesetzlich bestimmt wurde, allerdings unterfielen sie der mit dem EEG 2017 eingeführten Sonderdegression.

Die Anlagenbetreiberin sah hierin eine Verletzung ihres Grundrechts auf Berufsfreiheit aus Artikel 12 Grundgesetz, da nach ihrer Auffassung die im Rahmen der Sonderdegression erfolgte Absenkung der Vergütung nicht mit den Grundsätzen der Rechtssicherheit sowie des Vertrauens- und Investitionsschutzes vereinbar war.

Konkret hatte sich die Anlagenbetreiberin darauf berufen, dass mit den gesetzlich garantierten Vergütungssätzen ein besonderer Vertrauensstatbestand geschaffen worden sei. Dieser würde insbesondere auch für die im Vorfeld der Inbetriebnahme der Anlage erbrachten Investitionen gelten, die im Vertrauen auf den Erhalt der gesetzlichen Vergütung nach dem EEG 2014 getätigt worden waren. Durch die mit dem EEG 2017 eingeführte Sonderdegression sei nun aber eine Umsatzminderung

in Höhe von ca. 3 % zu befürchten. Dies gehe über das bisher für solche Absenkungen übliche Maß hinaus und verstoße daher gegen den Vertrauensschutzgrundsatz, welcher Bürger vor der Entwertung bereits getroffener Dispositionen durch eine Änderung der Rechtslage schützen soll.

Was wurde entschieden?

Das Bundesverfassungsgericht hat die Verfassungsbeschwerde allerdings als unbegründet abgewiesen, da die Regelung zur Sonderdegression in § 46a EEG 2017 den verfassungsrechtlichen Anforderungen an den Vertrauensschutz genüge und insofern eine Verletzung von Grundrechten der Anlagenbetreiberin nicht erkennbar sei.

So habe, so das Bundesverfassungsgericht, die Anlagenbetreiberin nicht darauf vertrauen können, dass die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen stets in der gleichen Höhe fortbestehen würde. Ein Grund hierfür ergebe sich nicht aus den Regelungen des EEG. Die Übergangsbestimmungen desselben erlaubten lediglich ein Vertrauen darauf, dass trotz des angekündigten Umstiegs auf ein Ausschreibungssystem weiterhin ein gesetzlicher Förderanspruch bestehen kann, *„nicht hingegen eine unveränderte Vergütungshöhe“*. Besonderes Vertrauen in den Fortbestand der Förderungshöhe werde vor Inbetriebnahme einer Anlage auch nicht durch den garantierten zwanzigjährigen Vergütungszeitraum begründet. Der garantierte und verfassungsrechtlich besonders geschützte Zeitraum beginne nach der ausdrücklichen gesetzgeberischen Festlegung vielmehr erst *mit Inbetriebnahme* der jeweiligen Anlage (vgl. § 21 Absatz 2 Satz 3 EEG 2009; § 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2012) und nicht schon mit der Planung, Genehmigung oder Errichtung der Anlage, so der erste Senat.

Zudem sei das Gesetz insbesondere hinsichtlich der Höhe der Förderung bereits in der Vergangenheit häufig und in regelmäßigen Abständen geändert worden. Auch hieraus ergebe sich, dass eventuell bestehendes Vertrauen in den Fortbestand der Vergütungshöhe jedenfalls nicht besonders schutzwürdig sein kann, weil Anlagenbetreiber gerade nicht hätten annehmen können, dass sich die Rechtslage nicht erneut ändern könnte. Auch sei der Systemwechsel hin zu Ausschreibungen bereits seit 2014 bekannt gewesen wie auch die damit verfolgten Ziele der Kostenreduktion und der Mengensteuerung, so dass *„eine Absenkung der Förderhöhe im Bereich des Denkbaren lag“*.

In einem *„Rechtsgebiet mit derart bewegter Entwicklung kann der Einzelne nur eingeschränkt auf das unveränderte Fortbestehen einer ihm günstigen Rechtslage rechnen“*, so das Gericht.

Fazit

Die Entscheidung ist insofern wenig überraschend, als dass die hinsichtlich des Vertrauensschutzes grundsätzlich anzulegenden Maßstäbe in der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts hinreichend geklärt sind, vgl. etwa [hier](#), ebenso wie die Voraussetzungen für eine echte oder unechte Rückwirkung von Gesetzen, vgl. etwa [hier](#) oder [hier](#).

In früheren Entscheidungen hatte das Bundesverfassungsgericht einen besonderen verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz für Investitionen, die auf der Grundlage einer bestimmten Vergütung garantierenden Gesetzeslage getätigt wurden, zwar in Betracht gezogen (vgl. BVerfG, Beschluss vom 20. September 2016 – Az. 1 BvR 1299/15, abrufbar [hier](#)). Allerdings soll, aufgrund der gesetzgeberischen Festlegung des EEG, der verfassungsrechtlich besonders geschützte „Vertrauenszeitraum“ jedenfalls erst mit Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage beginnen. Im Gegensatz zur zitierten Entscheidung aus dem Jahr 2016 sind vorliegend aber Anlagen betroffen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Neuregelung noch gar nicht in Betrieb genommen worden waren.

Der vorliegende Beschluss reiht sich insoweit konsequent in die bisherige Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ein. Festgehalten werden kann, dass das Bundesverfassungsgericht einen besonderen Vertrauensschutz für getätigte Investitionen unter bestimmten Voraussetzungen zwar nicht grundsätzlich ausschließt. Das Vertrauen in den Bestand der Regelung ist aber – jedenfalls für solche Anlagen, die erst nach dem Zeitpunkt der Gesetzesänderung in Betrieb genommen wurden – nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts regelmäßig nicht besonders schützenswert.

Ansprechpartner: Julia Rawe und Dr. Steffen Herz

NÄCHSTE VORTRÄGE

Seminar: Basiswissen EEG | Grundsätze der Windenergieförderung

Dr. Bettina Hennig

Bundesverband WindEnergie e.V.

[5. September 2019 in Hamburg](#)

2. Deutscher Baubetriebs- und Baurechtstag

Dr. Jörn Bringewat und Dr. Steffen Herz

Leitung des Workshops „Öffentliches Baurecht, Energie-, Ressourcen und Umweltrecht“ – Entwicklung und Umsetzung von dezentralen und umweltfreundlichen Quartierskonzepten – Bauplanungsrechtliche und energierechtliche Betrachtung

Leuphana Universität Lüneburg

[13. / 14. September 2019 in Lüneburg](#)

Elektrolyseure im Bau- und Genehmigungsrecht – Offene Punkte und Streitfragen bei der Genehmigung von Elektrolyseuren

Dr. Jörn Bringewat

Erstellung eines Leitfadens für Genehmigung, Bau und Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. und Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH

[16. / 17. September 2019 in Hennef](#)

Vortragsankündigung:

ZOOM - Die Expertenarena

Thema: Zukunft der Wasserstoffmobilität und anderer alternativer Antriebe

Teilnahme eines vBVH-Experten am Roundtable der NOW GmbH

5. September 2019 in Berlin

Windparkplanung ohne EEG-Vergütung – welche rechtlichen Ansprüche haben Planer und Betreiber?

Dr. Bettina Hennig

3. Windbranchentag Rhein/Main/Saar

Bundesverband WindEnergie e.V.

[17. Oktober 2019 in Mainz](#)

26. Energie-Symposium

Dr. Florian Valentin

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Hochschule Stralsund

[8. November 2019 in Stralsund](#)

VERÖFFENTLICHUNGEN

Energierecht muss sich dringend weiter entwickeln, um mit der Energiewende Schritt zu halten

EUWID-Interview mit Dr. Bettina Hennig

[EUWID 24.2019](#)

Was auf die Betreiber von Photovoltaik-Anlagen mit der Stromsteuerreform zukommt

Dr. Bettina Hennig

Ein Interview des PV-Magazine mit Dr. Bettina Hennig

www.pv-magazine.de

Das ist Ihr Recht – Registrierungsfragen

Sabine Golz

[agrarheute ENERGIE Mai 2019](#)

www.agrarheute.com

Stromverbrauch im Windpark und das Stromsteuerrecht

Dr. Bettina Hennig

Ein Kurzinterview mit Dr. Bettina Hennig vom 8. April 2019

[Windindustrie in Deutschland \(WID\)](#)

Im Gespräch: Meldepflichten und kein Ende - „Administrative Betriebsführung als Rundum-Sorglos-Paket für Betreiber?

Dr. Bettina Hennig

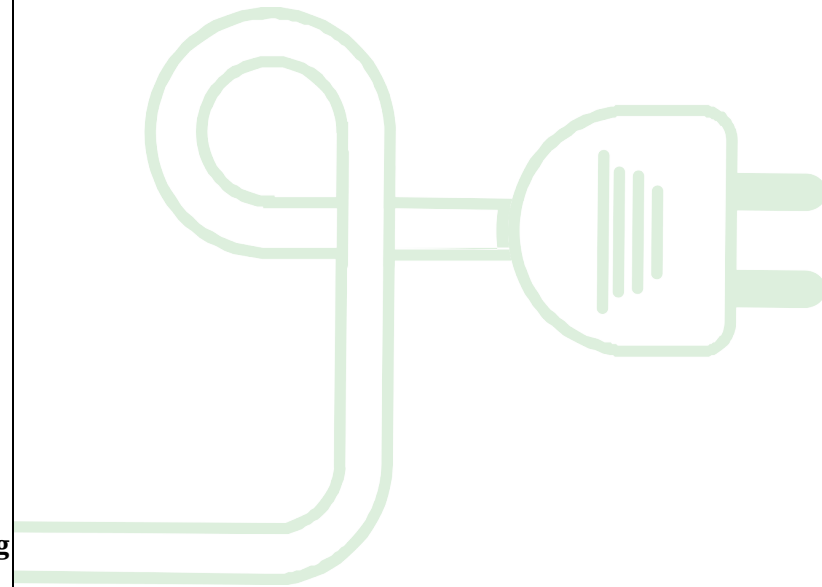
Ein Interview mit Dr. Bettina Hennig

[PM WIND ENERGY 3.2019](#)

Energy Storage in legal no man`s land: Status quo and perspectives

Dr. Florian Valentin und David Reichwein

[Solarzeitalter 2.2019](#)



Grüne Energie hat Recht.

Hinweis

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieser Newsletter ausschließlich dazu dient, Sie allgemein über rechtliche Entwicklungen zu informieren. Eine verbindliche Rechtsberatung, bei der die Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls Berücksichtigung finden, kann hierdurch nicht ersetzt werden. Wir übernehmen keine Haftung für die Richtigkeit der Inhalte der in diesem Newsletter enthaltenen Links.

Unsere Hinweise zur Datenverarbeitung und zum Datenschutz durch unsere Kanzlei finden Sie [hier](#) bzw. im Impressum auf unserer Website unter www.vbvh.de.

**FEEDBACK
FRAGEN
LOB
KRITIK**

HERAUSGEBER

von Bredow Valentin Herz
Rechtsanwälte mbB,
Littenstraße 105, 10179 Berlin

Tel +49 (0) 30 8092482-20
Fax +49 (0) 30 8092482-30

E-Mail info@vbvh.de
www.vonbredow-valentin-herz.de