



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 / III.2016 VOM 13. DEZEMBER 2016

BIOMASSE

ANFAHR- ZÜND- UND STÜTZFEUERUNG: NEUE NACHHALTIGKEITSANFORDERUNGEN AB JANUAR 2017

STROMSTEUER

RÜCKWIRKENDES DOPPFELFÖRDERUNGSVERBOT FÜR 2016 BESCHLOSSEN

SMART GRID

LET THE ROLLOUT BEGINN - DAS MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ IST DA!

SEKTORENKOPPLUNG

POWER-TO-GAS ALS BIOKRAFTSTOFF: GEHT ES JETZT RICHTIG LOS?



**THINK
BEFORE YOU
PRINT**

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

pünktlich zum Jahresabschluss erscheint unser neuer Newsletter mit den letzten Entwicklungen rund um die erneuerbaren Energien.

Dabei stand die Novelle des EEG im Jahr 2016 sicherlich im besonderen Fokus der Branche. An vielen Fronten wird weiter darum gekämpft, noch Verbesserungen für die Erneuerbare-Energien-Branche zu erreichen – etwa bei Stromspeichern und beim hoch umstrittenen Doppelförderungsverbot. vBVH hat den Gesetzgebungsprozess umfassend begleitet und das am 8. Juli 2016 verabschiedete EEG 2017 in einem eigenen [Sondernewsletter](#) bewertet.

Aber auch sonst gibt es einiges Neues zu berichten:

So plant der Gesetzgeber eine zügige Entwicklung der Sektorenkopplung. Auch nimmt der Smart-Meter-Rollout als ein Kernstück der intelligenten Netzwende Fahrt auf. Ein wichtiger Meilenstein war auch die erstmals unter Beteiligung der Bundesrepublik durchgeführte grenzübergreifende – internationale – EEG-Ausschreibung.

Zu dem gleichfalls praxisrelevanten wie auch umstrittenen Thema Eigenversorgung hat die Bundesnetzagentur im Sommer dieses Jahres das Konsultationsverfahren abgeschlossen und einen – unverbindlichen – Leitfaden präsentiert. Viel kritisiert wurde unter anderem die von der Bundesnetzagentur angenommene strenge Auslegung bei Eigenversorgungsmodellen in Mehrpersonenverhältnissen. Das OLG Karlsruhe hat nun in einer kürzlich veröffentlichten Entscheidung erkennen lassen, dass ein gemeinsamer Anlagenbetrieb mehrerer Personen einer Eigenversorgung nicht generell entgegensteht.

vBVH wünscht Ihnen eine spannende Lektüre...
Frohe Weihnachten und einen guten Start ins neue Jahr!

Ihre Kanzlei [von Bredow Valentin Herz](#)

INHALT

2 IN EIGENER SACHE

4 EEG

- Internationalisierung des EEG: Erste grenzüberschreitende Ausschreibung von Dänemark und Deutschland

5 WINDENERGIE

- Neue Rechtsprechung des OLG Schleswig zu Flächennutzungsverträgen bei Windenergieanlagen
- Netzausbaugebiet nimmt Formen an – Länder- und Verbändeanhörung endet

7 BIOMASSE

- Anfahr- Zünd- und Stützfeuerungen: Neue Nachhaltigkeitsanforderungen ab 1. Januar 2017

9 DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

- Leitfaden zur Eigenversorgung: Bundesnetzagentur legt finale Fassung vor
- Es kann nur einen geben? – Neues zur Eigenversorgung

12 STROMSTEUER

- Rückwirkendes Doppelförderungsverbot für 2016 beschlossen – Was Anlagenbetreiber jetzt tun können, um Rückforderungen zu verhindern

13 STROMNETZENTGELTE

- Ein Ende des Streits um § 19 Absatz 2 StromNEV? Gesetzgeber schafft nachträglich fehlende Ermächtigungsgrundlage

14 SMART GRID

- Let the Rollout begin – Das Messstellenbetriebsgesetz ist da!

16 SEKTORENKOPPLUNG

- Hoffnungsschimmer für die Sektorenkopplung? – Experimentierklauseln zeigen Hemmnisse und Potenziale auf
- Power-to-Gas als Biokraftstoff: Geht es jetzt richtig los?

18 VORTRÄGE UND VERÖFFENTLICHUNGEN

IN EIGENER SACHE

Es gibt wieder viel Neues in eigener Sache zu berichten:

vBVH-Sondernewsletter - Bundestag verabschiedet EEG 2017

Auf die verschiedenen Referentenentwürfe folgten der Kabinettsentwurf und nun die vom Bundestag verabschiedete Fassung des EEG 2017.

Bereits zu den Entwürfen des damals noch als EEG 2016 bezeichneten EEG 2017 hatten wir ausführlich in unseren Sondernewslettern vom [21. März 2016](#) sowie vom [8. Juni 2016](#) berichtet.

Am 8. Juli 2016 hat der Bundestag schließlich das EEG 2017 verabschiedet – genau einen Monat nach Beschluss des Kabinettsentwurfs.

Auch wenn in nächster Zeit noch mit einigen (rückwirkenden) Korrekturen und Anpassungen zu rechnen ist, ist mit der nun verabschiedeten Fassung des EEG 2017 der künftige Rechtsrahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien im Wesentlichen ausverhandelt.

In der Schlussphase des Gesetzgebungsverfahrens kam es noch zu einer Vielzahl von gewichtigen und weniger gewichtigen Änderungen, über die wir Sie gerne in unserem umfassend aktualisierten Sondernewsletter zum EEG 2017 informieren möchten.

Wie gewohnt finden Sie in unserem [vBVH-Sondernewsletter](#) Informationen zu den Änderungen für alle erneuerbaren Energieträger und natürlich die Einzelheiten zu den neuen Ausschreibungen für Strom aus Wind, Solarenergie und Biomasse. Auch berichten wir über weitere aktuelle Entwicklungen etwa im Zusammenhang mit Speichern, der Sektorenkopplung oder der Eigenversorgung.

Berliner Wirtschaftsgespräche zu Gast bei vBVH: Frühstücksgespräch zu dezentralen Energiekonzepten

Am Donnerstag, den 24. November 2016, fand einmal mehr ein Workshop der Berliner Wirtschaftsgespräche in unserer Kanzlei statt. Das spannende Thema lautete diesmal

„Dezentrale Energiekonzepte in Recht und Praxis: Mieterstrom, Sektorenkopplung, Elektromobilität“

Die Referenten Herr Maximilian Ludwig (inno2grid GmbH) und Herr Dr. Steffen Herz (vBVH) erörterten mit den insgesamt 20 Teilnehmern der ausgebuchten Veranstaltung die steigenden technischen wie rechtlichen Anforderungen für die Umsetzung dezentraler Energiekonzepte.

Auch die wirtschaftliche Realisierbarkeit dezentraler Projekte wurde anhand konkreter Praxisbeispiele beleuchtet.

Nähere Informationen zu den Berliner Wirtschaftsgesprächen finden Sie [hier](#).

Wir freuen uns auf unsere nächsten Veranstaltungen und würden uns freuen, auch Sie einmal bei uns in der Kanzlei begrüßen zu können!

Das 8. solbat-Anwenderforum zu Gast bei vBVH

[Solbat](#) ist ein offenes Anwendernetzwerk für Energiespeicher und innovative Lösungen für die Energiewende. Hier vernetzen sich über 30 Partner – vom Forschungsinstitut bis zum Endanwender, vom Startup bis zum Konzern –, um gemeinsam schneller zu lernen, was für die Energiewende erfolgreich ist.

Klingt so spannend, wie es ist und deshalb sind wir natürlich als [solbat-Partner](#) mit dabei!

Wir haben uns daher auch sehr gefreut, das 8. solbat-Anwenderforum mit dem Leitthema „Areal- und Gewerbespeicher mit Elektromobilität“ in Kooperation mit der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin mit zu gestalten. Die Veranstaltungen des Anwenderforums liefen vom 21. bis zum 23. September 2016 und fanden diesmal in Berlin – teilweise in unseren Kanzleiräumen – statt. Das Programm des 8. solbat-Anwenderforums können Sie sich bei Interesse noch einmal [hier](#) näher anschauen.

Im Rahmen des Hauptprogramms referierte aus dem vBVH-Team Herr Dr. Hartwig von Breddow zum Thema „EEG 2017 – Der neue Rechtsrahmen für Batteriespeicher“ und beleuchtete hier die aktuelle Marktsituation für Speicherprojekte aus Sicht der rechtlichen Regulierung. Außerdem durften wir am Vorabend des Hauptprogramms den Netzwerker-Abend zum 8. solbat-Anwenderforum in unseren Räumen ausrichten. Das topaktuelle Thema des Abends lautete „Mieterstrom – Aktuelle Rechtsfragen und Entwicklungen“ und wurde von Frau Bettina Hennig vorgestellt.

Wenn Sie sich einen weiteren Eindruck verschaffen möchten, können Sie sich auch [hier](#) ein Video von einem Gespräch mit Herrn Dr. Florian Valentin anschauen, das im Rahmen des Netzwerkerabends entstanden ist.

Erstmals Kommentar zu Anlagen und Verordnungen zum EEG erschienen – vBVH ist dabei!

Schon im Herbst 2015 war die vierte Auflage des renommierten Kommentars „Frenz/ Mügenborg/ Cosack/ Ekardt“ zum EEG 2014 im Erich Schmidt Verlag erschienen (nähere Informationen und eine Leseprobe Sie [hier](#)). Wie wir bereits in unserem ersten Newsletter 2016 berichtet hatten, waren auch Anwältinnen und Anwälte aus dem vBVH-Team wieder maßgeblich hieran beteiligt (Kommentierung von insgesamt 36 Paragraphen, §§ 4, 5, 16 bis 39, 44 bis 47, 52 bis 54, 89,90 und 101 EEG 2014).

Nunmehr ist auch Band II des Kommentars erschienen, der sich in der von Band I gewohnten Sachkunde und Praxisnähe den Anlagen und Verordnungen zum EEG 2014 widmet. Mit dieser inhaltlichen Ausrichtung ist das Werk derzeit auf dem Markt einzigartig.

Hierin finden Sie insbesondere Erläuterungen zu der

- Anlage 1 zu § 34 EEG 2014 (Höhe der Marktprämie)
- Anlage 2 zu § 49 EEG 2014 (Referenzertrag)
- Anlage 3 zu § 54 EEG 2014 (Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie)
- Anlage 4 zu §§ 64, 103 EEG 2014 (Stromkosten- oder handelsintensive Branchen)
- Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV)
- Biomasseverordnung (BiomasseV)
- Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)
- Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV)
- Herkunftsnachweisverordnung (HkNV)
- Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV)
- Anlagenregisterverordnung (AnlRegV)
- Besondere Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung (BAGebV)

Neben anderen ausgewählten Energierechtsexpertinnen und -experten ist auch vBVH-Anwältin Bettina Hennig an dem Werk beteiligt: Sie kommentiert die Anlage 3 zum EEG 2014 (Flexibilitätsprämie) sowie die Biomasseverordnung.

Weitere Informationen zu dem Kommentar finden Sie [hier](#).

Ausbau des hauseigenen Blogs rund um Speicherthemen

Regelmäßig berichten wir zu Speicherthemen auf unserem stetig wachsenden Blog www.speicher-bar.de. Gerne stellen wir dort auch Ihr Unternehmen oder Ihr Speicherprojekt vor – sprechen Sie uns einfach an!

Vielleicht findet sich auch eine Gelegenheit für ein persönliches Kennenlernen auf der Fachmesse Energy Storage Europe am 14. – 16. März 2017 in Düsseldorf. vBVH ist mit einem eigenen Messestand vor Ort.

Grüne Energie hat Recht!

Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Florian Valentin und Dr. Steffen Herz

EEG

Internationalisierung des EEG: Erste grenzüberschreitende Ausschreibung von Dänemark und Deutschland

Bereits am 12. Oktober 2016 war in Deutschland endgültig der Startschuss für die erste internationale geöffnete Ausschreibung gefallen: Die Bundesnetzagentur hatte auf ihrer [Website](#) die Details zu Ausschreibungstermin-, -volumen und -design für die erste grenzüberschreitende PV-Ausschreibungsrunde mit Dänemark veröffentlicht ([wir berichteten](#)). Inzwischen sind auch die Ergebnisse der ersten Runde bekannt: Alle Zuschläge in Deutschland gingen nach Dänemark. In der dänischen Ausschreibung hatten sich deutsche Projekte gar nicht erst beteiligt. Wir fragen uns im folgenden Beitrag: Europäisches level playing field oder verzerrter Wettbewerb – wie geht es weiter mit der Internationalisierung des EEG?

Der Weg zur grenzüberschreitenden Ausschreibung mit Dänemark

Bereits am 20. Juli 2016 hatten Dänemark und Deutschland die erste Kooperationsvereinbarung über die gegenseitige Öffnung von Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen geschlossen ([wir berichteten](#)). Die Kooperationsvereinbarung im Originaltext finden Sie [hier](#). Ziel sollte es sein, in dem Pilotprojekt erste Erfahrungen im Bereich der grenzüberschreitenden Förderung erneuerbarer Energien in Europa zu sammeln. Dies gilt insbesondere mit Blick auf das EEG 2017, das eine weitergehende Öffnung der Ausschreibungen auch für andere Energieträger vorsieht.

Nationalrechtlicher Hintergrund der Kooperationsvereinbarung ist die auf Basis des EEG 2014 erlassene Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) vom 11. Juli 2016 ([wir berichteten](#) in unserem letzten [Sondernewsletter zum EEG 2017](#), dort auf den Seiten 9 und 10). Die GEEV sieht grundsätzlich zwei Grundmodelle für geöffnete Ausschreibungen vor. Einerseits ist eine gegenseitig geöffnete Ausschreibung möglich. Daneben können auch gemeinsame Ausschreibungen der Kooperationsstaaten durchgeführt werden. Mit der Kooperationsvereinbarung hatten Dänemark und Deutschland zunächst die Bedingungen für zwei gegenseitig geöffnete, separate Ausschreibungen festgelegt, bei denen jeder Staat das Ausschreibungsdesign selbst bestimmt und die Ausschreibung eigenständig durchführt.

Leitgedanke der Kooperationsvereinbarung: Internationalisierung der Förderung zu nationalen Bedingungen

Die Kooperationsvereinbarung schaffte den ersten konkreten Rahmen für die grenzüberschreitende Teilnahme an PV-Ausschreibungen. Die Kooperation soll dabei zum einen der weiteren Marktintegration der erneuerbaren Energien dienen, aber auch die regionale Energiezusammenarbeit stärken. Während in der Kooperationsvereinbarung vorgesehen war, dass Dänemark eine Ausschreibungsrunde von insgesamt 20 Megawatt durchführt, von der anteilig 2,4 Megawatt für PV-Freiflächenanlagen auf deutschem Boden offen stehen, verpflichtete

sich Deutschland zur Durchführung einer Ausschreibung, bei der eine Leistung von 50 Megawatt für Anlagen mit Standorten in Dänemark geöffnet werden sollte.

Hinsichtlich der förderfähigen Flächenkulisse enthielt die Kooperationsvereinbarung die ausdrückliche Vorgabe, dass in den dänischen geöffneten Ausschreibungen die eingeschränkte Flächenkulisse für Freiflächenanlagen in Deutschland zu berücksichtigen ist (Artikel 8 der Kooperationsvereinbarung). Für die deutschen geöffneten Ausschreibungen fand sich in der Kooperationsvereinbarung keine entsprechend eindeutigen Vorgaben zu den förderfähigen Flächen in Dänemark. Hier ist lediglich allgemein die Rede davon, dass „die PV-Projekte die Voraussetzungen nach geltendem deutschem Recht sowie die von der deutschen Ausschreibungsbehörde im Einklang mit diesem Abkommen festgelegten Ausschreibungsbedingungen erfüllen“ müssen (Artikel 7 der Kooperationsvereinbarung). Was die sonstigen Standortbedingungen betrifft, gelten nach der Kooperationsvereinbarung grundsätzlich die Regelungen des Landes, in dem sich die Anlage befindet. Gewinnt ein Bieter aus Deutschland in der dänischen Ausschreibung, wird dieser also – außer bei der Förderung – nach dänischem Recht behandelt und vice versa. Dies betrifft etwa das Bau- und Planungsrecht, die Netzanschlussbedingungen oder das Steuerrecht.

Besonders gespannt war man hierzulande, ob die Bekanntmachung des konkreten Ausschreibungsdesigns etwaige Einschränkungen für dänische Flächen enthalten würde – insbesondere mit Blick auf die in Deutschland derzeit nicht mehr förderfähigen Ackerflächen. Die Bekanntmachung der Bundesnetzagentur brachte hier Klarheit: So bestanden für Freiflächenanlagen, die in Dänemark errichtet werden sollen, in der deutschen Ausschreibungsrunde keinerlei Flächenrestriktionen. Die Frage, welche Anlagen in der deutschen geöffneten Ausschreibung mit hiesigen Flächen konkurrieren würden, richtete sich also allein nach dem dänischen Rechtsrahmen für die Flächennutzung (z.B. Bau- und Planungsrecht, Naturschutzrecht etc.).

The Winner takes it all – Keine Zuschläge für Projekte in Deutschland

Wie die Bundesnetzagentur nun Ende November in einer [Pressemitteilung](#) bekannt machte, war das Ergebnis der ersten geöffneten Ausschreibung dann auch so eindeutig wie einseitig: Alle Zuschläge in Deutschland gingen nach Dänemark. Insgesamt hatten sich in der fast fünf-fach überzeichneten Ausschreibungsrunde 43 Projekte mit einer installierten Gesamtleistung von 297 MW um eine Förderung beworben, davon 26 Gebote (143 MW) aus Deutschland und 17 Gebote (154 MW) aus Dänemark. Dabei lag der Gebotswert aller bezuschlagten dänischen Projekte bei aus deutscher Sicht überaus bescheidenen 5,38 Cent/kWh – also noch einmal fast 2 Cent unter dem Durchschnittswert der letzten nationalen Freiflächenausschreibung (7,25 Cent/kWh). Fünf Projekte mit einer installierten Gesamtleistung von 50 MW auf dänischen Flächen können sich damit künftig über die Marktprämie freuen. Diese bestimmt sich grundsätzlich nach den Regelungen des EEG, das insofern jedoch teilweise durch die Sonderregeln der GEEV und der Kooperationsvereinbarung ergänzt und modifiziert wird. So berechnet sich etwa der Monatsmarktwert für den Strom aus dänischen Anlagen auf Basis der [Nordpool](#)-Stundenkontrakte. Im Übrigen gelten aber überwiegend die gleichen Voraussetzungen, etwa im Hinblick auf das Eigenversorgungsverbot oder den 20-jährigen Förderzeitraum. Jüngst wurden auch die Ergebnisse der ersten geöffneten dänischen Ausschreibung bekannt, die aus deutscher Sicht nicht minder ernüchternd sind: Wie die dänische Energieagentur im Dezember 2016 meldete, haben sich an der dänischen Ausschreibung Projekte in Deutschland

gar nicht erst um eine Förderung beworben (nähere Informationen finden Sie in englischer Sprache [hier](#)).

Fazit: Zwei Märkte – gleiche Spielregeln?

Das Ergebnis der ersten Ausschreibungsrunde kommt nicht unerwartet: Viele Branchenvertreter und -Verbände hatten bereits im Vorfeld der Ausschreibungen davor gewarnt, dass es aufgrund der unterschiedlichen Flächenkulisse in Deutschland und Dänemark zu Wettbewerbsverzerrungen kommen könnte. So sticht ins Auge, dass sämtliche Zuschläge in Dänemark für Projekte auf landwirtschaftlich genutzten Flächen vergeben wurden. In Deutschland dürfen Freiflächenanlagen auf Ackerflächen derzeit nicht an den Ausschreibungen teilnehmen. Insofern sprechen Branchenvertreter mit Blick auf die deutsch-dänische Pilotausschreibung schon seit längerem von unfairen Standortbedingungen und einem unausgegorenen Schnellschuss. Die Kritiker sehen sich nunmehr durch das Ergebnis der ersten Ausschreibungsrunde bestätigt. Die Bundesnetzagentur erklärt hierzu in ihrer Pressemitteilung lediglich, nicht alle Standortbedingungen könnten in einer geöffneten Ausschreibung angeglichen werden. Die Standorte mit den günstigsten Bedingungen setzten sich dann halt durch. Wieso jedoch ausgerechnet dieser erhebliche Unterschied in der Flächenkulisse, auf den zahlreiche PV-Akteure und -Verbände im Vorfeld auch mehrfach hingewiesen hatten, nicht hätte angeglichen werden können, erschließt sich hieraus nicht ohne weiteres.

Kein Zuschlag in der ersten Runde – was nun?

Sollten Sie an der geöffneten Ausschreibung ohne Erfolg teilgenommen haben, bleibt Ihnen weiterhin die Option, sich mit Ihrem Projekt weiter dem nationalen Wettbewerb zu stellen und an den hiesigen Ausschreibungen teilzunehmen. Die erste Ausschreibungsrunde nach den Spielregeln des EEG 2017 wurde gerade von der Bundesnetzagentur eröffnet (sehen Sie hierzu im Einzelnen unseren Sondernewsletter zum EEG 2017, abrufbar [hier](#)). Ausgeschrieben werden 200 MW, der Höchstwert beträgt 8,91 Cent/kWh. Hierfür können Sie Ihre Gebote bis zum 1. Februar 2017, 24:00 Uhr, bei der Bundesnetzagentur einreichen. Wir wünschen Ihnen dabei viel Erfolg!

...Und zu guter Letzt an unseren dänische Nachbarn, die in der ersten internationalen Ausschreibung einen Zuschlag ersteigern konnten: Hjertelig tillykke!

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

WINDENERGIE

Neue Rechtsprechung des OLG Schleswig zu Flächennutzungsverträgen bei Windenergieanlagen

Das Schleswig-Holsteinische Oberlandesgericht hat mit dem Urteil vom 17. Juni 2016 (Az. 4 U 96/15) frischen Wind in die Thematik Flächennutzungsverträge gebracht. Das Gericht spricht im konkreten Einzelfall dem Vertrag die Qualifizierung als Miet- bzw. Pachtvertrag ab und ordnet diesen als Vertrag über die Bestellung einer Dienstbarkeit für den Betrieb einer Windkraftanlage ein. Damit verwehrt das OLG dem Grundstückseigentümer das Recht, den Vertrag nach mietrechtlichen Vorschriften zu kündigen.

Der Grundstückseigentümer bestand auf den Rückbau der Windenergieanlagen. Dabei berief er sich auf einen Verstoß gegen das gesetzliche Schriftformerfordernis gemäß § 550 BGB. Danach kann ein Mietvertrag, der für länger als ein Jahr und nicht in schriftlicher Form geschlossen ist, jederzeit ordentlich gekündigt werden.

In der Praxis stellt die Schriftformklausel für Anlagenbetreiber und Projektierer bisher häufig eine Herausforderung dar, insbesondere muss die Vertragslaufzeit schriftlich festgelegt werden. Dies verlangt gerade bei Verträgen, die aufgrund der langen Genehmigungsphase bereits mehrere Jahre vor Baubeginn der Anlagen geschlossen werden, besondere Aufmerksamkeit.

Nach Ansicht des OLG Schleswig findet diese aus dem Mietrecht stammende und auf Pachtverträge entsprechend anwendbare Klausel zumindest auf den diesem Fall zugrundeliegenden Flächennutzungsvertrag keine Anwendung. Es handele sich weder um einen Miet- noch um einen Pachtvertrag, sondern um eine Vereinbarung zur Bestellung einer Dienstbarkeit gemäß § 1090 Absatz 1, 1. Fall BGB.

Der Zweck eines solchen Nutzungsvertrages sei regelmäßig die Verschaffung eines Nutzungsrechts aus einem dinglichen Recht nach § 1090 BGB. Zwar könnten die Parteien auch einen Miet- oder Pachtvertrag vereinbaren, dies bedürfe aber einer ausdrücklichen Abrede. Lediglich die Vereinbarung eines Nutzungsentgeltes genüge dafür nicht. Zudem sei der Vertrag weder als Miet- oder Pachtvertrag bezeichnet, noch seien die Vertragsparteien als Mieter und Vermieter festgelegt. Auch sei die Zahlungspflicht nicht von der Gebrauchsüberlassung der Grundstücksfläche abhängig gemacht worden, sondern von der Inbetriebnahme der Windenergieanlage. Schließlich sei der Vertrag darauf ausgerichtet, den Anlagenbetreiber im Hinblick auf seine Investitionskosten vor einer vorzeitigen Vertragsbeendigung zu schützen. Ein weiteres für das OLG Schleswig gewichtiges Indiz war die Tatsache, dass die zur Verfügung gestellte Fläche bei Vertragsschluss noch nicht genau bestimmt gewesen war.

Fazit

Die vorzeitige Beendigung eines Nutzungsvertrages ist durch die Entscheidung des OLG Schleswig-Holstein in vergleichbaren Fällen erschwert worden. Ob diese Ansicht auch durch andere Oberlandesgerichte oder den Bundesgerichtshof (BGH) geteilt wird, ist noch

nicht absehbar. Eine Revision zu diesem Fall hat das Gericht nicht zugelassen, so dass hier keine Überprüfung durch den BGH erfolgen wird.

Klar wird aus den Entscheidungsgründen auch, dass es für das OLG auf den konkreten Einzelfall ankommt. Ähnlich wie auch in anderen oberlandesgerichtlichen Entscheidungen zur Kündbarkeit eines Flächennutzungsvertrages im Windbereich werden die Interessen des Anlagenbetreibers bei bereits getätigter Investition höher eingeschätzt als das Interesse des Grundstückseigentümers daran, mit seinem Grundstück frei verfahren zu können. Fraglich ist daher, wie das Gericht in den Fällen entscheiden würde, in denen lange im Vorfeld – z.B. noch vor Abschluss der Regionalplanung – Flächen durch den Abschluss von Nutzungsverträgen gesichert, aber noch keine Dienstbarkeiten eingetragen worden sind und mit dem Bau der Anlagen noch nicht begonnen wurde. Häufig sind Grundstückseigentümer in diesen Verträgen über mehr als sieben Jahre unentgeltlich an einen Vertrag gebunden. Gegebenenfalls würde ein Gericht hier im Rahmen der Billigkeitskontrolle zu einer anderen Bewertung kommen.

Ansprechpartner: Dr. Katrin Antonow & Sabine Golz

Netzausbaubereich nimmt Formen an – Länder- und Verbändeanhörung endet

Seitdem bekannt geworden war, dass der Gesetzgeber den Ausbau der Windenergie in den ausbaustärksten Landstrichen Deutschlands künftig deckeln möchte, war mit Spannung erwartet worden, welche Regionen in das so genannte Netzausbaubereich fallen werden. Mit dem Entwurf einer Verordnung zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaubereiches (Netzausbaubereichsverordnung, NAGV) vom 14. November 2016 hat die insoweit zuständige Bundesnetzagentur für erste Klarheit gesorgt. Nunmehr sind die Länder, die betroffenen Fachkreise und die Verbände aufgerufen, zu dem Entwurf Stellung zu nehmen. Dafür haben sie noch bis zum 15. Dezember 2016 Zeit.

Windenergieausbau schneller als Netzausbau – Folge: Ausbaudeckelung für Erneuerbare

Zum 1. Januar 2017 wird das EEG 2017 in Kraft treten ([wir berichteten](#)). Hierin ist vorgesehen, dass künftig in Regionen, in denen die Netze aufgrund des starken Windenergieausbaus besonders belastet sind, künftig der weitere Ausbau begrenzt sein soll. So sollen dort künftig nur noch 58 Prozent derjenigen Leistung, die im Jahresdurchschnitt in den drei Vorjahren (2013 bis 2015) in Betrieb genommen wurde, in den Ausschreibungen bezuschlagt werden können. Dieses sogenannte Netzausbaubereich darf allerdings höchstens 20 Prozent des deutschen Bundesgebietes erfassen.

Im Ergebnis wird also die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren in besonders windstarken Regionen gedrosselt, da der Netzausbau hier nicht hinterherkommt. Netzunabhängige Nutzungsmöglichkeiten für den Strom, etwa Speicher- und Sektorenkopplungstechnologien, sind zwar auf dem Vormarsch, sehen sich aber leider an vielen Stellen noch erheblichen

Hemmnissen gegenüber (sehen Sie hierzu auch etwa unseren Beitrag zum Thema Sektorenkopplung und Experimentierklauseln in diesem Newsletter).

Welche Gebiete konkret von der Ausbaudeckelung betroffen sein werden, soll in einer so genannten Netzausbaubereichsverordnung geklärt werden, die bis spätestens zum 1. März 2017 zu erlassen ist. Der Entwurf für eine entsprechende Verordnung wurde von der Bundesnetzagentur am 14. November 2016 zur Konsultation der betroffenen Akteure und der Länder gestellt.

Drunten oder Draußen: Welche Regionen liegen im Netzausbaubereich?

Die Verordnung konkretisiert nunmehr, wie von der Branche sehnlich erwartet, die räumliche Ausdehnung des Netzausbaubereiches. Betroffen sind dabei insbesondere die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg und Bremen sowie größere Teile Niedersachsens und Mecklenburg-Vorpommern.

Im Einzelnen umfasst das Netzausbaubereich die folgenden Landkreise und kreisfreien Städte:

- im Land Schleswig-Holstein die Kreise Dithmarschen, Herzogtum Lauenburg, Nordfriesland, Ostholstein, Pinneberg, Plön, Rendsburg-Eckernförde, Schleswig-Flensburg, Segeberg, Steinburg und Stormarn sowie die kreisfreien Städte Flensburg, Kiel, Lübeck und Neumünster,
- im Land Niedersachsen die Landkreise Cuxhaven, Harburg, Lüneburg, Osterholz, Rotenburg (Wümme), Stade, Ammerland, Aurich, Cloppenburg, Emsland, Friesland, Leer, Oldenburg, Vechta, Wesermarsch und Wittmund sowie die kreisfreien Städte Delmenhorst, Emden, Oldenburg und Wilhelmshaven,
- im Land Mecklenburg-Vorpommern die Landkreise Mecklenburgische Seenplatte, Rostock, Vorpommern-Rügen, Nordwestmecklenburg, Vorpommern-Greifswald, Ludwigslust-Parchim sowie die kreisfreien Städte Rostock und Schwerin sowie
- die Länder Bremen und Hamburg.

Nachdem zeitweise erwartet worden war, dass auch die gesamte Fläche Niedersachsens und große Teile von Hessen bzw. sogar Teile Nordrhein-Westfalens umfasst sein würden, soll das Netzausbaubereich nunmehr offensichtlich etwas kleiner ausfallen, als manche Branchenvertreter zunächst befürchtet hatten.

Was gilt künftig für Betroffene im Netzausbaubereich?

Im Netzausbaubereich sollen künftig pro Kalenderjahr nur noch maximal 902 MW installierter Leistung für Windenergieanlagen an Land bezuschlagt werden. Der gedeckelte Zubau in Höhe von 902 MW soll dabei gleichmäßig auf die jährlichen Ausschreibungsrunden verteilt werden. Da im Jahr 2017 drei Ausschreibungsrunden geplant sind, werden im Netzausbaubereich also jeweils Zuschläge in Höhe von 300 MW Gesamtleistung vergeben. Nachdem diese Ausbaugrenze erreicht ist, bleiben weitere Gebote aus dem Netzausbaubereich unberücksichtigt. Zu-

schläge erhalten dann nur noch Gebote aus anderen Teilen Deutschlands. Wenn in einer einzelnen Ausschreibung die zuschlagsfähige Gesamtleistung für das Netzausbaugebiet einmal nicht erreicht werden sollte, ist vorgesehen, dass die restliche Menge gleichmäßig als zusätzliche Zuschlagsmenge im Netzausbaugebiet auf die in dem jeweiligen Kalenderjahr verbleibenden Gebotstermine verteilt wird.

Neben der hohen Bedeutung, die die Netzausbaugebietsverordnung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland hat, kommt ihr auch für andere, derzeit weniger stark beachtete Bereiche, Bedeutung zu. So ist die Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Absatz 6a EnWG ebenfalls auf das Netzausbaugebiet beschränkt (wir berichteten in unserem letzten [Sondernewsletter zum EEG 2017](#), sehen Sie dort etwa Seite 42, weitere Informationen hierzu finden Sie in diesem [Fachaufsatz](#)).

Wie geht es weiter mit der NAGV?

Die Länder und betroffenen Verbände haben noch bis zum 15. Dezember 2016 die Gelegenheit, zu dem Verordnungsentwurf Stellung zu nehmen. Spätestens bis zum 1. März 2017 wird die Verordnung aller Voraussicht nach in Kraft treten. Die Verordnung ist dabei auf den 31. Dezember 2020 befristet. Danach tritt sie automatisch außer Kraft. Es soll in Zukunft dann fortlaufend untersucht werden, wie sich das Netzausbaugebiet entwickelt und inwiefern hier künftig Änderungen angezeigt sind. Den zur Konsultation gestellten Entwurf der Netzausbaugebietsverordnung können Sie etwa [hier](#) abrufen. Weitere Informationen der Bundesnetzagentur hierzu finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

BIOMASSE

Anfahr- Zünd- und Stützfeuerung: Neue Nachhaltigkeitsanforderungen ab 1. Januar 2017

Betreiber von Biomasseanlagen, die zur Anfahr- Zünd- oder Stützfeuerung flüssige Biomasse – etwa Palm-, Soja- oder Rapsöl – einsetzen, müssen ab dem 1. Januar 2017 nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen, dass die eingesetzte flüssige Biomasse nachhaltig erzeugt worden ist. Gleiches dürfte im Fall des Einsatzes von Pflanzenölmethylester (Biodiesel) gelten. Wird ab 1. Januar 2017 noch flüssige Biomasse eingesetzt, die nicht entsprechend zertifiziert ist, drohen Einbußen bei der EEG-Vergütung.

Die Rechtslage zur Nachweiserbringung für Biomasse

Nach der zum 24. August 2009 bzw. zum 1. Januar 2010 in Kraft getretenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) besteht für Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen nur dann ein Anspruch auf EEG-Förderung, wenn die Biomasse nachhaltig erzeugt worden ist und dies gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen wird. Mit Einführung der BioSt-NachV sollten die europarechtlich vorgegebenen Ziele für den Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert, Torfmooren, für eine nachhaltige landwirtschaftliche Bewirtschaftung und auch für die Nutzung von Treibhausgasminderungspotenzialen, umgesetzt werden.

Eine Ausnahme von der Nachweispflicht besteht gemäß § 1 BioSt-NachV allerdings für den Einsatz von flüssiger Biomasse zur Anfahr-Zünd- und Stützfeuerung. Damit müssen Anlagenbetreiber, die feste oder gasförmige Biomasse einsetzen, bislang keinerlei Nachhaltigkeitszertifikate vorlegen.

Bislang.

Im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2017 ist aufgrund einer Empfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie die Ausnahme für den Einsatz von Anfahr- Zünd- und Stützfeuerung gestrichen worden. Begründet wurde die Gesetzesänderung – etwas schmal – allein damit, dass nunmehr sichergestellt werden soll, dass sämtliche durch das EEG geförderte flüssige Biomasse nachhaltig erzeugt wird.

Künftig müssen also die Anforderungen nach der BioSt-NachV für sämtliche zur Stromerzeugung eingesetzte flüssige Biomasse gleichermaßen eingehalten werden. Damit erlangt das Thema „Nachhaltigkeitsnachweis“ für alle Biomasseanlagenbetreiber erhebliche Bedeutung.

Die Änderung wird ab dem 1. Januar 2017 gelten. Die Regelung gilt dabei auch für Bestandsanlagen, auch solche, die unter das EEG 2000 oder das EEG 2004 fallen.

Der Nachhaltigkeitsnachweis zur Vorlage beim Netzbetreiber

Anlagenbetreiber sind nach der BioSt-NachV verpflichtet, gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen, dass beim Einsatz von flüssiger Biomasse die Nachhaltigkeitsanforderungen eingehalten worden sind. Derzeit legen Betreiber, die zur Stromerzeugung flüssige Biomasse einsetzen, die Nachweise jährlich im Rahmen der Konformitätserklärung bis zum 28. Februar eines Jahres vor.

Grundlage für die Überwachung der Einhaltung Nachhaltigkeitsanforderungen sind sog. Zertifizierungssysteme. Sämtliche mit der Herstellung der Biomasse befassten Betriebe (sog. Schnittstellen) müssen sich einem solchen Zertifizierungssystem anschließen und im Rahmen eines Massenbilanzsystems die Rückverfolgbarkeit entlang der Herstellungs- und Lieferkette sicherstellen. Betreiber von Biomasseanlagen selbst müssen sich keinem Zertifizierungssystem anschließen, sollten jedoch prüfen, dass sie einen ordnungsgemäß erstellten Nachhaltigkeitsnachweis erhalten.

Der Nachhaltigkeitsnachweis wird von dem letzten mit der Herstellung der flüssigen Biomasse befassten Betrieb gegenüber dem Lieferanten der Biomasse ausgestellt. Der Lieferant wiederum gibt den Nachhaltigkeitsnachweis an den Anlagenbetreiber zwecks Vorlage beim Netzbetreiber weiter. Der Nachhaltigkeitsnachweis muss folgende Informationen enthalten:

- Namen und Anschrift des ausstellenden Schnittstelle,
- Datum der Ausstellung,
- eine einmalige Nachweisnummer, die sich aus der Zertifikatsnummer der ausstellenden Schnittstelle und einer einmalig zu vergebenden Nummer zusammensetzt,
- Namen des Zertifizierungssystems, in dem der Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt worden ist,
- Menge und Art der flüssigen Biomasse,
- Bestätigung, dass die flüssige Biomasse die Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt,
- Namen und Anschrift des Lieferanten, an den die Biomasse weitergegeben wird, und
- eine Bestätigung des Lieferanten, dass bestimmte in § 17 Absatz 1 BioSt-NachV geregelte Anforderungen an die Lieferung auf Grund von Massenbilanzsystemen erfüllt sind.

Nachweispflichten gelten auch für Pflanzenölmethylester

Pflanzenölmethylester, auch bekannt unter dem Namen Biodiesel, ist ein auf Basis von fossilem Methanol hergestelltes Pflanzenöl, etwa Rapsöl. Da Pflanzenölmethylester auch fossile Stoffe beinhaltet, handelt es sich streng genommen gar nicht um Biomasse.

Dennoch spielt der Einsatz von Pflanzenölmethylester für den Einsatz in Biogasanlagen in der Praxis eine wichtige Rolle.

So ist der Einsatz von Pflanzenölmethylester in Anlagen, die vor dem 27. Juni 2004 in Betrieb genommen bzw. nach dem BImSchG genehmigt worden sind, auch weiterhin als regulärer Einsatzstoff zur Stromerzeugung zulässig. Darüber hinaus ist der Einsatz von Pflanzenölmethylester zur Anfahr- Zünd- und Stützfeuerung auch für neuere Biomasseanlagen EEG-konform.

Aufgrund einer gesetzlichen Fiktion nach § 47 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 ist das im Rahmen der notwendigen Anfahr- Zünd- oder Stützfeuerung in Biomasseanlagen eingesetzte Pflanzenölmethylester auch als Biomasse anzusehen und wird entsprechend nach dem EEG vergütet.

Wer Pflanzenölmethylester einsetzt, ist gut beraten, die Nachhaltigkeitsanforderungen ebenfalls einzuhalten. Es ließe sich zwar rechtlich argumentieren, dass die neuen Anforderungen nur für Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gelten, wozu Pflanzenölmethylester nun gerade nicht zählt.

Allerdings sprechen gute Gründe dafür, dass auch Pflanzenölmethylester in die BioSt-NachV einzubeziehen ist. So stellt § 1 BioSt-NachV fest, dass die BioSt-NachV „für flüssige Biomasse [gilt], die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Erzeugung von Strom eingesetzt wird“. Aufgrund der Fiktion in § 47 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 gilt Pflanzenölmethylester als flüssige Biomasse, die zur Erzeugung von Strom nach dem EEG eingesetzt werden darf.

Auch der Zweck der BioSt-NachV, wonach sichergestellt werden soll, dass die zur Stromerzeugung eingesetzte (flüssige) Biomasse nachhaltig erzeugt wurde, legt die Anwendung für Pflanzenölmethylester, welches zu großen Teilen aus Biomasse besteht, nahe. Zudem war noch in der bis zum 31. Dezember 2011 geltenden Biomasseverordnung Pflanzenölmethylester als Biomasse anerkannt, sodass bis dahin die BioSt-NachV zweifelsohne anzuwenden war. Dementsprechend wird „Biodiesel“ auch ausdrücklich im Anhang 2 zur BioSt-NachV erwähnt und die Anwendbarkeit der BioSt-NachV beim Einsatz von Biodiesel zumindest im Grundsatz vorausgesetzt.

Fazit und Bewertung

Die Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf flüssige Biomasse zur Anfahr- Zünd- oder Stützfeuerung ist für die Praxis von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung. Zugleich ist es möglicherweise nur der erste Schritt: Auch für gasförmige und feste Biomasse wird es wohl früher oder später Nachhaltigkeitsanforderungen geben.

Viele Motoren benötigen bis zu 10 Prozent Zünd- und Stützfeuerung mit flüssiger Biomasse. Bei Nichteinhaltung der Voraussetzungen verlieren Anlagenbetreiber für diesen Stromanteil ihren EEG-Vergütungsanspruch. Dennoch scheint die Änderung der Regelung bislang kaum Beachtung gefunden zu haben. Anlagenbetreiber sollten jetzt prüfen, inwiefern sie die geforderten Nachweise ab dem 1. Januar 2017 erbringen können.

Unklar ist, was mit der bereits eingekauften, im Tanklager eingelagerten flüssigen Biomasse geschehen soll. Abhilfe könnte möglicherweise noch die (nachträgliche) Schaffung von Übergangsregelungen bringen. Eine kurzfristige, pragmatische Lösung für die Übergangszeit gab es schon einmal zu den Anfangszeiten der BioSt-NachV:

Mit Erlass vom 10. Dezember 2010 (Az. 524-10014/0078) haben die damals zuständigen Bundesministerien für eine Übergangszeit eine nachträgliche Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen für zulässig erklärt. Bislang sind entsprechende Planungen für die Schaffung von Übergangsregelungen, etwa für das Jahr 2017, jedoch nicht bekannt.

Der Einsatz von fossilen Brennstoffen, wie Heizöl, zur notwendigen fossilen Zünd- und Stützfeuerung ist im Übrigen für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2007 in Betrieb genommen worden sind, weiterhin zulässig. Damit kann für solche Altanlagen grundsätzlich auch dann eine EEG-Förderung in Anspruch genommen werden, wenn zur Zünd- und Stützfeuerung etwa Heizöl eingesetzt wird. Nachhaltigkeitsanforderungen sind in diesem Fall nicht zu beachten.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann & Dr. Hartwig von Bredow

DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Leitfaden zur Eigenversorgung: Bundesnetzagentur legt finale Fassung vor

Nachdem die Bundesnetzagentur bereits im Oktober 2015 einen Entwurf des Leitfadens zur Eigenversorgung veröffentlicht hatte (wir berichteten), hat sie nunmehr – mehr als acht Monate später – eine finale Fassung des Leitfadens vorgelegt. Der Entwurf des Leitfadens war in der Fachwelt intensiv diskutiert worden, da er zahlreiche Konkretisierungen und Auslegungen enthielt, die rechtlich nicht an jeder Stelle überzeugend (bei Interesse sehen Sie etwa hier).

Im Vergleich zur Entwurfsfassung hat sich nun in der finalen Fassung des Leitfadens noch einmal einiges geändert. Einige wichtige Änderungen stellen wir Ihnen im Folgenden vor.

Strenge Personenidentität – mit kleinen Einschränkungen

Weiterhin nimmt die Bundesnetzagentur als Voraussetzung einer Eigenversorgung eine „strenge Personenidentität“ zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher an. Eine Eigenversorgung in Mehrpersonenkonstellationen bleibt damit nach Sicht der Bundesnetzagentur sowohl in sogenannten GbR-Modellen, als auch in Genossenschaftsmodellen ausgeschlossen.

Fast.

Denn in der finalen Fassung des Leitfadens stellt die Bundesnetzagentur nunmehr klar, dass eine Eigenversorgung regelmäßig jedenfalls dann vorliegen soll, wenn eine Person eine Stromerzeugungsanlage betreibt und mit dem erzeugten Strom eine gemeinsam mit anderen Personen genutzte Wohnung versorgt (sogenannte Familienkonstellationen).

Auch in Fällen von selbst erzeugtem Strom für Hotels oder Krankenhäuser geht die Bundesnetzagentur regelmäßig von einer Eigenversorgung aus, da „zeitweilige Zugriffsmöglichkeiten“ Dritter bei wechselnden Gästen oder Patienten der Zuordnung des Gesamtverbrauchs durch die Betreibergesellschaft nicht entgegenstünden.

Anders wiederum soll es nach Vorstellung der Bundesnetzagentur bei sogenannten „Wohnheim-Konstellationen“ sein. In Studenten-, Senioren- oder Schwesternwohnheimen soll nicht der Wohnheimbetreiber, sondern der jeweilige Bewohner der Letztverbraucher sein.

Insgesamt wird an diesen Beispielen deutlich, dass die Bundesnetzagentur hier nicht so sehr nach einer konsequenten und rechtlich fundierten Auslegung der maßgeblichen Begriffe gesucht hat. Vielmehr erwecken die Ausführungen im Leitfaden hier den Eindruck, dass die Bundesnetzagentur letztlich im Wege einer allgemeinwertenden Betrachtung entschieden

hat, um ihre sehr formaljuristische Formel der strengen Personenidentität sozialadäquat auszugleichen.

Vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien – auf den einzelnen Standort kommt es an

Versorgt sich der Eigenversorger gemäß § 61 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014 vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien und erhält er für den erzeugten Strom keine finanzielle Förderung nach dem EEG, entfällt die EEG-Umlage vollständig. Hier hatte sich die Bundesnetzagentur zunächst auf den überraschenden Standpunkt gestellt, dass es für die Frage, ob eine vollständig regenerative Stromversorgung vorliegt, nicht auf den einzelnen Standort, sondern auf dem Gesamtverbrauch des Letztverbrauchers ankommt.

Die Bundesnetzagentur geht nunmehr – in Abweichung zur Entwurfsfassung – davon aus, dass eine vollständige Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien nicht voraussetzt, dass der gesamte vom Eigenversorger verbrauchte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Nach der Endfassung des Leitfadens ist allein auf den Stromverbrauch am jeweiligen Standort abzustellen. Diese Kurskorrektur der Bundesnetzagentur ist erfreulich und sachgerecht.

Modernisierung von Bestandsanlagen – auch mehrfach möglich

Eine weitere wichtige Änderung im Vergleich zum Entwurf hat die Bundesnetzagentur hinsichtlich der Modernisierung von Bestandsanlagen vorgenommen. Dies betrifft Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 zur Eigenversorgung genutzt wurden.

Nach der Entwurfsfassung des Leitfadens sollte eine Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung einer Bestandsanlage lediglich einmalig unter Wahrung des Bestandsschutzes möglich sein. Diese Einschränkung war in der Praxis und der juristischen Diskussion weitgehend auf Unverständnis gestoßen.

Erfreulicherweise geht nunmehr auch die Bundesnetzagentur davon aus, dass eine Stromerzeugungsanlage auch mehrmals – bestandsschutzwahrend – erneuert, erweitert oder ersetzt werden darf. Dies gilt nach den rechtlichen Vorgaben allerdings nur, solange die installierte Leistung im Verhältnis zur installierten Leistung vor dem 31. Juli 2014 um maximal 30 Prozent erhöht wird.

Fazit

Inhaltlich sind einige der vorgenommenen Änderungen durchaus zu begrüßen. Es ist erfreulich, dass die Bundesnetzagentur hier die eine oder andere Kurskorrektur vorgenommen hat, nachdem der erste Entwurf des Leitfadens teilweise heftig kritisiert worden war. Andere Auslegungen der Bundesnetzagentur werfen auch in der finalen Fassung in rechtlicher Hinsicht noch Fragen auf.

Doch welche Auswirkungen hat der Leitfaden für die Praxis?

Der Leitfaden ist auch in seiner endgültigen Fassung rechtlich nicht verbindlich. Ausdrücklich stellt die Bundesnetzagentur selbst klar:

„[Der Leitfaden] stellt keine Festlegung dar und hat auch nicht den Charakter einer Verwaltungsvorschrift. Es soll keine normenkonkretisierende Wirkung entfalten oder das Ermessen der Bundesnetzagentur binden.“

Für einen unverbindlichen Leitfaden, der auch verwaltungsintern keinerlei Bindungswirkung entfaltet, sondern lediglich eine Orientierungshilfe darstellen soll, ist der Umfang der Ausarbeitung mit 135 Seiten sowie ihre Detailtiefe freilich beachtlich.

Damit dürfte der Leitfaden, anders als der Hinweis der Bundesnetzagentur zur Unverbindlichkeit vermuten lässt, in der Praxis weniger eine einfache Orientierungshilfe wahrgenommen werden, sondern vielfach von erheblicher Bedeutung sein. In der Vergangenheit hat sich bereits mehrfach gezeigt, dass kaum ein Netzbetreiber von sich aus von vergleichbaren Auslegungs- und Orientierungshilfen der Bundesnetzagentur abweicht. Vielmehr setzen die meisten Netzbetreiber die Auslegungen der Bundesnetzagentur in der Regel 1:1 um.

Gerade wegen dieser enormen praktischen Relevanz bleibt die Frage, ob die Bundesnetzagentur mit den detaillierten Auslegungen des Leitfadens letztlich doch „normenkonkretisierend“ tätig geworden ist und damit ihre Kompetenzen überspannt hat.

Das letzte Wort zur Auslegung des EEG haben aber ohnehin nach wie vor die Zivilgerichte.

Ansprechpartner: Burkhard Hoffmann & Bettina Hennig

Es kann nur einen geben? – Neues zur Eigenversorgung

Ist eine Eigenversorgung auch dann möglich, wenn mehrere Personen eine Solaranlage gemeinsam betreiben? Diese umstrittene Frage lag mit dem OLG Karlsruhe nun erstmals einem Obergericht vor (Urteil vom 29. Juni 2016, Az. 15 U 20/16) und die Entscheidung ist durchaus interessant: Zwar verneint das OLG in dem konkreten Fall eine umlagebefreite Eigenversorgung, aber gerade nicht aus dem Grund, weil in Mehrpersonenverhältnissen eine Eigenversorgung von vornherein ausgeschlossen sei. Entscheidend war für das OLG Karlsruhe nur, ob ein gemeinsamer Anlagenbetrieb auch wirklich gewollt war. Dies verneint es vorliegend, lässt aber zugleich erkennen, unter welchen Voraussetzungen eine gemeinsame Eigenversorgung möglich wäre.

Die Ausgangssituation

Im dem vom OLG Karlsruhe entschiedenen Fall hatte der Mieter einer Gewerbehalle von seinem Vermieter nicht nur die Halle, sondern auch einen ideellen Anteil von 16 % der auf dem Dach installierten Solaranlage zur Mitnutzung gemietet. In einem entsprechenden „Teil-Solaranlagen-Mietvertrag“ war geregelt, dass der Mieter Einfluss auf die Betriebsführung der Solaranlage nehmen darf, Mitbesitzer der Anlage ist und den produzierten Strom zur Eigenversorgung nutzen darf. Hierfür zahlte er einen Mietzins an den Vermieter.

Der nicht vom Mieter vor Ort verbrauchte Strom wurde vom Vermieter – als zweiter Anlagenbetreiber – in das Netz eingespeist. Der Vermieter nahm insoweit eine Förderung nach dem EEG in Anspruch.

Wenn der Mieter in einem Jahr mehr oder weniger Strom verbrauchte, als es seinem ideellen Produktionsanteil von 16 % entsprach, erfolgte im Folgejahr ein entsprechender finanzieller Ausgleich durch den Vermieter.

Der für die Erhebung der EEG-Umlage zuständige Netzbetreiber war der Ansicht, dass in dieser Konstellation nicht von einer Eigenversorgung des Mieters auszugehen ist. Deswegen müsse der Vermieter für den vom Mieter verbrauchten Strom die volle EEG-Umlage zahlen. Der Netzbetreiber stützte seine Auffassung darauf, dass es an der für eine umlagebefreite Eigenversorgung erforderlichen Personenidentität zwischen dem Betreiber der PV-Anlage und dem Verbraucher des produzierten Stroms fehle. Anlagenbetreiber sei nämlich allein der Vermieter. Der Mieter sei nicht auch Anlagenbetreiber, sondern nur Letztverbraucher. Es handele sich folglich um eine Stromlieferung des Vermieters an den Mieter, für die die volle EEG-Umlage zu entrichten ist.

Das Urteil

Das OLG Karlsruhe gab, wie bereits das LG Heidelberg in der Vorinstanz (*Urteil vom 28. Dezember 2015, Az. 11 O 15/15 KfH*), dem Netzbetreiber recht.

Der abgeschlossene „Teil-Solaranlagen-Mietvertrag“ mache Mieter und Vermieter nicht zu gleichberechtigten Betreibern der Solaranlage. Der Vertrag regle im Kern vielmehr eine Stromlieferung des Vermieters an den Mieter.

Dies leitet das OLG Karlsruhe insbesondere aus der Gestaltung des „Teil-Solaranlagen-Mietvertrag“ ab. In diesem seien dem Mieter die mit dem Anlagenbetrieb einhergehenden Rechte, Pflichten und Risiken gerade nicht in einer Weise zugeordnet worden, dass er als gleichberechtigter Anlagenbetreiber neben dem Vermieter stehe.

Konkret macht das OLG Karlsruhe dies an den folgenden Punkten fest:

Der Mieter durfte vollkommen frei entscheiden, welchen Anteil des in der Solaranlage erzeugten Stroms er abnimmt. Dies konnten in einem Jahr durchaus auch mehr oder weniger als die vereinbarten 16 % sein. Davon wie viel Strom er abnahm, war am Ende aber die Höhe der zu zahlenden „Miete“ abhängig. Dies erinnerte das OLG Karlsruhe doch stark an einen Strompreis.

Der Mieter trug nach Auffassung des Gerichts in Folge der flexiblen Mietzinsgestaltung nicht nur kein bzw. ein sehr geringes wirtschaftliches Risiko, auch die Verantwortung für den Anlagenbetrieb habe nach der konkreten Vertragsgestaltung beim Vermieter gelegen. So sei allein dieser dafür verantwortlich gewesen, die notwendigen Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten durchzuführen, den überschüssigen Strom zu vermarkten, die mit dem Anlagenbetrieb verbundenen Pflichten gegenüber Dritten wahrzunehmen und die erforderlichen Versicherungen abzuschließen. Bei Problemen mit dem Anlagenbetrieb sollte zudem allein der Vermieter dem Mieter wie auch Dritten für entstandene Schäden haften.

Aufgrund dieses „relativ geringen Anteils der Mitberechtigung“ des Mieters und des flexibel ausgestalteten Mietzinses, habe der Mieter insgesamt nicht das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebes getragen und er habe auch nicht die erforderliche Sachherrschaft über die Anlage gehabt. Die Regelungen des „Teil-Solaranlagen-Mietvertrag“ entsprächen vielmehr denen eines Stromlieferungsvertrages und begründeten gerade nicht – so das OLG Karlsruhe wörtlich – das „Recht einer gemeinschaftlichen Nutzung der Anlage durch [den Vermieter] und den Mieter“. Für eine Stromlieferung sei aber gerade die EEG-Umlage zu zahlen.

Und nun?

In dem vorliegenden Urteil hat sich erstmals ein Oberlandesgericht grundsätzlich mit den Voraussetzungen der Anlagenbetreiber-Eigenschaft und zugleich der Abgrenzung eine umlagebefreiten Eigenversorgung von einer umlagebelasteten Stromlieferung auseinandergesetzt. Interessant an dem Urteil ist, dass das OLG Karlsruhe sich keineswegs der Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur zum Anlagenbetreiber („es kann nur einen geben“) und zur generellen Unzulässigkeit einer Eigenversorgung in Mehrpersonenverhältnissen anschließt (*wir berichteten*). Vielmehr geht das OLG Karlsruhe ganz selbstverständlich davon aus, dass „sowohl [der Vermieter] als auch der Mieter an der Anlage berechtigt [sein] und jeweils ihren eigenen Strom entnehmen können“. Eine solche „gemeinschaftliche Nutzung“ und „Mitberechtigung“ wäre nach dem OLG Karlsruhe also durchaus möglich – wurde aber vorliegend eben nicht vereinbart.

Insofern kann man aus dem Urteil des OLG Karlsruhe ableiten, dass eine gemeinschaftliche Eigenversorgung keineswegs von vornherein und kategorisch ausgeschlossen ist. Es kommt vielmehr auf die Ausgestaltung des Einzelfalls an. Schließlich hätte sich das OLG sonst die dezidierte Prüfung des „Teil-Solaranlagen-Mietvertrag“ schlicht sparen können und sein Urteil einzig damit begründen können, dass eine Eigenversorgung in Mehrpersonenverhältnissen generell ausgeschlossen sei. Das Urteil ist daher – auch wenn das OLG eine Eigenversorgung im Ergebnis verneint hat – ein wichtiges Signal – gerade auch in der Diskussion, ob mehrere Mieter oder Wohnungseigentümer eine gemeinschaftlich betriebene Anlage für die Eigenversorgung nutzen können.

Insofern lassen sich dem Urteil auch bereits wichtige Anhaltspunkte entnehmen, was im Rahmen der vertraglichen Pflichten- und Risikenverteilung zu berücksichtigen ist, um eine gleichberechtigte Stellung als Anlagenbetreiber im Sinne des EEG zu begründen. Spannend bleibt, ob künftige Urteile hier noch mehr Klarheit bringen werden.

Ansprechpartner: Dr. Steffen Herz

STROMSTEUER

Rückwirkendes Doppelförderungsverbot für 2016 beschlossen – Was Anlagenbetreiber jetzt tun können, um Rückforderungen zu verhindern

Zusammen mit dem Strommarktgesetz haben Bundestag und Bundesrat im Sommer 2016 eine Änderung des EEG 2014 durchgewinkt, die für eine Reihe von Anlagenbetreibern und Stromvertriebskonzepten große Bedrängnis, wenn nicht gar das Risiko der Insolvenz mit sich bringen könnte: Das **rückwirkende Verbot der Doppelförderung nach EEG und Stromsteuergesetz** (StromStG). Bei Redaktionsschluss dieses Newsletters am 13. Dezember 2016 war noch unklar, ob und wann das erstmals am 10. November 2016 im Bundestag beratene „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“ verabschiedet wird und ob hierin eine „last-minute-Korrektur“ des EEG 2017 und des dort geregelten Doppelförderungsverbots vorgesehen sein wird.

Wir hatten auf das Doppelförderungsverbot bereits in unserem letzten **Sondernewsletter** hingewiesen (sehen Sie dort auf Seite 12) und bis zuletzt, auch mit den Branchenverbänden, gegen diese rechtsstaatlich höchst bedenkliche Regelung gekämpft. Wir bleiben hier natürlich am Ball – jedoch müssen die betroffenen Anlagenbetreiber erst einmal damit umgehen, dass das rückwirkende Doppelförderungsverbot tatsächlich geltendes Recht geworden ist.

Nun ist umsichtiges, aber auch zügiges Handeln gefragt. Im Folgenden skizzieren wir, um was es geht, wer von diesem gesetzgeberischen Fehlgriff betroffen ist und welche Handlungsmöglichkeiten wir zum derzeitigen Zeitpunkt sehen.

Worum es geht und wer betroffen ist

Gemeinsam mit dem Strommarktgesetz wurde beschlossen, ins EEG 2014 zwei neue Regelungen zum Verhältnis von Stromsteuerbefreiung und EEG-Förderung aufzunehmen: § 19 Absatz 1a EEG 2014 regelt, dass für Strommengen, die nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG von der Stromsteuer befreit sind, die EEG-Förderung nicht in Anspruch genommen werden kann (sogenanntes Doppelförderungsverbot). Eine vergleichbare Regelung ist auch im jüngst verabschiedeten EEG 2017 enthalten.

Diese Änderung wäre für verschiedene bereits bestehende Anlagen- und Vertriebskonzepte schon ärgerlich genug, wenn sie sich nur auf die Zukunft beziehen würde. Das bedeutet nämlich, dass in bislang stromsteuerrechtlich privilegierten Konzepten künftig die Stromsteuer zu entrichten ist, wenn die Anlagenbetreiber nicht ihre EEG-Förderung riskieren wollen. Allein dies würde in vielen Fällen neue Wirtschaftlichkeitsberechnungen erforderlich machen. Zu den nunmehr zu befürchtenden Folgen führt aber eine weitere Änderung im EEG 2014: Nach dem neuen § 104 Absatz 5 EEG 2014 soll das Doppelförderungsverbot im EEG 2014 **rückwirkend ab dem 1. Januar 2016** gelten. Das könnte für zahlreiche Anlagenbetreiber bedeuten, dass sie für den gesamten steuerbefreit gelieferten oder für eine der steuerbefreit bezogenen Strommenge äquivalente Menge des in ihrer Anlage erzeugten Stroms rückwir-

kend ihren Förderanspruch nach EEG verlieren – sprich: die im Jahr 2016 vom Netzbetreiber erhaltenen Zahlungen für diesen Strom vollständig zurückerstatten müssen.

Von dieser Problematik betroffen sind:

- Unternehmen, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom im Marktprämienmodell regional direkt vermarkten und in diesem Zusammenhang die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG in Anspruch nehmen, so dass sie den Kostenvorteil an ihre Kunden weiterreichen können;
- Anlagenbetreiber mit kaufmännisch-bilanzieller Volleinspeisung, die physikalisch gesehen Strom aus einem ausschließlich mit EE-Strom gespeisten Netz entnehmen und für den kaufmännisch-bilanziell bezogenen Bezugsstrom („EEG-Ersatzstrom“) daher aufgrund von § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG keine Stromsteuer zahlen.

Handlungsmöglichkeiten für Betroffene

Betroffene befinden sich hier in einer rechtlichen Zwickmühle: Die Stromsteuerbefreiung ist in diesen Fällen gesetzlich vorgeschrieben und liegt – auch wenn es in vielen Fällen erst einiger Überzeugungsarbeit bedurfte, um Stromlieferant und Hauptzollamt von der Steuerbefreiung zu überzeugen – eigentlich gar nicht in der Hand des Anlagenbetreibers. Mit anderen Worten nimmt der Anlagenbetreiber eine Stromsteuerbefreiung gar nicht „in Anspruch“, wie es das Gesetz fälschlicherweise formuliert. Die Privilegierung tritt vielmehr von Gesetzes wegen ein und steht somit – streng genommen – auch nicht zur Disposition des Anlagenbetreibers oder der Steuerverwaltung. Zusätzlich verkompliziert wird die rechtliche Situation dadurch, dass, soweit nicht eine regionale Direktvermarktung gegeben ist, in den betroffenen Fällen gar nicht der Anlagenbetreiber selbst der Stromsteuerschuldner ist, sondern dessen Stromversorger. Das bedeutet, der Anlagenbetreiber verliert rückwirkend seine Förderung, weil der Gesetzgeber im Stromsteuerrecht entschieden hat, dem Stromversorger des Anlagenbetreibers für den kaufmännisch-bilanziell gelieferten Strom die Stromsteuer zu erlassen.

Vor dem Hintergrund ist es den Betroffenen eigentlich gar nicht möglich, rechtssicher zu reagieren. Dennoch zwingt das enorme Risiko des Vergütungsverlusts für den gesamten Zeitraum ab Januar 2016 dazu, hier möglichst schnell die verschiedenen Handlungsalternativen abzuwägen, um größeren Schaden zu verhindern.

Wir gehen zum jetzigen Zeitpunkt davon aus, dass Anlagenbetreiber sich „mit Händen und Füßen“ dagegen wehren sollten, im Jahr 2016 von der Stromsteuer befreiten Strom zu beziehen. Wir empfehlen insoweit, dass die betroffenen Anlagenbetreiber sich mit anwaltlichem Schreiben an ihren Stromlieferanten und an das zuständige Hauptzollamt wenden und darlegen, dass die Voraussetzungen für die Stromsteuerbefreiung nicht vorliegen und dass sie – selbst wenn die Voraussetzungen wider Erwarten doch vorliegen sollten – die Stromsteuerbefreiung jedenfalls ablehnen. In Abhängigkeit davon, ob und in welcher Weise das Doppelförderungsverbot noch korrigiert wird, müssen Anlagenbetreiber für die Zukunft auch über eine Umstellung auf die sog. Überschusseinspeisung oder eine technische Lösung, bei welcher der in der Anlage verbrauchte Strom unmittelbar aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, nachdenken.

Wie es jetzt weitergeht

Wir halten die Regelung, wie sie nunmehr verabschiedet wurde, für rechtsstaatlich höchst bedenklich. Der Gesetzgeber gefährdet die Existenz der Anlagenbetreiber in rücksichtsloser Weise, in dem er sie für seine eigenen Versäumnisse bestraft. Denn die Anlagenbetreiber können schlichtweg nichts dafür, dass der Gesetzgeber selbst im Stromsteuerrecht eine inzwischen anscheinend unerwünschte Rechtsfolge angeordnet hat (Steuerbefreiung bei kaufmännisch-bilanziell gelieferttem Bezugsstrom und regionaler Direktvermarktung). Wenn er die Rechtslage aufgrund einer geänderten Bewertung insofern ändern möchte, bleibt dem Gesetzgeber dies natürlich unbenommen – die rückwirkende Anordnung jedoch wirft nachdrücklich verfassungsrechtliche Fragen.

Wenn die Regelung nicht noch im Rahmen des derzeit im parlamentarischen Verfahren diskutierten Änderungsgesetzes rückwirkend für 2016 korrigiert wird, werden sich Anfang 2017 viele hunderte Anlagenbetreiber mit existenzvernichtenden Rückforderungsansprüchen der Netzbetreiber konfrontiert sehen – und das, obwohl die Anlagenbetreiber hier nun wirklich gar nichts falsch gemacht haben.

Die letzte Hoffnung für die Anlagenbetreiber wäre dann, das Vorliegen der Befreiungsvoraussetzungen in einem finanzgerichtlichen Verfahren anzugreifen und sich zugleich zivilrechtlich gegen die Rückforderungsansprüche der Netzbetreiber zur Wehr zu setzen, etwa mit dem Argument, sie hätten die Steuerbefreiung jedenfalls nicht im Sinne des EEG „in Anspruch“ genommen.

Gerne unterstützen wir Betroffene bei dem weiteren Vorgehen. Zugleich werden wir uns, sollte es nicht noch zu einer Änderung kommen, weiter für eine sinnvolle Regelung einsetzen – sei es politisch, sei es im Rahmen einer für unsere Mandanten eingelegten Verfassungsbeschwerde.

Ansprechpartner: Dr. Hartwig von Bredow & Dr. Katrin Antonow



STROMNETZENTGELTE

Ein Ende des Streits um § 19 Absatz 2 StromNEV? Gesetzgeber schafft nachträglich fehlende Ermächtigungsgrundlage

Nach dem weitreichenden Beschluss des Bundesgerichtshofs (BGH) zur Nichtigkeit des § 19 Absatz 2 Stromnetzentgeltverordnung vom 12. April 2016 (Az. EnVR 25/13, Netzentgeltbefreiung II) hat der Gesetzgeber schnell reagiert – mit dem Ziel, eine aufwendige Rückabwicklung der Umlage zu verhindern.

Vor einigen Monaten verkündete der BGH, dass der Umlagemechanismus in § 19 Absatz 2 Satz 6 und 7 StromNEV in der Fassung von 2011 sowie § 19 Absatz 2 Satz 12 bis 15 StromNEV in der seit dem 1. Januar 2016 geltenden Fassung mangels Ermächtigungsgrundlage nichtig sei. Die Norm sieht zunächst vor, dass Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt für Letztverbraucher anbieten müssen, wenn diese das Netz entweder atypisch oder besonders intensiv nutzen. Eine atypische Nutzung, die eine Reduzierung von bis zu 80 Prozent zur Folge haben kann, liegt vor, wenn diese vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Bei einer besonders intensiven Netznutzung kann das individuelle Netzentgelt je nach Anzahl der Benutzungstunden sogar um bis zu 90 Prozent reduziert werden. In § 19 Absatz 2 Satz 12 bis 15 StromNEV ist sodann geregelt, wie der Netzbetreiber die aufgrund der Vereinbarung individueller Netzentgelte entgangenen Erlöse auf die übrigen Stromverbraucher umlegen kann.

Für diese Umlageregelung fehlte nach Ansicht des BGH die Ermächtigungsgrundlage im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Insbesondere könne die Regelung nicht auf § 14 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 3 EnWG gestützt werden, da diese lediglich die Methoden zur Bestimmung der Entgelte sowie die Voraussetzungen für die Genehmigung individueller Entgelte regele.

Eine daraufhin drohende bundesweite Rückabwicklung der erhobenen Umlage wollte der Gesetzgeber verhindern und nutzte das zu diesem Zeitpunkt noch laufende Gesetzgebungsverfahren zum Strommarktgesetz, um das EnWG entsprechend anzupassen. Mit den Beschlussempfehlungen des Ausschusses für Wirtschaft und Energie ([BT-Drs. 18/8915](#)) wurde § 24 Satz 2 Nummer 5 EnWG neu eingefügt, welcher den Verordnungsgeber ermächtigt, den Belastungsausgleich für die individuellen Netzentgelte entsprechend dem Umlagemechanismus des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zu regeln. Die Ermächtigungsgrundlage wirkt zudem gemäß dem ebenfalls neu gefassten § 118 Absatz 9 EnWG rückwirkend zum 1. Januar 2012, um auch den in der Vergangenheit erfolgten Ausgleich nachträglich zu legitimieren.

Die Änderungen wurden mit dem Strommarktgesetz am 8. Juli 2018 vom Bundestag beschlossen. Auf die Einberufung des Vermittlungsausschusses hat der Bundesrat verzichtet. Damit sind die Änderungen inzwischen geltendes Recht geworden.

Fazit

Die nachträgliche Legitimierung des Umlagemechanismus durch den Gesetzgeber war sicherlich wünschenswert, bedenkt man die Kosten, die durch eine Rückabwicklung entstehen würden. Eine weitere richterliche Auseinandersetzung mit § 19 StromNEV ist jedoch nicht auszuschließen, so dass abzuwarten bleibt, ob die schnelle Korrektur letztendlich Bestand hat.

Ansprechpartner: Dr. Katrin Antonow & Dr. Florian Valentin

SMART GRID

Let the Rollout begin – Das Messstellenbetriebsgesetz ist da!

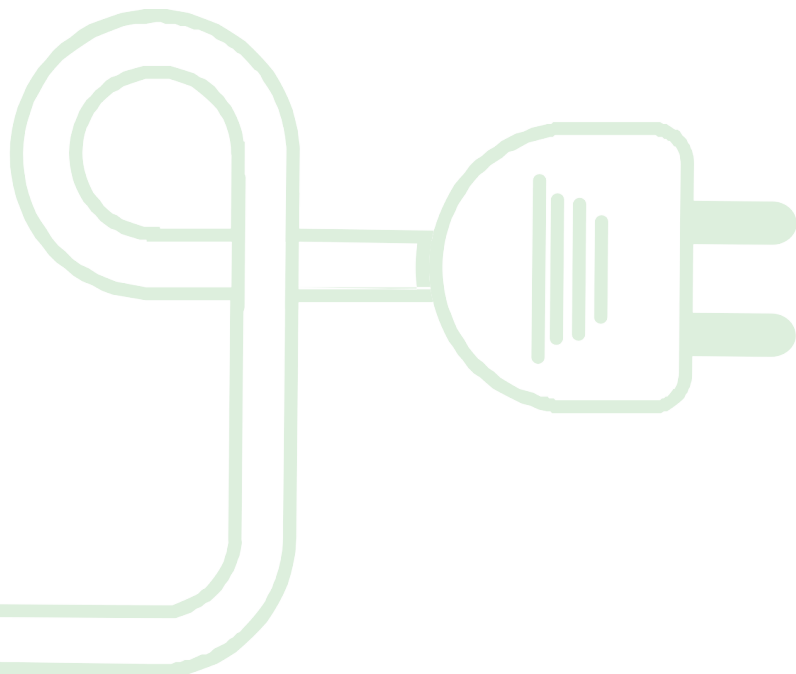
Nach langem Ringen wurde am 23. Juni 2016 das die intelligente Netzwende einläutende Digitalisierungsgesetz vom Bundestag verabschiedet und am 8. Juli 2016 noch unmittelbar vor der Sommerpause vom Bundesrat bestätigt ([wir berichteten](#)). Damit konnte das – das Herzstück des Digitalisierungsgesetzes bildende – neue Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) am 2. September 2016 in Kraft treten. Zu den ersten Entwürfen des Digitalisierungsgesetzes und deren kontroversen Bewertungen hatten wir bereits in unserem [Newsletter 1.2016](#) berichtet (sehen Sie dort die Seiten 17 bis 18). Nach Inkrafttreten des Gesetzes möchten wir nun die Gelegenheit nutzen, Ihnen einen kurzen Überblick über die wichtigsten Inhalte des Gesetzes zu geben und Sie darüber zu informieren, welche Auswirkungen das MsbG für Netz- und Anlagenbetreiber bereits jetzt hat.

Der steinige Weg zum Messstellenbetriebsgesetz

Von der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 2009/72/EG) aus dem Jahr 2009, die grundsätzlich und vorbehaltlich einer wirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse vorsieht, dass bis 2020 80 Prozent der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein sollen, bis zur gesetzgeberischen Umsetzung dieser Vorgabe mit dem nun verabschiedeten MsbG war es bekanntlich ein langer Weg. Dazwischen lagen erste Schritte mit der Einführung der Regelungen zu intelligenten Zählern im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die viel diskutierte Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst & Young ([abrufbar hier](#)), der in den Kinderschuhen stecken gebliebene Entwurf einer Messsystemverordnung, ein Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums (in dem noch geplant war, die Digitalisierung der Energiewende in einem Verordnungspaket durch die Exekutive ausgestalten zu lassen, [abrufbar hier](#)) und ein hoch kontroverses Gesetzgebungsverfahren.

So hatten im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens unter anderem Verbraucherschutzverbände, Prosumergruppen, Anlagenbetreiber und nicht zuletzt der Bundesrat deutliche Kritik an dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung geäußert. Diese Anregungen und Kritikpunkte sowie die immer wieder aufgeworfenen Zweifel an der dem Gesetz zu Grunde liegenden Kosten-Nutzen-Analyse blieben jedoch letztlich weitgehend ungehört. So wurden im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens insbesondere keine signifikanten Maßnahmen für mehr Wahlfreiheit für betroffene Verbraucher, Anlagenbetreiber und Mieter ergriffen (sogenannte Opt-in-/Opt-out-Modelle). Auch gab es keine weitergehenden Änderungen mehr im Hinblick auf die vielfach kritisch bewerteten neuen Vorgaben zu geänderten Markttrollen, Datenzuständigkeit und Marktkommunikation.

Am Ende dieses steinigen Prozesses stand zwar immerhin – und aus Sicht der betroffenen Praxis: endlich – ein fertiges Gesetz, das die Rahmenbedingungen des Smart-Meter-Rollouts und die digitale Zukunft der Energiewende näher konturiert. Jedoch hat es sich der Bundesrat nicht nehmen lassen, seine bereits im Verfahren geäußerte Kritik noch einmal deutlich zum Ausdruck zu bringen: Zwar hat sich der Bundesrat zu guter Letzt nicht dazu durchringen können, den Vermittlungsausschuss anzurufen und so weiteren Einfluss auf das MsbG zu



nehmen. Jedoch äußerte der Bundesrat in seinem entsprechenden Beschluss vom 8. Juli 2016 noch einmal deutlich sein Bedauern darüber, dass der Gesetzgeber die vielfältigen Anregungen aus der Praxis, von zahlreichen Verbänden und den Ländern ganz weitgehend unberücksichtigt gelassen hat (vgl. BR-Drucksache 349/16 (Beschluss), abrufbar [hier](#)).

Das Messstellenbetriebsgesetz – Was steckt drin?

Ohne hier einen umfassenden Überblick über die zahlreichen wichtigen Inhalte des Messstellenbetriebsgesetzes mit seinen immerhin 77 Paragraphen und seine vielfältigen Auswirkungen auf die gesamte Energiewirtschaft geben zu können, sei auf die in der Überschrift gestellte Frage geantwortet: Eine ganze Menge!

Im Kern soll das MsbG die intelligente Netzwende hin zum „Smart Grid“ einläuten, in dem die Erzeugung und der Verbrauch von Energie im regenerativen Gesamtsystem der Zukunft optimiert und gesteuert werden kann. Außerdem sollen intelligente Messsysteme dem Verbraucher die eigenen Verbrauchswerte und -muster transparent machen und ihn so bei der Entwicklung eines effizienteren Verbrauchsverhaltens unterstützen.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden im MsbG sämtliche das Messwesen betreffenden Grund- und Detailregelungen umfassend vereinigt. So regelt das MsbG ganz allgemein die Zuständigkeiten und vertragliche Beziehungen im Messwesen, aber auch die Voraussetzungen, Akteurspflichten und den Ablaufplan der flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler (sog. genannter Smart-Meter-Rollout). Außerdem enthält das Gesetz bezüglich der erhobenen Zählerdaten umfassende Regelungen zur Marktkommunikation und Datenflüssen, außerdem zu technischen und datenschutzrechtlichen Standards und entsprechenden Kontrollmechanismen.

Smart-Meter-Rollout: Die wichtigsten Regelungen für Anlagenbetreiber und Verbraucher

Der Start des Smart-Meter-Rollouts ist für 2017 vorgesehen und betrifft zunächst insbesondere größere Stromverbraucher und die Betreiber von Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. So ist der grundzuständige Messstellenbetreiber (in der Regel der Netzbetreiber) verpflichtet, in einem zeitlich genau vorgegebenen Rahmen bestimmte Betroffene schrittweise mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Diese intelligenten Messsysteme zeichnen sich im Wesentlichen durch zwei Dinge gegenüber herkömmlichen Messeinrichtungen aus: eine zeitgenaue Verbrauchserfassung (sog. moderne Messeinrichtung) und eine Kommunikationseinheit (sog. Smart-Meter-Gateway), über die Informationen zur Messung erfasst, verarbeitet und versandt werden können. Um die Kostenbelastung für die Betroffenen im Rahmen zu halten, sieht das MsbG dabei gesetzlich gestaffelte Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb vor.

Weiterhin bleibt es auch nach dem MsbG dabei, dass gewerbliche Drittanbieter von Messdienstleistungen am Markt mitmischen dürfen. Jedoch geht, vereinfacht gesagt, der Smart-Meter-Rollout künftig vor: Die Ausstattungspflicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers verdrängt also grundsätzlich die Entscheidung einzelner Betroffener, einen anderen Messstellendienstleister zu beauftragen, sofern dieser nicht selbst den Rollout-Vorgaben

gerecht wird. Außerdem enthält das MsbG einen differenzierten Anforderungskatalog an Messstellenbetreiber sowie die im Rahmen des Messstellenbetriebs zu schließenden Verträge. Von der Smart-Meter-Einbaupflicht durch die Netzbetreiber selbst sind zunächst nur Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 10.000 kWh (ab 2017) bzw. 6.000 kWh (ab 2020) sowie ab 2017 Betreiber von KWK- und EE-Anlagen mit einer Größe über 7 kW betroffen. Jedoch können optional auch kleinere Verbraucher und Anlagen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. So ist die Leistungsuntergrenze für Betreiber von Kleinanlagen nicht zwingend 7 kW. Vielmehr können ab 2018 Betreiber von EE- und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 kW zum Einbau von intelligenten Messsystemen verpflichtet werden. Außerdem können auch Haushalte mit einem geringeren Jahresverbrauch als 6.000 kWh ab 2020 von dem Smart-Meter-Rollout betroffen sein, wenn der Netzbetreiber entscheidet, sie mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

Auch gelten Sonderregeln für sogenannte Liegenschaftsmodelle: Ab dem 1. Januar 2021 kann der Anschlussnehmer (Hauseigentümer) unter bestimmten Voraussetzungen entscheiden, die gesamte Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen zu modernisieren. Diese Entscheidung gilt dann für sämtliche Anschlussnutzer (Mieter) und verpflichtet diese grundsätzlich dazu, den Einbau von Smart Metern hinzunehmen.

Das MsbG und das EEG – Zahlreiche Unklarheiten und erste Handlungsempfehlungen der Clearingstelle EEG

Aus Sicht des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bringt das MsbG zahlreiche, derzeit noch offene, Fragen mit sich. Denn im EEG finden sich einige spezielle Regelungen im Zusammenhang mit der Messung und den entsprechenden technischen Einrichtungen, bei denen sich nunmehr vielfach die Frage stellt, in welchem genauen Verhältnis sie zu dem im MsbG geregelten Pflichtengefüge zwischen den verschiedenen Marktbeteiligten stehen.

So war etwa bislang im EEG der Grundsatz enthalten, dass der Anlagenbetreiber selbst grundzuständig für die Messung ist und demgemäß auch die diesbezüglichen Kosten trägt. Eine Neuregelung im EEG 2014 sowie im EEG 2017 stellt nunmehr jedoch klar, dass die Regelungen des MsbG „unberührt“ bleiben, was wohl so viel heißt, wie dass die gesetzliche Grundzuständigkeit für die Messung mit dem Inkrafttreten des MsbG auf den Netzbetreiber übergegangen ist. Der Anlagenbetreiber darf zwar grundsätzlich sowohl einen Dritten beauftragen, als auch den Messstellenbetrieb selbst übernehmen, jedoch muss in diesem Fall gewährleistet sein, dass alle gesetzlichen Anforderungen des MsbG an den Messstellenbetrieb und die entsprechenden Verträge von dem Dritten oder gar dem Anlagenbetreiber selbst eingehalten werden. Auch ist zu beachten, dass das Messstellenbetriebsgesetz grundsätzlich nicht mehr vorsieht, dass Messstellenbetrieb und einfachere Messdienstleistungen (z.B. die Erfassung, Aufbereitung und Weitergabe von Zählerdaten) voneinander getrennt erbracht werden.

Zu der Frage, wie mit dieser tiefgreifenden Änderung im Pflichtengefüge zwischen Anlagen- und Netzbetreiber und ggf. auch von den Anlagenbetreibern beauftragten Messstellendienstleistern praktisch umzugehen ist, hat die Clearingstelle EEG am 20. Juli 2016 eine erste Handlungsempfehlung veröffentlicht (abrufbar [hier](#)). Im Kern rät die Clearingstelle EEG den Netz- und Anlagenbetreibern, sich proaktiv miteinander über die Weiterführung des Messstellenbetriebs abzustimmen, ohne dass sie hierfür auf Seiten des Netz- oder Anlagenbetreibers eine Rechtspflicht sieht. Die Clearingstelle EEG geht davon aus, dass, sofern keine solche explizite

Abstimmung erfolgt, der Messstellenbetrieb weiterhin bei demjenigen verbleibt, der diese Rolle vor Inkrafttreten des MsbG innehatte. Dies gelte aber nur, wenn derjenige (also auch etwa der Anlagenbetreiber oder ein Dritter) tatsächlich den vollständigen Messstellenbetrieb und nicht nur einzelne Messdienstleistungen erbringt und wenn sämtliche Anforderungen des MsbG an den Messstellenbetrieb eingehalten werden. Auf wie viele Fälle diese Voraussetzungen in der Praxis tatsächlich zutreffen und wie es dem Anlagenbetreiber selbst möglich sein soll, diese Voraussetzung zu prüfen, bleibt unklar. Auch die zu erwartenden geänderten Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den Einzelheiten der Marktkommunikation könnten hier künftig für weitere Einschränkungen sorgen. Zumindest aber wenn der Netzbetreiber sich ausdrücklich an den Anlagenbetreiber richtet und den Messstellenbetrieb als grundzuständiger Messstellenbetreiber übernehmen will, muss der Anlagenbetreiber sich ausdrücklich positionieren. Er muss in diesem Fall sein Wahlrecht nach dem MsbG ausüben und einen Dritten mit dem Messstellenbetrieb beauftragen oder diesen ausdrücklich selbst übernehmen. Auch dann gelten aber wieder sämtliche Regelungen und Anforderungen des MsbG.

Was erst einmal recht banal nach einem reinen Informationsaustausch zwischen Netz- und Anlagebetreiber klingen mag, zieht wiederum zahlreiche Folgefragen mit sich, die etwa den Einbau von und das Eigentum an den Messeinrichtungen und auch die damit einhergehenden Kostenfolgen und Entscheidungsrechte betreffen. Auch stellen sich verschiedene Fragen zu dem Verhältnis der nach dem MsbG einzubauenden Messsysteme und der nach dem EEG geltenden technischen Ausstattungspflichten (etwa zum Einspeisemanagement oder der Fernsteuerung für den Direktvermarkter). Es bleibt zu hoffen, dass die Marktakteure – ggf. unter Hilfestellung der Clearingstelle EEG – hier schnell zu möglichst pragmatischen wie rechtssicheren Lösungen finden werden. Das letzte Wort in Sachen Messrecht im EEG ist sicherlich noch nicht gesprochen...

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

SEKTORENKOPPLUNG

Hoffnungsschimmer für die Sektorenkopplung? – Experimentierklauseln zeigen Hemmnisse und Potenziale auf

Die Energiewende kann ohne die zunehmende Einbindung von Sektorenkopplungstechnologien nicht gelingen. Gemeint ist damit in den aktuellen energiepolitischen Debatten in der Regel der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme-, Mobilitäts- oder Industriesektor – etwas neumodischer auch bezeichnet als Power-to-X oder PtX.

So sollen die Erfolge, die die Förderung der Erneuerbaren im Stromsektor für die Energiewende bereits bringen konnte, mittelfristig auch der Dekarbonisierung der anderen Sektoren zu Gute kommen. Außerdem ist die Sektorenkopplung – eng verwandt mit Energiespeichertechnologien – eine wichtige Flexibilitätsoption im regenerativen Energiesystem der Zukunft. In Zeiten, in denen wertvoller grüner Strom wegen Netzengpässen immer häufiger abgeregelt, also sozusagen „weggeschmissen“ wird, drängt sich die Frage nach besseren Nutzungsalternativen immer mehr auf: Was läge näher, als mit beispielsweise Windstrom, der in Zeiten der Netzüberlastung nicht eingespeist werden kann, Wärme oder Wasserstoff zu erzeugen oder die elektrisch betriebene Firmenflotte zu laden?

Die Realität sieht derzeit leider noch anders aus: Auf solche innovativen Energiekonzepte ist das traditionelle und sektoral strikt getrennte Energierecht bislang nicht ausgelegt. Daher führt der bestehende regulative Rahmen der „alten Energiewelt“ in der Praxis allzu häufig dazu, dass Sektorenkopplungsprojekte sich nicht rechnen oder sich mit überzogenen administrativen Anforderungen konfrontiert sehen. So wird zum Beispiel im EEG 2017 die Eigenversorgung sogar gänzlich ausgeschlossen, sofern der Betreiber an einer Ausschreibung teilgenommen hat. Sektorenkopplungstechnologien sind damit in der Praxis erheblichen Hemmnissen ausgesetzt. Zwar finden sich erste Ansätze für einen entstehenden Rechtsrahmen für die Sektorenkopplung im Strommarktgesetz und anderen aktuellen Gesetzesvorhaben, ein wirklicher Durchbruch konnte hier allerdings bislang nicht erzielt werden (bei Interesse finden Sie [hier](#) einen aktuellen Fachaufsatz zu diesem Thema; sehen Sie zudem hierzu auch unseren Beitrag zu aktuellen Entwicklungen für Power-to-Gas im Kraftstoffsektor in diesem Newsletter).

Dies hat auch die Politik erkannt und will das Problem offenbar angehen: So ist geplant, im Zuge des aktuell laufenden Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung des am 1. Januar 2017 in Kraft tretenden EEG 2017 und des KWKG 2016 sogenannte Experimentierklauseln für Demonstrationsvorhaben zur Sektorenkopplung in EnWG, EEG und KWKG aufzunehmen. Dies hatte die Bundesregierung im Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2017 bereits angekündigt (vgl. BR-Drs. 310/16 (B), S. 37, abrufbar [hier](#)).

Im Kern geht es darum, im Rahmen von bestimmten Demonstrationsprojekten neue Regulierungskonzepte und Rahmenbedingungen zu erproben, um den – auch regulatorischen – Umbau des Energiesystems auf 100 Prozent erneuerbare Energieträger vorzubereiten. Durch punktuelle Abweichungen vom ansonsten geltenden Rechtsrahmen sollen so Lerneffekte

erzielt werden, die aufzeigen, wo derzeit die wesentlichen Hemmnisse zu finden sind und wie diesen begegnet werden kann. Partizipieren an den mit der Experimentierklausel einhergehenden partiellen Öffnungen können sogenannte SINTEG-Projekte im Rahmen des Programms „Schaufenster intelligente Energienetze – Digitale Agenda für die Energiewende“ (nähere Informationen finden Sie etwa [hier](#))

Insbesondere soll es unter anderem auch ermöglicht werden, im Rahmen von SINTEG-Projekten Anpassungen in Bezug auf die Belastung von Sektorenkopplungstechnologien mit Netzentgelten, der EEG-Umlage sowie sonstigen staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen vorzunehmen. So soll in der praktischen Anwendung überprüft werden, wie sich solche Änderungen auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien auswirken können.

Unser Fazit

Es ist erfreulich, dass die Politik auf die in der Praxis drängende Frage reagiert, ob und inwiefern Anpassungen am regulatorischen Rahmen nötig sind, um die Sektorenkopplung voran zu bringen. Ob hierfür räumlich und zeitlich doch sehr begrenzte Experimentierklauseln in der Fläche letztlich ausreichend sind, ist natürlich zu bezweifeln. Doch dies ist auch nicht das Ziel der Klauseln, sondern vielmehr die Schaffung eines Rahmens, in dem nicht nur technisch, sondern auch rechtlich-wirtschaftlich neue Wege gegangen werden können. Dem Gesetzgeber ist zuzugeben, dass der anstehende tiefgreifende Umbau des Energiesystems und damit auch des geltenden Energiewirtschaftsrechts noch viele Unsicherheiten birgt, deren Erprobung in vielerlei Hinsicht sinnvoll scheint. Es bleibt in jedem Fall zu hoffen, dass die Erprobung und Förderung der Sektorenkopplung in den nächsten Jahren beherzter als bislang voranschreitet und der regulatorische Rahmen mit der technischen Weiterentwicklung Schritt hält.

Ansprechpartner: Bettina Hennig & Dr. Steffen Herz

Power-to-Gas als Biokraftstoff: Geht es jetzt richtig los?

Ein Verordnungsentwurf weckt Hoffnungen in der Power-to-Gas-Branche: Kraftstoffe aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff sollen künftig auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden können.

Aktuelle Rechtslage: Keine Berücksichtigung von Power-to-Gas und Power-to-Liquid

Die Europäische Union verfolgt das Ziel, die Energiewende auch im Verkehrssektor voranzubringen. Bereits 2003 wurden europaweite Regelungen zur Einführung einer Kraftstoffquote eingeführt. Danach sind die Mineralölkonzerne verpflichtet, durch Beimischung von Biokraftstoffen eine bestimmte Treibhausgasminderung zu erreichen (aktuell: 3,5 %, ab 2017: 4 %, ab 2020: 6 %). Alternativ zur Beimischung von Biokraftstoffen kann die Treibhausgasminderung auch dadurch erreicht werden, dass ein Dritter, der eigentlich nicht verpflichtet ist, Biokraftstoffe (mit-) vertankt, z.B. Biomethan an Erdgastankstellen (sog. Quotenhandel). Eine Auswei-

tung des sog. Quotenhandels auf strombasierte Kraftstoffe, insbesondere auf Kraftstoffe aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff, ist in den vergangenen Jahren auf europäischer Ebene intensiv diskutiert worden und schließlich in der EU-Richtlinie 2016/652 des Rates vom 20. April 2015 verankert worden.

Der Verordnungsentwurf: Technologieneutralität Fehlanzeige

Das Bundeswirtschaftsministerium hat nun einen Referentenentwurf für eine „*Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen*“ (37. BImSchV-RefE) vorgelegt, um die europäischen Vorgaben umzusetzen und insbesondere die Rolle von Power-to-Gas-Technologien im Mobilitätsbereich zu stärken.

Anders als bislang sollen künftig auch sogenannte strombasierte Kraftstoffe unter bestimmten Voraussetzungen auf die Kraftstoffquote angerechnet werden können. Die zulässigen Energiequellen und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen sind in einer Anlage zur Verordnung aufgelistet.

Diese dem Referentenentwurf als Anlage 1 beigefügte Liste ist dabei restriktiv gefasst. Während sich Wasserstoff aus der Verstromung von Kohle darin findet, sucht man darin bislang z.B. die biologische Methanisierung ebenso wie verflüssigtes synthetisches Methan und synthetischen Diesel vergebens:

Kraftstoff	Rohstoffquelle und Verfahren	Spezifische Treibhausgasemissionen (in kg CO ₂ Äq pro GJ)
Komprimiertes synthetisches Methan	Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	3,3
Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	9,1
Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Kohle	234,4
Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Kohle mit Abscheidung und Speicherung von CO ₂ aus Prozessemissionen	52,7

Zudem werden die entsprechend ermittelten Treibhausgasemissionen je nach Antriebseffizienz gemäß einer weiteren Anlage zur Verordnung durch Anpassungsfaktoren korrigiert. Verbrennungsmotoren werden dabei mit dem Faktor 1 belegt, während die Treibhausgasemissionen wasserstoffzellengestützter Elektroantriebe mit dem Faktor 0,4 multipliziert werden. Bei Strom aus „nicht-biogenen erneuerbaren Energien“ handelt es sich nach dem Verord-

nungsentwurf um Strom aus Wasserkraft, Windenergie, solarer Strahlungsenergie und Geothermie.

Strom aus dem Netz nur bei Altanlagen erlaubt

Voraussetzung für die Anwendung der Werte gemäß der Anlage 1 zur Verordnung ist, dass der eingesetzte Strom nicht aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen worden ist. Durch die Vorgabe der direkten Nutzung des Stroms soll die Netzdienlichkeit der Power-to-Gas-Anlagen gewährleistet werden.

Nur Altanlagen, die erstmals vor dem 25. April 2015 Kraftstoff produziert haben, dürfen auch Strom aus erneuerbaren Energien nutzen, der dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen worden ist.

Die entsprechenden Nachweise für die jeweilige Herkunft des Stroms werden im Verordnungsentwurf detailliert geregelt.

Fazit

Durch die Öffnung des Biokraftstoff- bzw. des Treibhausgasquotensystems für Power-to-Gas können erhebliche neue Impulse für den Sektor ausgehen.

Es stellt sich allerdings die Frage, ob die Bundesregierung auch beabsichtigt, diese Impulse wirklich konsequent zu setzen. Zu bedauern ist insoweit zunächst, dass zwischen dem Erlass der EU-Richtlinie und der Vorlage des Verordnungsentwurfs bereits eineinhalb Jahre vergangen sind.

Der Entwurf der 37. BImSchV stellt nun für die in der Anlage 1 genannten Technologien jedenfalls einen ersten Schritt zu einer verstärkten Anwendung im Kraftstoffsektor dar. Die Aufzählung der zulässigen Technologien erscheint indessen angesichts der Bandbreite der inzwischen verfügbaren Herstellungsverfahren von Power-to-Gas und Power-to-Liquid noch unvollständig und bedarf der Ergänzung.

Ferner ist auch der Vorschlag des Ordnungsgebers, Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung nicht für die Erzeugung des Speichergases zuzulassen, nur auf den ersten Blick nachvollziehbar. Denn diese Voraussetzung greift unnötig stark in die Gestaltungsmöglichkeiten der Akteure bei der Standortwahl ein. Die Netzdienlichkeit der Power-to-Gas-Anlagen kann jedoch auch auf andere Weise sichergestellt werden, ohne dass die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Netz ausgeschlossen wird.

Ob die Verordnung Power-to-Gas im Kraftstoffsektor entscheidend voranbringen wird, kann daher erst beurteilt werden, wenn die verabschiedete Fassung vorliegt und feststeht, ob der Anwendungsbereich ausgeweitet wird und ein Kriterium für die Netzdienlichkeit entwickelt wird, das die Errichtung von Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen an sinnvollen Standorten ermöglicht.

Ansprechpartner: Dr. Florian Valentin & Dr. Hartwig von Bredow

NÄCHSTE VORTRÄGE

Neujahrsempfang Regionalgruppe Wendland

Dr. Hartwig von Bredow
10. Januar 2017 in Berlin

Energierrecht aktuell: Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, KWKG, EEG und EnEV

Dr. Hartwig von Bredow
16. Januar 2017 in Dresden
28. März 2017 in Oldenburg
30. Juni 2017 in Berlin
6. September 2017 in Halle / Saale

Speicherworkshop von BEE, BSW Solar, BVES und DIHK

Dr. Florian Valentin
20. Januar 2017 in Berlin

STORAGEDAY XXL

Bettina Hennig
26. Januar 2017 in Berlin

Alles rund um den Strom: Eigenversorgung, Direktlieferung, Strombezug, Speicher, Power-to-Heat, Stromsteuer & EEG-Umlage

Dr. Hartwig von Bredow
2. März 2016 in Steinfurt

Infotag Windenergie: Praxistipps für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren

Dr. Steffen Herz
17. März 2017 in Wolfsburg

Rechtliche Rahmenbedingungen von Energiespeicherprojekten

Dr. Florian Valentin
27. März 2017 in Düsseldorf
4. Mai 2017 in Frankfurt / Main

VERÖFFENTLICHUNGEN

Aufsätze

Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr – Die Entstehung eines Rechtsrahmens für die Sektorkopplung?

Prof. Dr. Christian Buchmüller und Bettina Hennig

ZNER - Zeitschrift für neues Energierecht 5/2016, S. 384 - 391

Ausgewählte Rechtsfragen dezentraler Energiekonzepte – Teil 2: Mobile Energiespeicherung (Elektromobilität)

Dr. Steffen Herz & Bettina Hennig

ZNER – Zeitschrift für neues Energierecht 2/2016, S. 132 – 136

Ausgewählte Rechtsfragen dezentraler Energiekonzepte – Teil 1: Eigenversorgung und Energiespeicher

Dr. Steffen Herz & Bettina Hennig

ZNER – Zeitschrift für neues Energierecht 1/2016, S. 30 - 37

Neues aus dem Energierecht – das EEG 2017

Dr. Katrin Antonow

NJ – Neue Justiz 9/2016, S. 372 - 376

EEG-Entwurf setzt ambivalente Signale für Speicher

Bettina Hennig

PV-Magazine 6/2016, S. 62 – 64

Die Stromsteuer und das EEG – Doppelförderung ade?

Dr. Hartwig von Bredow und Dr. Katrin Antonow

BiogasJournal 6/2016, S. 126 - 128

Das ist Ihr Recht – Ausschreibungen für Biomasse nach dem EEG 2017

Joule 6/2016, S. 11

www.joule.agrarheute.com

Das ist Ihr Recht – Rückwirkende Doppelförderung

Joule 5/2016, S. 10

www.joule.agrarheute.com

Das ist Ihr Recht – Stromspeicher im Kabinettsentwurf E-EEG 2016

Joule 4/2016, S. 10

www.joule.agrarheute.com

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.

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