

Abschlussbericht (§ 12 Abs. 1 ABFE-BMU) - Angewandte Forschung zu Rechtsfragen des Strommarktdesigns und des Kraft-Wärme- Kopplungsgesetzes (KWKG) bei der Novellierung der energiewirtschaftsrechtlichen Rechtsrahmens einschließlich KWKG

FKZ: UM19 43 0010

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) sowie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

erstellt durch

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)
Magazinstraße 15 – 16, 10179 Berlin
Tel.: +49 (0)30 / 4081870-10
Fax: +49 (0)30 / 4081870-29
E-Mail: info@ikem.de

Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbB
Stresemannstraße 121, 10963 Berlin
Telefon: +49 (0)30 / 2009 547-0
Fax: +49 (0)30 / 2009 547-19
E-Mail: joly-mueller@bhw-energie.de

Berlin, 3. Juni 2022

Inhaltsverzeichnis

A. Darstellung Gesamtvorhaben 10

B. Überblick über die wichtigsten erbrachten Leistungen 10

C. Wesentliche Zuarbeiten im Einzelnen (in Auszügen) 16

 I. Rechtliche Zuarbeit im Rahmen von EU-Gesetzesvorhaben..... 16

 1. Rechtliche Zuarbeit zur Vorbereitung der Position zur Novelle der AGVO
 (22.10.2021) 16

 2. Rechtliche Stellungnahme Umsetzungsbedarfe Clean Energy Package zu
 Eigenversorgung, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften und Bürgerenergie
 (05.05.2020) 16

 a. Befreiungen von Abgaben, Umlagen und Entgelten 17

 b. Mehrpersonenverhältnisse/ Mieterstrom 17

 c. Speicher 18

 d. Rechte von EE-Gemeinschaften..... 19

 e. Rechte von Bürgerenergiegemeinschaften..... 19

 II. Rechtliche Zuarbeit im Rahmen von nationalen gesetzlichen oder
 verordnungsrechtlichen Vorhaben..... 19

 1. Gasversorgungssicherheit (LNG-G)..... 19

 a. Zuarbeit bei der Erstellung eines Entwurfs für ein LNG-
 Beschleunigungsgesetz: Kurzgutachten zum Einsatz von Projektmanagern
 zur Realisierung von LNG-Projekten (Auszüge) (April 2022) 19

 b. Rechtliche Bewertung im Zuge der Verordnung zur Verbesserung der
 Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland
 (LNG-VO) vom 14.03.2019 20

 2. EE-Ausbau 22

 a. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung für die Erstellung des BMWK-
 Referentenentwurfs „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen
 beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen
 im Stromsektor“ (EEG-Osterpaket, Februar 2022) 22

 b. Kurzanalyse zur Vorbereitung eines Gesprächs zur Novelle der
 Erneuerbaren-Energien-Ausführungsverordnung zwischen BMU
 Staatssekretär Flasbarth mit BMWi Staatssekretär Feicht 15.10.2019 22

 c. Rechtliche Zuarbeit zur Förderung der Bioabfallvergärung durch das
 EEG (12.10.2020)..... 23

 d. Rechtliche Zuarbeit zu EEG-Novelle 2021 (November – Dezember 2020) 24

 e. Beitrag zur Anschlussförderung für Altholzanlagen im Rahmen der EEG-
 Novelle (01.04.2021)..... 24

3. EnWG-Novellen	25
a. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der EnWG-Novelle (Osterpaket, März 2022)	25
b. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Kabinettdorlage „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen“ (21.07.2020)	26
c. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Kabinettdorlage „Entwurf einer Verordnung zur Umsetzung pandemiebedingter und weiterer Anpassungen in Rechtsverordnungen auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes“ (13.08.2020 und 12.01.2021)	26
d. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Sitzung des Umweltausschusses zur Entschließung des Bundesrates für eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch eine Reform der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Stromspeichern (18.09.2020)	27
e. Rechtliche Zuarbeit für das BMUV als beteiligtes Ressort zur Stellungnahme zum Referentenentwurf – „Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG)“ (11.01.2021)	27
4. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung der Entschließung des Bundesrates – Digitalisierung der Energiewende - Rasche Umsetzung der Strombinnenmarkttrichtlinie (RL 2019/944/EU) (05.06.2020)	28
5. Stromnetzausbau	29
a. Rechtliche Bewertung im Zuge des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0)	29
b. Novelle Bundesbedarfsplangesetz	31
c. Rechtliche Stellungnahme zur Integration des Einspeisemanagements in das Redispatch-Regime (30.01.2019)	33
6. Wasserstoff-Ausbau	34
a. Rechtliche Zuarbeit für das BMUV als beteiligtes Ressort zur Bewertung des Referentenentwurfs – „Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ (02.07.2021)	34
b. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung eines Regelungsrahmens für Wasserstoffinfrastruktur im EnWGÄndG	35
7. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung des Referentenentwurfs zur Änderung der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) (20.08.2021)	37

8.	Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung des Entwurfs einer Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Juli bis September 2021).....	37
III.	Juristische Auswertungen von Berichten und Studien	38
1.	Auszug aus der Bewertung des vom BDEW erstellten Positionspapiers zur Sektorkopplung und PtG	38
2.	Rechtliche Stellungnahme zum Diskussionspapier des BDEW zum Umsetzungsbedarf in Sachen Strommarktdesign im EU-Winterpaket (24.04.2020)	39
3.	Juristische Kurzanalyse eines Gutachtens der Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. zum Netzausbaubereich (31.03.2020)	41
4.	Juristische Kurzanalyse zum Positionspapier „Das Bürgerenergiekonzept für Zukunftsindustrien – So wird Deutschland das Land mit dem saubersten und günstigsten Strom weltweit“ der CDU Hamburg (17.02.2020)	41
a.	Einordnung grüner Staatsanleihen	42
b.	Verwendung von grünen Staatsanleihen zur Finanzierung der EEG-Umlage	42
5.	Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung einer Stellungnahme zum vorläufigen Prüfungsergebnis der BNetzA zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 und Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (10.10.2019) ..	43
a.	Alternativenprüfung P 43/P44	43
b.	Integrierte Strom- und Gasnetzplanung.....	44
c.	Engpassfreies Netz	44
d.	Blindleistungsbedarf	44
6.	Kurzanalyse zum Mieterstrombericht der Bundesregierung (26.09.2019)...	44
7.	Kurzanalyse der vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 und Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (04.08.2019)	45
8.	Juristische Kurzanalyse des BDEW Diskussionspapiers „Marktregeln für eine erfolgreiche Sektorkopplung“ (03.07.2019).....	46
a.	Zur Anerkennung grüner Gase durch Primärenergiefaktoren (PEF) im GEG.....	46
b.	Zur Quote bei Ausschreibung, z. B. für Schienenverkehr, die nicht elektrifiziert betreiben werden	47
c.	Zum Vorschlag „Nutzen statt abregeln“ – für Zeiten netzdienlichen Strombezugs (Ver-hinderung der Abregelung) Befreiung von Umlagen (besonders EEG)	47

d. Zur Festschreibung der Anrechenbarkeit von grünem Gas und grüner Wärme	47
e. Zur Weiterentwicklung der Abgaben- und Umlagesystematik.....	48
f. Gesamtbewertung	48
9. Rechtliche Stellungnahme zur vom UBA beauftragten Kurzstudie zum Klimabeitrag von LNG (17.04.2019)	48
a. Zum Sachverhalt.....	48
b. Bewertung	49
10. Juristische Kurzbewertung des WBGU-Hauptgutachtens "Unsere gemeinsame digitale Zukunft" bezüglich digitaler Lösungen im Energiebereich (11.04.2019)	49
IV. Juristische Auswertungen von Projekten	50
1. Rechtliche Zuarbeit zur Beurteilung des Projekts „NeuConnect“ (07.01.2021)	50
a. Lösung	51
b. Anpassung der Abschreibungsdauer / Projektlaufzeit auf beiden Seiten des Kabels.....	51
2. Juristische Kurzanalyse eines Wasserstoff-Projekts (10.02.2020)	52
3. Kurzanalyse Vorstellung eines H ₂ -Projektes (23.05.2019).....	53
4. Bewertung eines Projekts zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff im Rahmen der Reallabore	54
V. Sonstige Stellungnahmen und juristische Zuarbeit zu diversen energierechtlichen Themen.....	56
1. Rechtliche Zuarbeit zu Stromnetzen	56
a. Fragen der Beschleunigung des Netzausbaus – Netzentwicklungsplan (NEP) 2021-2035 (August bis Oktober 2021)	56
b. Juristische Zuarbeit zur Frage der Berücksichtigung der Treibhausgasemissionsminderungsziele im Netzentwicklungsplan (Juni 2021).....	58
c. Rechtliche Zuarbeit bei der Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (April 2021).....	59
d. Szenariorahmen.....	60
e. Kurzanalyse des Szenariorahmens 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber (17.02.2020).....	64
f. Kurzanalyse des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (13.05.2019)	65

g. Erstellung eines Kurzpapiers zur Nutzung der 450 MHz-Frequenz (06.09.2020)	67
h. Rechtliche Zuarbeit zu Fragen der Digitalisierung und Flexibilisierung (Juli bis August 2021).....	68
i. Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung eines Kurzpapiers zu Regelenergie und Mischpreisverfahren (29.07.2019).....	70
2. Rechtliche Zuarbeit zu EE-Vermarktung.....	72
a. Grünstromvermarktung (10.02.2021)	72
b. Rechtliche Zuarbeit zu PPAs (05.02.2021).....	73
3. Rechtliche Zuarbeit zur Stellungnahme zur Förderung von Grubengas durch Klimaschutzverträge (02.07.2021).....	74
4. Rechtliche Zuarbeit zu Biomasse	74
a. Rechtliche Stellungnahme zur Berücksichtigung der Bioenergie im Kohleausstiegsgesetz (Februar 2020)	74
b. Rechtliche Bewertung der BMU Position zur Biomassenutzung und Förderung im EEG (Februar 2020).....	76
c. Kurzanalyse Vorschläge MdL Hauk zur Perspektive und Beitrag von Biomasse für den Klimaschutz (21.05.2019).....	77
d. Rechtliche Zuarbeit zum Thema „Siebüberlauf als Biomasse iSd BiomasseV“	78
5. Kurzanalyse zur rechtlichen Einordnung von Speichern hinsichtlich Abgaben, Umlagen und Entgelte (22.10.2019).....	78
a. Bei Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung	79
b. Bei Strombezug innerhalb einer Kundenanlage	79
c. Aktuelle Entwicklungen	80
6. Rechtliche Zuarbeit zu Abwärmenutzung – Abwärmenutzung und mgl. Förderung nach KWKG (21.06.2020).....	80
7. Juristische Kurzanalyse des Antrages des Landes Niedersachsen im Bundesrat für den umfassenden Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft (11.10.2019).....	82
8. Rechtliche Zuarbeit zu e-mobility	82
a. Juristische Kurzanalyse und Einordnung der Refinanzierung von Elektroladesäulen (16.09.2019).....	82
b. Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung eines Kurzpapiers zur Integration der Elektromobilität im Verteilernetz (11.03.2019).....	83
9. Rechtliche Stellungnahme zur Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (14.02.2020).....	84

VI. Gesprächs- bzw. Terminvorbereitungen.....	84
1. Erstellung eines Sachstandes zu den aktuellen Planungen der Bundesregierung bei der Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung für ein Gespräch BMWK mit Senator (Hamburg) (28.04.2022)	84
a. Energiesofortmaßnahmenpaket.....	84
b. LNG-Beschleunigungsgesetz	85
c. Steuerungsgruppe zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung und Pakt für Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung	85
2. Erstellung von reaktiven Sprecherelementen mit Hintergrund zur Aussetzung der Zertifizierung für Nord Stream 2 durch die BNetzA (16.11.2021)	86
3. Rechtliche Zuarbeit zu einem Gespräch mit einem Netzbetreiber zur Grünstromnutzung für Verlustenergie (29.06.2021).....	86
4. Rechtliche Zuarbeit zu Keynote PStS zu einem Vortrag zum Klimaschutzprogramm 2030 (22.01.2020).....	88
5. Rechtliche Zuarbeit zur Vorbereitung eines Workshops auf AL-Ebene zur Bedeutung Elektromobilität in der Energiewende (03.06.2019).....	89
6. Rechtliche Stellungnahme zum Thema Speicher und Abgaben und Umlagen für ein Gespräch zwischen UAL IK III mit Vertretern der chemischen Industrie (05.09.2019).....	90
7. Rechtliche Einordnung der Energieautarkie von Kommunen und Potentiale der Wasserstoffnutzung zum Gespräch von PSt mit der Gemeinde Neuendettelsau (30.09.2019)	91
8. Auszug aus einer vorbereitenden Stellungnahme zu Positionen eines Energieversorgers im Zusammenhang mit Power to Gas	93
9. Vorbereitung zu rechtlichen Themen für Interviewanfrage des ZDF an Herrn Sts Flasbarth (09.07.2021).....	93
a. Aussagen aus Klima- und Umweltsicht zu Erdgas und dessen Perspektive:	94
b. Reduzierung Erdgasverbrauch allgemein	94
c. Erdgasbedarf und -förderung	94
d. Erdgas im Wärmebereich.....	94
10. Rechtliche Zuarbeit zum Gespräch Frau BMin mit MdB Junge (Wahlkreis Grevesmühlen (09.08.2021)).....	95
a. KWKG	95
b. EEG 2021	95
c. ARegV – Kostenerkennung Redispatch.....	96
d. Stromsteuergesetz.....	96

11. Rechtliche Analyse des Asset-Tauschs RWE – e.on zum Telefonat Ministerin am 10.05.2019	96
12. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Bundesverband Mittelständische Wirtschaft (BVMW) (23.04.2020).....	97
13. Rechtliche Analyse im Vorfeld des Gesprächs Sts Flasbarth mit einem ÜNB (24.04.2020)	97
14. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) (11. 05.2020)	99
15. Rechtliche Zuarbeit Gespräch Ministerin mit dem h2-Netzwerk Ruhr e.V. im Wasserstoff-Kompetenzzentrum Herten und BP Gelsenkirchen (05. 06.2020)	99
16. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Gespräch mit Vorstandsvorsitzende TenneT, Manon van Beek (13.11.2020)	100
17. Rechtliche Zuarbeit zur Diskussion PSts Schwarzelühr-Sutter im Rahmen des VKU-Stadtwerkekongress (15.09.2020)	102
18. Rechtliche Zuarbeit für die Teilnahme der Ministerin Veranstaltung „Städte im Klimawandel“ (17.08.2020).....	103
19. Rechtliche Zuarbeit Gespräch mit einem EVU (15.04.2021).....	105
a. Grünstromvermarktung	105
b. Power-Purchase-Agreements (PPA)	106
20. Juristische Zuarbeit zur 63. Amtschefkonferenz (ACK)/ 92. Konferenz der Umweltminister des Bundes und der Länder (UMK) zu Top 20: Hemmnisse für die Energiewende und den Klimaschutz beseitigen vom 06.- 10.05.2019.....	107
21. Kurzanalyse zur Vorbereitung des Kamingesprächs zur 63. Amtschefkonferenz (ACK)/ 92. Konferenz der Umweltminister des Bundes und der Länder (UMK) am 09.05.2019	108
22. Juristische Zuarbeit zur Vorbereitung eines Treffens der Hausleitung mit dem Verband Zukunft Erdgas e.V. am 30.04.2019	109
23. Stellungnahme zu einem Projekt zur Gewinnung von „blauem Wasserstoff“ zur Vorbereitung eines Gesprächstermins mit den Projektbeteiligten (08.09.2019).....	110
VII. Beantwortung von Schreiben, Bürgeranfragen etc.	111
1. Rechtliche Stellungnahme Schreiben auf ein Schreiben eines EVU an MdL Michael R. Hübner (27.01.2020)	111
2. Auszug aus der Bewertung der Darstellung zum Klimaschutz-Potenzial von Fracking für eine Stellungnahme zu einer Anfrage an Frau Ministerin	112
VIII. Begleitende Teilnahme an Projektsitzungen, Arbeitskreisen und Gesprächsterminen	113

D.	Vergleich des Standes des Vorhabens mit der ursprünglichen (bzw. mit Zustimmung des AG geänderten) Arbeits-, Zeit- und Kostenplanung	114
E.	Aufwand für die erbrachten Leistungen.....	114

A. Darstellung Gesamtvorhaben

Auftragnehmer: Schweizer Franke Matzner Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH

Unterauftragnehmer: IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie & Mobilität e.V.

Ihr Zeichen: FKZ: UM19 43 0010

Bezeichnung: Angewandte Forschung zu Rechtsfragen des Klimaschutzes in Bezug auf Netzausbau/-umbau, dezentrale klimaschonende Energieerzeugung, Beitrag von Sektorenkopplung, KWK, Speichern und Bioenergie

Laufzeit und

Berichtszeitraum: 08.01.2019 bis 31.05.2022

Alle energieverbrauchenden Sektoren müssen im Zuge eines Transformationsprozesses in Zukunft ihren Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen decken. Für das Energiesystem erfordert dies einen grundlegenden Umbau aller Bereiche der Wirtschaft und Gesellschaft.

Das Vorhaben hat rechtliche Unterstützungsleistungen insbesondere im Bereich des Klimaschutzes in der Energieversorgung erbracht. Beigetragen wurde in den Bereichen Energieerzeugung, Energieverbrauch, Sektorenkopplung, Netzausbau und -umbau, Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung sowie im Bereich der europäischen Rechtsentwicklung.

Die Bietergemeinschaft besteht aus den Rechtsanwaltskanzleien (i) Schweizer Legal – Schweizer Franke Matzner, Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB und (ii) Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH. Diese Bietergemeinschaft ist somit Auftragnehmer, wobei die Vertretungsbefugnis ursprünglich bei der Schweizer Legal – Schweizer Franke Matzner, Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB lag. Mit Wirkung zum 01.10.2020 wurde die Vertretungsbefugnis auf die Boos Hummel & Wegerich Rechtsanwälte PartGmbH übertragen. Darüber hinaus besteht die Unterbeauftragung mit dem IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie & Mobilität e.V. für dieses Vorhaben seit dem 05.01.2021.

Aufgrund der Neuordnung der Bundesministerien durch die neue Bundesregierung der 20. Legislaturperiode, haben die (Unter-)Auftragnehmer bis zum 15.03.2022 Leistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV, Referat IK III 4) und ab dem 16.03.2022 Leistungen für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, Referat K B 4) erbracht.

B. Überblick über die wichtigsten erbrachten Leistungen

Ziel des Vorhabens war die praxisorientierte rechtssichere Berücksichtigung der klimaschutzpolitischen Interessen der Auftraggeberin zur Änderung und Fortentwicklung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) einschl. der Verordnungen zum EnWG, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)

einschl. Verordnungen, des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG), des europäischen Rechtsrahmens sowie zu energierechtlich relevanten Fragestellungen des Umwelt-, Handels- und Gesellschaftsrechts, Steuerrechts, Baurechts, Landesrechts (z. B. Vorgaben für Erstellung von Wärme-/Kälteplänen, Anschluss- und Benutzungszwang, landesrechtliche Vorgaben, die für die Realisierung von EE-Anlagen relevant sind).

Neben der Analyse des geltenden Rechtsrahmens sollten insbesondere Konzepte und Strategien aus juristischer Sicht in Form von Memos, Vermerken und Gutachten analysiert, bewertet oder erarbeitet werden. Diese Regelungsvorschläge unterstützten das Interesse des BMUV / BMWK bei der Umsetzung der Klimaziele im Rahmen des Energierechts und an der Schaffung der Rahmenbedingungen für ein nachhaltiges Energiesystem.

Im Rahmen des Vorhabens wurden gemäß Auftrag folgende Leistungen erbracht:

- Ausbau Erneuerbarer Energien und Wasserstoff
 - Mitwirkung an Analysen, Vorbereitung von Stellungnahmen und Berichten im Zuge der Novellierung der Erneuerbaren-Energien-Ausführungsverordnung zum Netzausbaugebiet;
 - Prüfung des BMWK-Entwurfs zur Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone
 - Prüfung des BMWK-Referentenentwurfs eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor im Zusammenhang mit Neuregelungen zum EEG 2023 (EEG und EnUG);
 - Prüfung juristischer Fragen im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Grünstromkennzeichnung und -vermarktung
 - Prüfung der rechtlichen Auswirkungen der Wasserstoffnutzung vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der Bundesregierung sowie Bewertung der Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens für den Einsatz von Erdgas und gasförmigen Energieträgern in den Nachfragesektoren;
 - Mitwirkung an Voten zu Wasserstoff im Vorfeld der COP26 und im Zusammenhang mit H2Global;
 - Mitwirkung an der Vorbereitung von Stakeholder Workshops zur Bedarfsanalyse für die Nationale Wasserstoffstrategie (Erarbeitung von Fragen an Teilnehmer) sowie passive Teilnahme an dem Stakeholder-Workshop des BMWK am 03.03.2022 zu Fragen der Wasserstoffinfrastruktur in der Nationalen Wasserstoffstrategie;
 - Erarbeitung von Änderungsvorschlägen für den Bundesbericht Forschung & Innovation 2022 im Hinblick auf Wasserstoff;
 - Mitwirkung an Vorbereitungen für die Sitzung des Nationalen Wasserstoffrats am 04.02.2022;
 - Mitwirkung an Vorbereitungen für eine Rücksprache mit Staatssekretär

Graichen zum Markthochlauf Wasserstoff am 22.02.2022;

- Mitwirkung an Vorbereitungen für ein Sonder-Energieministertreffen am 08.03.2022 insbesondere zu Fragen im Zusammenhang mit Wasserstoff;
- Mitwirkung an der Vorbereitung einer Stellungnahme der Bundesregierung zum 8. Sektorgutachten Energie der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG im Zusammenhang mit Wasserstoff;
- Biomasse
 - Prüfung juristischer Fragen im Zusammenhang mit energetischer Biomassenutzung, insbesondere und auch vor dem Hintergrund neuer oder geplanter Fördermaßnahmen und -instrumente;
 - Teilnahme am regelmäßig stattfindenden Biomasse Jour Fixe und sonstigen Biomasse-Besprechungen zwischen dem Umweltbundesamt (UBA) und weiteren BMUV-Fachreferaten;
 - Mitwirkung an Analysen, Berichten und Stellungnahmen im Zusammenhang mit möglichen Fehlanreizen zur Nutzung von Biomasse im Rahmen des Fit-For-55-Pakets;
 - Mitwirkung an einer Leitungsvorlage für den Parlamentarischen Staatssekretär Krischer bzgl. einer Schirmherrschaft der Initiative Holzwirtschaft;
 - Mitwirkung an der Erstellung einer Vorlage für den Staatssekretär Graichen bzgl. einer Gesprächsanfrage des Hauptstadtbüro Bioenergie zur Zukunft der Bioenergie in der deutschen Klimaschutzpolitik;
 - Prüfung des BMWK-Referentenentwurfs des sog. „Osterpakets“ im Zusammenhang mit Neuregelungen zu Ausbaupfaden und Ausschreibungsmengen Biomasse (EEG);
- Erdgas / Liquefied Natural Gas (LNG) im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele
 - Prüfung der rechtlichen Auswirkungen der Erdgasnutzung vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der Bundesregierung sowie Bewertung der Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens für den Einsatz von Erdgas in den Nachfragesektoren / Bereichen Strom, Wärme, Verkehr;
 - Erstellung von reaktiven Sprecherelementen mit Hintergrund zur Aussetzung der Zertifizierung für Nord Stream 2 durch die Bundesnetzagentur;
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten im Zuge der Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland;
 - Prüfung von Papieren und Verfassung von Stellungnahmen zur Sektorenkopplung und zum Einsatz synthetischer Gase sowie zur Nutzung

- von LNG und Erdgas einschließlich (Erdgas-)Infrastruktur;
 - Zuarbeit bei der Vorbereitung für die Erstellung eines Gesetzentwurfs für ein LNG-Beschleunigungsgesetz;
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
 - Juristische Begleitung von KWK-Beihilfeverfahren vor den europäischen Gerichten (Rs. T-409/21; T-690/21 und zu den verbundenen Rs. C-702/20 und C-17/21 (DOBELES HES u.a.));
 - Prüfung des BMWK-Referentenentwurfs eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor im Zusammenhang mit Neuregelungen zur KWK-Umlage (EnUG und KWKG);
 - Prüfung von Entwürfen der EED im Rahmen des Fit for 55-Pakets im Zusammenhang mit der Neudefinition der hocheffizienten KWK (Anlage 3);
- Stromnetze
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten zum Handlungsbedarf im Rahmen des Netzausbaus und zur Digitalisierung;
 - Rechtliche Kurzanalysen und Stellungnahmen zum Regelrahmen Netzausbau und Bundesbedarfsplangesetz, Netzentwicklungsplan Strom, Offshore-Netzentwicklung im Rahmen des Flächenentwicklungsplans;
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten im Zuge des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0);
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten im Zuge des Netzentwicklungsplan 2030 mit Stand 2019;
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten im Zuge des Szenariorahmens 2035 mit Stand 2021;
- Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten im Zuge des Netzentwicklungsplan 2035 mit Stand 2021/2022; Strommarktdesign (insb. Lastflexibilität/Speicher)
 - Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten zum Strommarktdesign;
 - Rechtliche Kurzanalysen zum Themenkomplex Integration Elektromobilität, steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Integration Erneuerbarer Energien in die Verteilnetze sowie Flexibilisierung der Stromnetze und Speicher;
 - Mitwirkung an der Bewertung des BMWK-Referentenentwurfes zur system-/ netzdienlichen Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (Speichern, batterieelektrischer Fahrzeuge etc.) im Stromnetz ();
- Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung
 - Mitwirkung an der Erstellung einer Vorlage für den Staatssekretär Graichen

- zur Beschleunigung des Netzausbaus (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan und BBPIG) im Lichte der Ziele des Koalitionsvertrages;
- Zuarbeit im Zusammenhang mit energierechtlichen Auswirkungen des Ukraine-Kriegs;
 - Erstellung eines Sachstandes zu den aktuellen Planungen der Bundesregierung bei der Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung für ein Gespräch der BMWK Leitungsebene (Parlamentarischer Staatssekretär) mit dem Senator in Hamburg;
 - Erstellung eines Antwortentwurfs für den BM Habeck auf ein Anschreiben eines Verbands zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung;
 - Zuarbeit bei der Vorbereitung für die Erstellung eines Gesetzentwurfs für ein LNG-Beschleunigungsgesetz;
- 20. Legislaturperiode / Wechsel der Hausleitung BMU(V)
 - Mitwirkung bei der Erstellung von Sachständen für die neue Hausleitung der 20. Legislaturperiode (u. a. EED, Biomassenutzung) sowie Anpassung der Übergabemappen auf Aussagen aus dem Koalitionsvertrag (u. a. Gas);
 - Auswertung des Koalitionsvertrags insbesondere im Hinblick auf Wasserstoff, Erdgas, Biomasse.
 - Themenübergreifende nationale Gesetzesvorhaben (Energiewirtschaftsrecht)
 - Stellungnahmen zu Vorschlägen zum EnWG Änderungsgesetz (EnWG ÄndG) in Bezug auf die Anpassung des KWKG und des EnWG;
 - Rechtliche Auswertung – insbes. im Hinblick auf Biomasse, KWK und Wasserstoff – hausinterner Arbeitsentwürfe (02.2022) zum Sofortmaßnahmenpaket sowie Teilnahme an Diskussionen zwischen BMUV und BMWK zu einzelnen Punkten;
 - Prüfung des Referentenentwurfs zur EnWG-Novelle im Rahmen des Osterpakets;
 - EU-Gesetzesvorhaben
 - Fit for 55`Paket der EU übergreifend, insbesondere zur Problematik Fehlanreize Biomassenutzung
 - Prüfung und Koordinierung von Entwürfen zur Novelle der Energieeffizienzrichtlinie EED und Teilnahme an einem BMWi-/BAFA-Workshop zu effizienter Wärmeversorgung und hocheffiziente KWK i. S. d. EED, der Energiesteuerrichtlinie ETD und Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED im Rahmen des Fit for 55`Pakets der EU insbes. im Zusammenhang

mit den folgenden Themen:

- KWK,
- Wasserstoff und
- Biomasse;
- Prüfung von Entwürfen zur Novelle der Gruppenfreistellungsverordnung AGVO der EU
- Mitwirkung an Analysen, Stellungnahmen und Berichten zur Umsetzung der Strommarktrichtlinie, Strommarktverordnung und der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie;
- Zuarbeit im Zusammenhang mit energierechtlichen Auswirkungen des Ukraine-Kriegs
 - Prüfung der Importabhängigkeit Deutschlands von Russlands fossilen Energieträgern (Erdgas; Erdöl; Steinkohle);
 - Zuarbeit bei der Koordinierung zu Vorschlägen für Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung im Rahmen der Arbeitsgruppe Russland;
 - Zuarbeit für Sonderbesprechung des Bundeskanzlers Scholz mit Regierungschefs der Bundesländer zur Ukraine-Krise und deren Auswirkungen auf die deutsche Energiepolitik;
 - Zuarbeit bei der Vorbereitung für die Erstellung eines Gesetzentwurfs für ein LNG-Beschleunigungsgesetz;
- Sonstiges
 - Mitwirkung an einer Analyse im Zuge der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen;
 - Begleitende Teilnahme an Projektsitzungen, Arbeitskreisen, Gesprächsterminen etc.

C. Wesentliche Zuarbeiten im Einzelnen (in Auszügen)

Die hier veröffentlichten Texte wurden auf der Grundlage des zum jeweils angegebenen Bearbeitungsdatum geltenden Rechts erstellt. Eine nachgelagerte Aktualisierung hat nicht stattgefunden.

I. Rechtliche Zuarbeit im Rahmen von EU-Gesetzesvorhaben

1. Rechtliche Zuarbeit zur Vorbereitung der Position zur Novelle der AGVO (22.10.2021)

Es ging um die Prüfung von neuen Definitionen für Produkte im Zusammenhang mit Wasserstoffelektrolyse. Eine Ergänzung zu CO₂-armem Wasserstoff wurde kritisch erachtet, da dieser nicht für eine sichere, saubere und verlässliche Energieversorgung steht, weil die Definition zum CO₂-armen Wasserstoff sich nicht ausschließlich auf grünen Wasserstoff beschränkt.

Begrüßenswert ist, dass Beihilfen für Investitionen in fossile Technologien nicht mehr freigestellt werden sollen, Erdgas ausgenommen. Beihilfen für Erdgas sollten ähnlich zu Art. 46 Abs. 1b des Entwurfs eingeschränkt werden. Die industrielle Nutzung von Erdgas in Produktionsverfahren sollte zudem an die „Wasserstoff-Readiness“ von neu errichteten Anlagen geknüpft und ausdrücklich zeitlich begrenzt werden.

Ferner formuliert ein neuer Absatz die Grundregel, dass Beihilfen für Investitionen zur industriellen Nutzung von Wasserstoff nur dann freigestellt sein sollen, sofern es sich beim eingesetzten Wasserstoff um erneuerbaren Wasserstoff bzw. CO₂-armen Wasserstoff handelt. Während dies im Grundsatz in die richtige Richtung geht, würde dies die Freistellung von Beihilfen für Investitionen in Industrieanlagen, die vorübergehend (anteilig) grauen, erdgasbasierten Wasserstoff nutzen (müssen), dennoch schon erhebliche THG-Einsparungen erzielen, einschränken (Nutzung von Kuppelgasen z. B. in der Direktreduktion; aus anderen Prozessen am Standort anfallender grauer Wasserstoff, der weiterverwendet wird). Für diese Prozesse, vor allem im Bereich der energieintensiven Industrie, die auf Wasserstoffnutzung umgestellt werden, aber aufgrund nicht ausreichender Verfügbarkeit von erneuerbarem bzw. CO₂-armem Wasserstoff in einer Übergangsphase grauen, erdgasbasierten Wasserstoff nutzen, sollte daher eine Ausnahme gelten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Beihilfen in Technologien, die Erdgas direkt nutzen, weiterhin freigestellt sind, die Nutzung von erdgasbasiertem Wasserstoff jedoch mit den gleichen CO₂-Emissionen einhergeht wie die direkte Nutzung von Erdgas.

2. Rechtliche Stellungnahme Umsetzungsbedarfe Clean Energy Package zu Eigenversorgung, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften und Bürgerenergie (05.05.2020)

Ein zentraler Teil des sog. „Winterpakets“ ist die am 11.12.2018 verabschiedete Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II). Die Richtlinie bildet auf europäischer Ebene den neuen Rechtsrahmen für die Förderung der erneuerbaren Energien und ersetzt insoweit die bislang geltende Erneuerbare-Energien-

Richtlinie vom 23.4.2009 (RED I), die mit Wirkung zum 01.07.2021 aufgehoben wird. Bis zum 30.06.2021 muss die RED II von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt worden sein. Für die nachfolgende Betrachtung relevant ist auch die Strommarkttrichtlinie (StrommarktRL), die bis zum 31.12.2020 in deutsches Recht umzusetzen ist. Nachfolgend werden die Umsetzungsbedarfe zu Erneuerbare-Energien-Eigenversorgung (EE-Eigenversorgung), Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften) und Bürgerenergie dargestellt.

Die RED II enthält erstmals eine Definition und Vorgaben für die Erneuerbare-Eigenversorgung. Keine Vorgaben werden zu konventioneller oder KWK-Eigenversorgung getroffen. Im Jahr 2016 stammten von rd. 60 TWh produziertem Strom in Eigenversorgung lediglich 4 TWh aus erneuerbaren Energien; die Vorgaben betreffen also nur einen geringen Teil der in Deutschland eigenerzeugten Strommenge. Die Vorgabe zur EE-Eigenerzeugung finden sich in Art 2 Nr. 14, Nr. 15 und in Art 21 der RED II.

Definition: Die Definition der Eigenversorgung im EEG enthält die Voraussetzung, dass der Eigenerzeuger die Anlage „selbst betreibt“ (vgl. § 3 Nr. 19 EEG). An die Betreibereigenschaft haben Bundesnetzagentur (BNetzA) und Rechtsprechung enge Vorgaben angelegt, die eine Einbeziehung von Dritten in den Anlagenbetrieb weitgehend ausschließen oder nur unter einem komplizierten Vertragskonstrukt ermöglichen. Die RED II sieht den „Selbstbetrieb“ der Anlage nicht als Voraussetzung für die Eigenversorgung an, sondern erlaubt explizit die Einbeziehung Dritter (vgl. Art. 2 Nr. 14, Art. 21 Abs. 5 RED II). Die Definition im EEG sollte daher angepasst werden; dies wäre eine bürokratische Erleichterung bei der Umsetzung der EE-Eigenversorgung und würde mehr Rechtssicherheit schaffen.

a. Befreiungen von Abgaben, Umlagen und Entgelten

Nach Art. 21. Abs. 2 lit. a) ii) muss die EE-Eigenerzeugung von jeglichen Abgaben, Umlagen und Gebühren befreit sein. Ausnahmen sind nur möglich, wenn (a.) der eigenerzeugte Strom effektiv gefördert wird und dadurch die Rentabilität der Anlage sichergestellt wird oder wenn (b.) die EE-Eigenerzeugung bis 2026 einen Anteil von über 8 % erreicht und weitere Analysen vorgenommen wurden oder wenn (c.) der Strom in Anlagen größer 30 kW erzeugt wurde. Nach dem deutschen Recht zahlen Eigenversorger derzeit keine Netzentgelte oder netzbezogenen Umlagen; die Stromsteuer entfällt bei Anlagen kleiner 2 MW ebenfalls. Insofern ist für die Umsetzung der Befreiungsregelung lediglich die EEG-Umlage relevant. Nach dem EEG müssen grds. alle EE-Anlagen 40 % EEG-Umlage für die Eigenversorgung zahlen, außer es handelt sich um Anlagen kleiner 10 kW für einen Verbrauch von max. 10 MWh im Jahr, vgl. § 61a Abs. 4 EEG (weitere Ausnahmen werden hier mangels Praxisrelevanz nicht dargestellt).

b. Mehrpersonenverhältnisse/ Mieterstrom

Die RED II erlaubt ausdrücklich auch gemeinsam handelnde EE-Eigenversorger (Art. 2 Nr. 15 RED II). Für mehrere Eigenversorger in einem Gebäude oder einem Mehrfamilienhaus gelten dieselben Regeln wie für einzelne Eigenversorger und damit insbesondere auch die aufgezeigte Befreiung von Abgaben und Umlagen. Zugleich werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, dass einkommensschwache Haushalte Zugang zu EE-

Eigenversorgung erhalten, ungerechtfertigte rechtliche Hemmnisse für die EE-Eigenversorgung für Mieter abgeschafft und für Gebäudeeigentümer Anreize gesetzt werden, um die Möglichkeit der EE-Eigenversorgung für Mieter zu schaffen (vgl. Art. 21 Abs. 6 RED II). Das EEG sieht hingegen keine Eigenversorgung im Mehrpersonenverhältnis vor. Deshalb fällt auch Mieterstrom nicht unter Eigenversorgung, sondern wird mit der EEG-Umlage belastet. Zwar dürfen Mitgliedstaaten nach Art. 21 Abs. 4 RED II zwischen einzelnen Eigenversorgern und solchen, die gemeinsam handeln, unterscheiden, jedoch nur wenn es verhältnismäßig und hinreichend begründet ist. Die Regelungen im EEG sind daher anzupassen. Setzt man die Vorgaben an kollektive Eigenversorgung um, könnte die gesetzliche Mieterstromförderung obsolet werden oder aber parallel als Modell einer Stromlieferung an Dritte aufrechterhalten werden. Unklar ist, ob bei mehreren gemeinsam handelnden Eigenversorgern hinsichtlich der Befreiung von Abgaben und Umlagen ebenfalls der Wert von 30 kW gilt, oder ob dieser mit der Anzahl der Eigenversorger schrittweise erhöht werden müsste. Letzterem steht der Wortlaut der RED II zumindest nicht entgegen und könnte daher zumindest gegenüber BMWi argumentiert werden (anderenfalls wäre die 30-kW-Grenze bei einer Vielzahl von gemeinsamen Eigenversorgern unangemessen niedrig). Zum Standort der EE-Anlage regelt die RED II zudem nur, dass die EE-Erzeugung an „Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen“ zu erfolgen habe. Die geltende Mieterstromförderung ist jedoch nur auf Anlagen, die „auf, an oder in einem Wohngebäude“ installiert sind, begrenzt (vgl. § 21 Abs. 3 EEG). Auch insoweit erfordert das EU-Recht eine Anpassung, bspw. eine Erweiterung auf Anlagen auf dem Grundstück.

c. Speicher

die Vorgaben für die EE-Eigenversorgung gelten auch für die Einbeziehung von Speichern. Hier sieht das EEG derzeit eine äußerst komplizierte Regelung mit einem umfassenden und in der Praxis nur schwer umsetzbaren Messkonzept vor, wenn selbsterzeugter und zwischengespeicherter Strom von der EEG-Umlage befreit werden soll (vgl. 61 I EEG). Dies kann als „unverhältnismäßig aufwendiges Verfahren“ nach Art 21 Abs. 2 lit. a i) RED II gesehen werden und wäre somit auch EU-rechtskonform anzupassen.

Nach Art. 22 RED II müssen Mitgliedstaaten auch die Möglichkeit zum kollektiven Zusammenwirken in EE-Gemeinschaften und damit in einem größeren Rahmen sicherstellen. Derartige Gemeinschaften existieren in Deutschland regelmäßig als Bürgerenergiegenossenschaften. Abzugrenzen sind die EE-Gemeinschaften von den in Art. 2 Nr. 11 und Art. 16 StrommarktRL geregelten „Bürgerenergiegemeinschaften,“ die auch konventionelle Stromerzeugung oder andere Aktivitäten verfolgen können. Die Regelungen gelten jedoch für EE-Gemeinschaften genauso, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind. Ob der deutsche Gesetzgeber dabei die im EU-Recht angelegte parallele Regelung von EE-Gemeinschaften nach Art. 22 EE-Richtlinie einerseits und den „Bürgerenergiegemeinschaften“ nach Art. 2 Nr. 11 der StrommarktRL andererseits übernimmt, ist nicht vorgegeben.

d. Rechte von EE-Gemeinschaften

Die in der RED II niedergelegten Rechte von EE-Gemeinschaften sind sehr allgemein und gehen überwiegend nicht darüber hinaus, was ohnehin schon für jedermann in Deutschland möglich ist: Erzeugung, Speicherung, Verkauf von Energie, Nichtdiskriminierung, Beseitigung von Hemmnissen, faire Verfahren sowie kostenorientierte Entgelte, Abgaben und Umlagen. Umsetzungsbedarf könnte sich aber aus der Vorgabe ableiten lassen, dass die Mitglieder die Energie gemeinsam nutzen können sollen (vgl. Art. 22 Abs. 2 a) RED II; im englischen „energy sharing“). Das kann so verstanden werden, dass die strengen bürokratischen Vorgaben, die bspw. auch bei Mieterstrom ein großes Problem darstellen, hier nicht gelten sollen. Das wäre eine große Erleichterung für die klimaneutrale/ energieautarke Stromversorgung von Quartieren, die dann künftig als EE-Gemeinschaften ausgestaltet werden könnten.

e. Rechte von Bürgerenergiegemeinschaften

Auch bezüglich der Rechte von Bürgerenergiegemeinschaften sind keine echten neuen Vorgaben für Deutschland ableitbar. Nach Art. 16 StrommarktRL dürfen die Teilnehmer ihre Rechte und Pflichten als Haushaltskunden nicht verlieren, Verteilnetzbetreiber müssen mit ihnen zusammenarbeiten, hins. Abgaben und Umlagen müssen diskriminierungsfreie Verfahren gelten und sie müssen diskriminierungsfreien Zugang zum Elektrizitätsmarkt erhalten, bei Eigenverbrauch müssen sie wie aktive Kunden behandelt werden und sie müssen Elektrizität gemeinsam nutzen können.

II. Rechtliche Zuarbeit im Rahmen von nationalen gesetzlichen oder verordnungsrechtlichen Vorhaben

1. Gasversorgungssicherheit (LNG-G)

a. Zuarbeit bei der Erstellung eines Entwurfs für ein LNG-Beschleunigungsgesetz: Kurzgutachten zum Einsatz von Projektmanagern zur Realisierung von LNG-Projekten (Auszüge) (April 2022)

(1) Sachverhalt

Vor dem Hintergrund der aktuellen Ukraine-Krise und dem damit verbundenen Streben der Bundesrepublik Deutschland zur Loslösung der Importabhängigkeit Deutschlands von Russland in Bezug auf fossile Energieträger, plant die aktuelle Bundesregierung, den aktuellen Rechtsrahmen für die Realisierung von LNG-Projekten im Sinne einer Planungsbeschleunigung anzupassen.

Zu diesem Zweck wurden Vorschläge diverser Marktteilnehmer (betroffene Bundesländer, Gasnetzbetreiber etc.) eingeholt und ausgewertet. Die Vorschläge beinhalten u. a. die Möglichkeit zum erweiterten Einsatz von Projektmanagern nach § 43g EnWG.

(2) Ergebnis

(i). Die Verpflichtung der Landesbehörden zum Einsatz von Projektmanagern ist nicht zu empfehlen. Denn eine solche Maßnahme würde der Landesbehörde die Möglichkeit

nehmen, Einzelfallentscheidungen in Abhängigkeit der Verhältnismäßigkeit des Einsatzes eines Projektmanagers zu treffen. Allenfalls kommt eine Änderung hin zu einem intendierten Ermessen ggf. im Zusammenhang mit einer Regelvermutung in Betracht. Dies müsste jedoch genauer geprüft werden. Insbesondere müsste dabei beachtet werden, dass die zuständigen Behörden keinem zusätzlichen (Begründung-)Aufwand gegenüber der aktuellen Situation ausgesetzt werden sollten. Auch ist zu bedenken, dass der Beschleunigungsaspekt wohl eher bei großen Projekten mit einer regulären Planung von mehreren Jahren greift, nicht jedoch bei den zeitnah zu realisierenden sog. Floating Storage Regasification Units (FSRUs). Denn es ist davon auszugehen, dass die Beauftragung von Projektmanagern vergaberechtlich relevant ist, sodass entsprechende Ausschreibungen durchzuführen sind, ggf. sogar europaweite Ausschreibungen, die sehr zeitintensiv sind.

(ii). Eine Erweiterung des Maßnahmenkatalogs in § 43g EnWG ist – rein rechtlich gesehen – nicht notwendig. Denn zum einen ist der Katalog in § 43g EnWG bereits so formuliert, dass er nicht abschließend ist, sodass die zuständigen Behörden auch weitere Aufgaben auf Projektmanager übertragen können. Zum anderen ist der Einsatz von Verwaltungshelfern, d. h. von Projektmanagern, grundsätzlich auch ohne entsprechende gesetzliche Ermächtigung möglich. Dabei dürfen Verwaltungshelfern keine hoheitlichen Maßnahmen übertragen werden. Auch muss die zuständige Behörde die Letztentscheidungsbefugnis behalten; die Letztentscheidung der Behörde darf durch den jeweiligen Projektmanager nicht vorweggenommen werden. Insofern handelt es sich bei § 43g EnWG im Grundsatz, d. h. in Bezug auf die grundsätzliche Möglichkeit, einen Projektmanager zu beauftragen, um eine rein deklaratorische Regelung.

Dem könnte allenfalls durch den Einsatz von Beliehenen Abhilfe geschaffen werden, was aktuell im § 43g EnWG nicht vorgesehen ist. Dort wird explizit auf den Einsatz von Verwaltungshelfern abgestellt. Sollte dennoch der Einsatz von Beliehenen in Frage kommen, müsste dies rechtlich geprüft werden. Dabei wäre u. a. zu bedenken, dass Beliehene selbständig tätig werden und im eigenen Namen auftreten (TÜV, Bezirksschornsteinfeger etc.). Verwaltungshelfer werden hingegen nur aufgrund eines entsprechenden Auftrags tätig und sind weisungsabhängig.

(iii). Eine Anpassung des § 2 Abs. 2 Satz 2 Nr. 5 der 9. BImSchV ist nicht erforderlich.

(iv). Es ist nicht ersichtlich, inwiefern der Vorschlag zur Finanzierung des Projektmanagers über die Landesbehörden und nicht durch den Vorhabenträger zur Beschleunigung beitragen könnte.

b. Rechtliche Bewertung im Zuge der Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland (LNG-VO) vom 14.03.2019

(1) Kurze inhaltliche Zusammenfassung

Durch die LNG-VO werden die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) verpflichtet, die Anschlussleitungen zwischen LNG-Anlagen und dem Fernleitungsnetz zu errichten, um LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz anzuschließen.

Die Investoren werden durch die LNG-VO weitgehend von den Anschlusskosten befreit, die sie ohne die LNG-VO tragen müssten.

Die LNG-VO sieht einen zwischen Investor und FNB einzuhaltenden Prozess zur Abstimmung von Planung und Realisierung der LNG-Anlage und des Netzanschlusses vor. Dieser Prozess soll dazu beitragen, den Bau der LNG-Anlage mit der Herstellung des Netzanschlusses zu synchronisieren.

Der LNG Investor muss 10 % der Anschlusskosten selbst tragen. Durch diese Kostenbeteiligung soll verhindert werden, dass Investitionen in Anschlussleitungen für unrealistische LNG Projekte ausgelöst werden.

Die FNB werden durch die LNG-VO berechtigt, die Netzanschlusskosten in die Kalkulation der Netzentgelte einzubeziehen. Im Ergebnis tragen die Gasnetzkunden (Gasverbraucher) daher die Anschlusskosten. Da diese Kosten im Vergleich zu den Gasverbrauchsmengen, auf die die Netzentgelte umgelegt werden, sehr gering sind, ist von einer sehr geringen Auswirkung auf die Netzentgelte auszugehen. Die Auswirkung auf die Netzentgelte bewegt sich nach derzeitigen Kostenschätzungen im Nachkommabereich von Cents pro Kilowattstunde.

(2) Bewertung

Der Bedarf für Erdgas und damit auch für den Import von Erdgas wird kurz- bis mittelfristig zunehmen, weil die Erdgasförderung in Deutschland weiter rückläufig sein wird. Eine Diversifizierung von Importquellen kann daher im Sinne von Versorgungssicherheit und Preisverlässlichkeit sinnvoll sein. Kurz- bis mittelfristig kann Erdgas auch emissionsintensivere Energieträger, wie Kohle oder Erdöl, ersetzen und dadurch zu einer THG-Minderung beitragen.

Es sind auch Studien bekannt, welche Vorkettenemissionen von Fracking Gas betrachten. Die Studien gehen davon aus, dass durch Fracking gewonnenes und mittels LNG importiertes Erdgas im Vergleich zum Einsatz von Kohle nur eine geringe Emissionsvermeidung aufweist. Die schlechtere THG-Bilanz beruht insbesondere auf dem sehr hohen Energieaufwand für die Verflüssigung des Erdgases, der 25% des Energiegehaltes des Erdgases entspricht.

In der Gesamtbetrachtung ist die LNG-VO auch im politischen Kontext einzuordnen. Der Anspruch auf Netzanbindung wäre auch ohne die LNG-VO gesetzlich geregelt, nur die Kosten wären dann beim LNG Investor zu verorten.

Im Koalitionsvertrag haben sich die Koalitionspartner bereits verständigt, dass Deutschland zum Standort für LNG-Infrastruktur werden soll. Unter anderem deshalb und auch vor dem Hintergrund der intensiven Diskussionen um die Nord Stream II hat BMWi am 12.02.2019 eine „LNG Konferenz“ mit deutschen und US-amerikanischen Unternehmen aus den Bereichen Gasförderung, Gashandel sowie LNG-Infrastruktur durchgeführt. Auf der Veranstaltung wurden die Eckpunkte der LNG-VO bereits vorgestellt.

Selbst bei weitgehender Finanzierung der Netzanbindung über die Netzentgelte bleibt die Investition in ein LNG-Terminal aber privat zu finanzieren; das Volumen wird mit ca. 500 Mio. € abgeschätzt. Gas ist ein weltweit gehandelter Rohstoff. Die Ex- und Importwege und -volumen bestimmen sich nach Nachfrage und Angebot, ein LNG Terminal ist nicht

spezifisch dem Import von nordamerikanischem Frackinggas gewidmet. Zudem kann LNG auch für die Betankung von Frachtern genutzt werden, was im Vergleich zum Einsatz von Schweröl die Umweltbelastung reduziert. Zudem kann ein LNG Terminal jedenfalls aus technischer Sicht auch für den Import von „grünem Gas“ dienen.

2. EE-Ausbau

a. **Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung für die Erstellung des BMWK-Referentenentwurfs „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ (EEG-Osterpaket, Februar 2022)**

Das Osterpaket als Teil des Klimaschutz-Sofortprogramms enthält eine Fülle an Regelungen u. a. zur Novellierung des EEG insbesondere zur Sicherstellung der Einhaltung der im Klimaschutzgesetz festgesteckten klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik Deutschland. Dies beinhaltet primär eine Erhöhung des Ausbaupfads für Erneuerbare Energien mit entsprechenden Anreizen. Darüber hinaus sollen die Letztverbraucher von Strom finanziell unterstützt werden. Dabei geht es darum, dass die Letztverbraucher bei der Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien über die bisher auf Letztverbraucher gewälzte EEG-Umlage entlastet werden sollen, indem die Finanzierung der EEG-Umlage zukünftig über den Staatshaushalt finanziert wird.

Die Zuarbeit im Rahmen dieser Novelle bestand dabei insbesondere in rechtstechnischer / redaktioneller Überprüfung des Referentenentwurfs im Zusammenhang mit den Regelungen betreffend Wasserstoff und KWK sowie in systematischer Überprüfung des Referentenentwurfs insbesondere mit Blick auf die noch zu entwickelnde Biomassestrategie.

b. **Kurzanalyse zur Vorbereitung eines Gesprächs zur Novelle der Erneuerbaren-Energien-Ausführungsverordnung zwischen BMU Staatssekretär Flasbarth mit BMWi Staatssekretär Feicht 15.10.2019**

Mit Vorlage Eingang St-Büro vom 02.08.2019 (Tagebuch-Nr. 5783) wurde St Flasbarth über die Ressortabstimmung zur Verlängerung und Neuzuschnitt des „Netzausbaugebiets“ in der EEAV informiert. Begründet wird der Neuzuschnitt mit der geänderten Belastungssituation im Übertragungsnetz. Der Verordnungsentwurf wurde von BMWi an BNetzA subdelegiert und bedarf keiner Beschlussfassung in Bundestag oder Bundesrat. Folge des Neuzuschnitts wäre u. a. gewesen, dass ab 2021 Mecklenburg-Vorpommern nicht mehr zum Netzausbaugebiet gehört, dafür aber ganz Niedersachsen. Eine weitere Folge wäre eine Begrenzung des Ausschreibungsvolumens auf 786 MW (statt wie bisher 902 MW). BMU hatte der Einleitung der Länder- und Verbändeanhörung widersprochen. Grund war u. a. die bisher nicht eingetretene Steuerungswirkung des Netzausbaugebiets und die Gefahr eines anhaltenden Investitionsattentismus bei Wind an Land.

Mit Festlegung der Abstandsflächen Wind an Land im Klimaschutzprogramm 2030 kann ein weiterer Bedarf für das Ende des Netzausbaugebiets gesehen werden, da die Ausbaupotentiale in südlichen Bundesländern entsprechend sinken. Die Darlegung erheblicher Netzengpässe in Niedersachsen wird nicht bezweifelt. Aufgrund der völligen Wirkungslosigkeit des Netzausbaugebiets in der Vergangenheit ist das offensichtlich nicht

das richtige Instrument. Die genannte Alternative ist keine echte Verbesserung, da dann Mecklenburg-Vorpommern als hohes Potentialland weiter im Netzausbaubereich wäre zugunsten „schlechterer“ Standorte in Niedersachsen. Die rechtlichen Bedenken bzgl. der Frage, ob ein Auslaufen/ eine Aufhebung des Netzausbaubereichs von der Ermächtigungsgrundlage im EEG gedeckt sei, werden so nicht geteilt. Jedenfalls könnte dies mit einer Änderung im EEG abgesichert werden.

Für das Erreichen des 65%-Ziels EE in 2030 spielt Windenergie an Land eine zentrale Rolle; seit 2018 sind Ausschreibungen unterzeichnet und die Situation verschlechtert sich stetig weiter, die Stagnation des Windenergieausbaus gilt es daher dringend aufzulösen. Die Herausnahme von Mecklenburg-Vorpommern als ein Bundesland mit sehr viel Flächenpotential aus dem Netzausbaubereich wird daher begrüßt und die Einschätzung der BNetzA insoweit geteilt. Die Hineinnahme von ganz Niedersachsen ist jedoch das politisch falsche Signal. Die Bedenken der BNetzA zur Netzengpasssituation Niedersachsen sind nachvollziehbar, ebenso der Wunsch nach einem steuernden Element. Der Evaluierungsbericht der BNetzA von Juni 2019 hält jedoch fest, dass das Netzausbaubereich diese gewünschte Steuerungswirkung gerade nicht entfaltet, die Obergrenze von 902 MW wurde nicht erreicht und kommt aufgrund mangelnder Wettbewerbsintensität auch mittelfristig nicht zum Tragen. Richtig ist es daher, auf einen „Regionalisierungsbonus“ zu setzen, wie er auch im Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen wurde. Dieses Steuerungsinstrument gilt es nun prioritär umzusetzen, denn damit kann das Potenzial von weniger wirtschaftlichen Standorten genutzt und gleichzeitig durch Zubau südlich der Netzengpässe den Restriktionen im Netz Rechnung getragen werden.

c. Rechtliche Zuarbeit zur Förderung der Bioabfallvergärung durch das EEG (12.10.2020)

Es galt zu prüfen, ob die BiomasseV so angepasst werden sollte, dass künftig eine Förderung der energetischen Nutzung von Bioabfällen durch das EEG nicht mehr möglich ist. Z. T. besteht in der Branche die Auffassung, dass der bestehende Förderanreiz nicht mit dem Gebot der vorrangigen stofflichen Verwertung der Bioabfälle vereinbar ist, das gemäß Kreislaufwirtschaftsgesetz gilt.

Die Abfallhierarchie des Kreislaufwirtschaftsgesetzes wird als maßgeblich angesehen und die stoffliche Nutzung hat Vorrang vor einer energetischen Nutzung; Abfälle sollten vorrangig vermieden, wiederverwendet oder recycelt werden.

Die Abfallhierarchie nach § 6 Abs. 1 KrWG ist aber keine starre Vorgabe, sondern eine Prioritätenreihenfolge. Nach § 6 Abs. 2 KrWG soll diejenige Maßnahme den Vorrang haben, die den Schutz von Mensch und Umwelt bei der Erzeugung und Bewirtschaftung von Abfällen unter Berücksichtigung des Vorsorge- und Nachhaltigkeitsprinzips am besten gewährleistet. Vor diesem Hintergrund ist jede Maßnahme der Bewirtschaftung von Abfällen zu prüfen. So sind z. B. im Vorfeld der Kompostierung abgetrennte Bioabfälle, die die Kompostierung der übrigen Bioabfälle behindern würden, z. B. dickere Äste oder andere holzige Materialien, die zerkleinert nur zu einem geringen Anteil als Strukturmaterial in der Kompostierung eingesetzt werden könnten, in der Verbrennung durchaus zulässig.

Der derzeitige Stand der EEG-Novelle ändert an der Förderung für Bioabfälle nichts.

Bioabfälle sind Biomasse i. S. d. BiomasseV und damit ist deren Einsatz in Biomasseanlagen gemäß EEG in der Tat förderfähig. Eine dadurch bedingte abfallwirtschaftliche Fehlentwicklung ist nicht zu verzeichnen.

Eine Änderung der BiomasseV dahingehend, dass Bioabfall grundsätzlich ausgenommen ist, halten wir nicht für notwendig und auch nicht sachgerecht.

Ein etwaiger Ausschluss müsste differenzierter vorgenommen werden, da die „Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung“ eine ganze Reihe von Abfallstoffen umfassen, die für eine Verbrennung geeignet sind. Beispielsweise ist die Abtrennung holziger Fraktionen aus den Grünabfällen und deren Nutzung in Biomasseanlagen Praxis und nicht umweltschädlich.

Nach Untersuchungen, werden aktuell etwa 18 % des Grünabfalls bundesweit als holzreiche und damit heizwertreiche Fraktion abgetrennt und als Biomassebrennstoff verwertet. Nach Schätzungen des Witzenhausen-Instituts sind maximal 30 % des Grünabfalls aufgrund ihrer Eigenschaften als Brennstoff geeignet. Auf Grund der Abtrennung holziger Fraktionen aus Grün- und Landschaftspflegeabfällen und da unter „Bioabfällen im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung“ auch noch weitere Stoffe gefasst sind, die nicht vergärt werden können (z. B. Rinde), kann dem Vorschlag so generell nicht gefolgt werden.

Eine sinnvolle Maßnahme, um das Risiko einer Verbrennung von Bioabfall zu verringern, wäre die Erhöhung der Attraktivität der Bioabfallvergärung, etwa durch Befreiung solcher Anlagen von Ausschreibungen. Dies ist allerdings im Entwurf der EEG-Novelle nicht geplant.

d. Rechtliche Zuarbeit zu EEG-Novelle 2021 (November – Dezember 2020)

Das EEG 2017 wurde im Jahr 2020 umfassend novelliert und trat zum 01.01.2021 in Kraft. Hier gab es im Vorfeld umfangreichere Prüfungen und Abstimmungen zum Förderrahmen für Bioenergie. Die Auftragnehmer unterstützten bei den Prüfungen und Abstimmungen. Dies betraf insbesondere die Höhe der Fördersätze, die Förderung von Güllekleinanlagen, die Anschlussförderung von Biogasanlagen, Flex-Bonus und Flex-Prämie.

e. Beitrag zur Anschlussförderung für Altholzanlagen im Rahmen der EEG-Novelle (01.04.2021)

(1) Bestand an EEG-geförderten Altholzanlagen

In der EEG-Förderung befinden sich rd. 75 Anlagen mit einer installierten Leistung von 800 MW, welche Altholz zur Verstromung einsetzen und dafür eine Festvergütung von 8,6 bis 11,6 ct/kWh erhalten. Die Vergütung der Althanlagen wurde erstmals mit dem EEG 2000 kostendeckend kalkuliert auf Basis der damaligen Altholzpreise, die sich seitdem wenig verändert haben. Mit der Änderung der Biomasseverordnung 2012 wird Altholz nicht mehr als Biomasse im Sinne des EEG anerkannt, so dass es seit dem EEG 2012 keine Vergütung mehr für Altholz-Neuanlagen gibt.

Hinzu kommt, dass der deutsche Markt insgesamt auch durch Export und Import von Altholz bestimmt wird, wobei der Nettoimport pro Jahr derzeit etwa 1,4 Mio. Tonnen beträgt. Dies

beeinflusst die Kapazitäten am Markt zur energetischen und stofflichen Verwertung. Zudem ist eine Mitverbrennung von Altholz in konventionellen Kraftwerken möglich. Allein in Müllverbrennungsanlagen bestünde eine Aufnahmekapazität von 1,3 Mio. Tonnen.

(2) Forderung der Branche

Die Branche der energetischen Altholzverwerter fordert eine Weiterförderung der aus der EEG-Förderung fallenden Anlagen bis einschl. 2026 – dann endet die Förderung für alle Anlagen und sie haben gleiche Wettbewerbsbedingungen am Markt (rd. 90% der Anlagen fallen bis 2026 aus der 20-jährigen EEG-Vergütung).

Das Auslaufen der EEG-Förderung für Altholzanlagen ist seit langem bekannt und wird von der Branche auch grundsätzlich nicht in Frage gestellt. Es wird indes beklagt, dass es zu einer Wettbewerbsverzerrung zwischen geförderten und nicht mehr geförderten Anlagen komme. Die nicht mehr geförderten Anlagen hätten anstelle der höheren EEG-Vergütung nur noch die Erlöse aus der Direktvermarktung an der Börse und könnten folglich den Altholzverwertern nur geringere Preise für das Altholz zahlen als die noch geförderten Anlagen.

(3) Gründe gegen eine Anschlussförderung:

Grundsätzlich sind die Anlagen durch den 20-jährigen Vergütungszeitraum beschrieben. Nach Ende der Förderung fallen bei Biomasseanlagen im Gegensatz zu Photovoltaik- und Windenergieanlagen weitere Kosten für die „Brenn- bzw. Einsatzstoffe“ an. Im Fall von Altholz können diese Kosten aber über Entsorgungsgebühren getragen werden.

Die Stromgestehungskosten für neue Altholzkraftwerke mit Inbetriebnahmedatum 2016 werden im Biomasse-Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht mit 6,83 ct/kWh inkl. Wärmeerlösen berechnet. Geht man z. B. von Wärmeerlösen von rd. 3-4 ct/kWh aus, so können die Betreiber ergänzend den Strom an der Börse vermarkten und damit ihre Gesamtkosten decken.

Z. T. wird die Auffassung vertreten, dass sich Verwertungspreise für Altholz mit dem Wegfall des EEG in den nächsten Jahren anpassen werden. Künftig werden Altholzkraftwerke ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können, da der Abfallerzeuger wieder für die Verwertung seiner Abfälle aufkommen muss.

(4) Altholzkraftwerke in Planung – ohne EEG-Förderung:

Z. T. wird die Position vertreten, dass die Kaskadennutzung von Altholz durch ineffiziente Altholzkraftwerke verzerrt wird und bittet darum, auf jegliche Markteingriffe zu verzichten.

Nach Angaben von Verbänden sind Altholzkraftwerke mit einer Kapazität von rund 1 Mio. Tonnen Altholz in der Planung, ganz ohne Subventionen, so dass auch Entsorgungsengepässe eher unwahrscheinlich seien: Anlagen in Braunschweig, Dinslaken, Rheinberg sollen von 2021 bis 2023 in Betrieb gehen.

3. EnWG-Novellen

a. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der EnWG-Novelle (Osterpaket, März

2022)

Im Rahmen des sog. „Osterpakets“ soll u. a. das EnWG novelliert werden. Dies beinhaltet zum einen die Ausrichtung der Netzplanung am Ziel der Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität) Deutschlands im Jahr 2045. Zum anderen wird diese Novelle auch genutzt, um Änderungen im Zusammenhang mit der Endkundenbelieferung (Ersatzversorgung und Grundversorgung) vorzunehmen. Dabei handelt es sich nicht um eine Änderung im Zusammenhang mit der angestrebten THG-Neutralität. Vielmehr geht es bei diesem zweiten Aspekt der EnWG-Novellierung um eine Reaktion auf die insbesondere Anfang 2022 zahlreichen kurzfristigen Einstellungen in der Energieversorgung aufgrund der stark gestiegenen Strompreise auf den Großhandelsmärkten, was zu erheblichen Problemen bei der Preisgestaltung in der Grundversorgung führte.

Die unterstützende Zuarbeit für die Vorbereitung dieser Novelle bestand insbesondere darin, die anvisierten Änderungen im EnWG im Zusammenhang mit der Netzplanung rechtlich und vor dem Hintergrund des Klimaschutzes und der Planungsbeschleunigung zu prüfen.

b. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Kabinetttvorlage „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen“ (21.07.2020)

Mit dem Gesetzentwurf werden EU-rechtliche Vorgaben umgesetzt. Demnach werden Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber künftig verpflichtet, bestimmte Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Damit wird auch die Teilnahme für potentielle Marktanbieter wie Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher und Verbraucher eröffnet. Die Ausgestaltung der Beschaffungssysteme legt die Bundesnetzagentur fest, wobei Ausnahmen von einer marktgestützten Beschaffung vorgesehen werden können, sofern diese wirtschaftlich nicht effizient ist. In der Umsetzung dieser EU-Vorgaben wird eine schrittweise Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für EE-Anlagen und Speicher gesehen, um perspektivisch mehr Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen zu können.

c. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Kabinetttvorlage „Entwurf einer Verordnung zur Umsetzung pandemiebedingter und weiterer Anpassungen in Rechtsverordnungen auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes“ (13.08.2020 und 12.01.2021)

Mit der Verordnung wird insbesondere eine Übergangsregelung bei der Gewährung individueller Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV) für das Jahr 2020 geschaffen. Diese war erforderlich, da aufgrund der Covid-19-Pandemie zahlreiche Unternehmen Änderungen ihrer Produktionsmenge mit Auswirkungen auf ihr Strombezugsverhalten haben, so dass aufgrund dessen die Voraussetzungen für die Netzentgeltprivilegierung häufig nicht mehr erreicht werden können. Dies hätte zu erheblichen Kostenmehrbelastungen der Unternehmen und ggf. Unternehmensinsolvenzen geführt. Nach der Neureglung gilt nun eine für das Jahr 2019 genehmigte Privilegierung für das Jahr 2020 fort.

Weitere Änderungen betreffen die Beseitigung unsachgemäßer Netzentgelterhöhungen bei Stromtransiten sowie Erleichterungen für die digitale Vertragsabwicklung von Netzanschlussverträgen. Eine grundsätzliche Überarbeitung der Regelung zu individuellen Netzentgelten wurde im Zusammenhang mit einer Netzentgeltreform u. a. im Koalitionsvertrag sowie im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbart. Anlässlich der nun avisierten Übergangsregelung, wurde das BMWi auf den nach wie vor noch ausstehenden Reformvorschlag hingewiesen.

d. Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Sitzung des Umweltausschusses zur Entschließung des Bundesrates für eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch eine Reform der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Stromspeichern (18.09.2020)

Zu §14 EnWG arbeitet das BMWi derzeit einen Regelungsvorschlag für die Nutzung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen aus. Ein Zeitplan ist nicht bekannt.

Die Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie muss bis zum 31.12.2020 in deutsches Recht erfolgen. Im energierechtlichen Kontext gibt es kein geschlossenes Regelungssystem oder eine gemeinsame Definition des Speicherbegriffs. Stromspeicher gelten hinsichtlich der Einspeicherung als Letztverbraucher und sind daher grundsätzlich zur Zahlung aller Abgaben und Umlagen verpflichtet. Hinsichtlich der Ausspeicherung gelten Stromspeicher als Erzeuger, so dass auf den gelieferten Strom grundsätzlich ebenfalls alle Abgaben und Umlagen anfallen. Diese sind jedoch in der Regel nicht vom Speicherbetreiber, sondern vom belieferten Endkunden zu zahlen. Da damit grundsätzlich auf den eingespeicherten als auch auf den ausgespeicherten Strom Abgaben, Umlagen und Entgelte anfallen, wird häufig von einer Doppelbelastung von Speichern gesprochen. Für den Einspeicherungsprozess greifen jedoch – je nach konkreter Anschlusssituation - verschiedene Befreiungs- oder Ausnahmetatbestände: So fallen für den Einspeicherungsprozess keine Netzentgelte und keine Stromsteuer an. Die EEG-Umlage, die KWK-Umlage und die Offshore Haftungsumlage fallen lediglich dann an, wenn der zwischengespeicherte Strom nicht wieder in das öffentliche Stromnetz zurückgespeist wird, sondern beispielsweise zur Eigenversorgung genutzt wird. Hinsichtlich der Konzessionsabgabe kommt i. d. R. ebenfalls eine Befreiung in Betracht. Die AbLaV-Umlage und die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage fallen derzeit jedoch an.

e. Rechtliche Zuarbeit für das BMUV als beteiligtes Ressort zur Stellungnahme zum Referentenentwurf – „Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG)“ (11.01.2021)

§ 14a Satz 3 EnWG sieht eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung zur näheren Gestaltung der Netznutzung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen vor. BMWi hat die Ressortabstimmung zum SteuVerG am 22.12.2020 eingeleitet. Die Ressortabstimmung wurde dann Anfang 2021 allerdings ohne Verabschiedung einer entsprechenden Gesetzesnovelle beendet.

Durch den Gesetzentwurf sollte § 14a EnWG neu gefasst werden und zwar für unter § 14a EnWG fallende steuerbare Verbrauchseinrichtungen das sog. Modell der "Spitzenglättung" eingeführt werden.

Betroffene steuerbare Verbrauchseinrichtungen sind: Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit einer Bemessungsleistung über 3,7 kW.

„Spitzenglättung“ bedeutet, dass für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Zukunft die technisch am Netzanschluss zur Verfügung stehende Netzanschlussleistung durch Netzbetreiber zur Vermeidung von Verbrauchsspitzen reduziert werden kann. Diese reduzierbare Netzanschlussleistung wird künftig „bedingte Netzanschlussleistung“ genannt.

Unter bedingter Netzanschlussleistung ist zu verstehen, dass zur Vermeidung von Netzüberlastungen die Leistung an solchen Netzanschlusspunkten steuerbarer Verbraucher bis zu zwei Stunden pro Tag um bis zu 50 Prozent reduziert werden kann. Dieses Zeitfenster gilt, wenn der Netzbetreiber ein „statisches Zeitfenster“ auswählt. Bei einem technisch bislang allerdings kaum umsetzbaren flexiblen Abregelungssignal, das auf den aktuellen Netzzustand reagiert, gelten größere Freiheiten bzgl. der Steuerung.

Wer als Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen solche Beschränkungen vermeiden will, kann sich über ein höheres Netzentgelt davon „freikaufen“ und die „bedingte“, also zeitweise eingeschränkte Leistung in sogenannte „unbedingte“ Leistung umwandeln. Damit sind allerdings erheblich höhere Kosten verbunden: Der Preis soll mindestens fünf Mal höher als im „bedingten“ Netzanschlussfall sein.

Der Entwurf sieht auch vor, dass die Netzbetreiber in Zukunft verpflichtet werden, innerhalb von zwei Monaten dem Anschluss einer bedingten Leistung von bis zu elf kW zuzustimmen, außer es ist technisch nicht möglich. Bisher war etwa die Inbetriebnahme eines Ladepunktes bis 12 kW nur anmelde- und nicht genehmigungspflichtig durch den Netzbetreiber.

Ziel des Gesetzes ist es, dauerhaft Netzkapazität im Verteilernetz einzusparen und kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden, der mit Einsparungen von 3,6 Mrd. EUR im Entwurf beziffert ist.

Von den Branchenverbänden der Energie- und Netzwirtschaft wird das Modell der Spitzenglättung befürwortet, so besonders vom BDEW, aber auch vom VKU. Der VDA, der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) sowie der Bundesverband Wärmepumpen (bwp) lehnen die Spitzenglättung ab, da die Eingriffsmöglichkeit des Netzbetreibers der Kundenakzeptanz abträglich sei.

4. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung der Entschließung des Bundesrates – Digitalisierung der Energiewende - Rasche Umsetzung der Strombinnenmarktrichtlinie (RL 2019/944/EU) (05.06.2020)

Mit der positiven Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 31.01.2020 hat der gesetzliche Smart Meter Rollout begonnen. Die grundzuständigen Messstellenbetreiber sind verpflichtet, innerhalb von drei Jahren zehn Prozent der Pflichteinbauten abzuarbeiten.

Der Smart Meter Rollout ist für die Verbrauchssteuerung, einen netzdienlichen Einsatz und die Verbraucherfreundlichkeit in einem zunehmend auf EE-basierten Energiesystem evident wichtig. Durch die Strombinnenmarktverordnung und die Strombinnenmarkttrichtlinie (StromBM-RL) ist eine stärkere Einbindung der Verbraucher als sog. „Prosumer“ in das Gesamtsystem und verbraucherfreundliche Instrumente vorgesehen. Eine nachfrageseitige Steuerung von Großverbrauchern scheitert aktuell häufig an technischen, aber auch an regulatorischen Gegebenheiten. Insofern sollte auch der regulatorische Rahmen dahingehend angepasst werden, dass eine an den Erfordernissen der Energiewende orientierte Steuerung angereizt wird. Die Inanspruchnahme dynamischer Tarife, die einige Netzbetreiber heute bereits anbieten, scheitert häufig an den damit verbundenen hohen Kosten für eine entsprechende RLM-Messung. Eine stärkere Einforderung dynamischer Tarife durch die BNetzA in Verbindung mit dem Rollout wird positiv gesehen. Bei einer Beteiligung an steigenden Kosten für die Zählerinfrastruktur durch Mittel des Bundes muss sichergestellt werden, dass diese Mittel nicht an anderer Stelle, bspw. für die erforderliche Absenkung der EEG-Umlage, fehlen. Die Nutzung von Synergieeffekten durch Smart Meter im Bereich der Energieeffizienz ist zu begrüßen.

5. Stromnetzausbau

a. Rechtliche Bewertung im Zuge des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0)

(1) Kurzanalyse zur Vorbereitung der Sitzung des Bundesrates am 31.01.2019

Mit dem Entwurf des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Energieleitungsausbau vereinfacht und beschleunigt werden. Hierfür ermöglicht der Gesetzentwurf für bestimmte Fälle den Verzicht auf die Bundesfachplanung sowie die Mitverlegung von Leerrohren bei der Verlegung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen. Um Verhinderungsplanungen durch die Länder zu vermeiden, wird klargestellt, dass sich die Bundesfachplanung gegenüber Raumordnungsplänen durchsetzt. Die Änderung oder Erweiterung einer Stromleitung kann künftig unter bestimmten Bedingungen in einem Anzeigeverfahren – anstelle eines zeitintensiven Genehmigungsverfahrens – zugelassen werden. Ferner wird geregelt, wann abweichend vom UVPG keine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss.

Der Gesetzentwurf regelt zudem, dass die Realisierung der betreffenden Stromleitungen im Interesse der öffentlichen Sicherheit erfolgt. Dies wird ergänzt durch zahlreiche Regelungen im NABEG und EnWG, die den Vollzug entlasten und die Anwendung der Gesetze erleichtern und beschleunigen sollen. So kann etwa unter bestimmten Voraussetzungen ein Baubeginn bereits vor der Planfeststellung erfolgen (§ 44c EnWG). Zudem enthält der Entwurf eine Ermächtigungsgrundlage zum Erlass einer Bundeskompensationsverordnung für Planungen, die der Bund im Bereich Schiene, Wasser, Fernstraßen sowie Energieleitung (nach dem BBedarfsplanG) durchführt.

Darüber hinaus wird die Grundlage für eine bundeseinheitliche Entschädigungspraxis für den Ausbau des Übertragungsnetzes nach dem BBPIG und dem EnLAG für

Grundstückseigentümer geregelt und die ursprünglich im Energiesammelgesetz vorgesehenen Regelungen zur Integration der Regelungen zum Einspeisemanagement in den Redispatch-Prozess wurden übernommen.

Die Bundesregierung hat den Gesetzentwurf am 12.12.2018 beschlossen und anschließend dem Bundesrat zur Stellungnahme zugeleitet. Das Gesetz bedarf nicht der Zustimmung des Bundesrates.

Positionen der Länder:

Thüringen fordert die Streichung von Art. 2 Nr. 9a (§ 7 Abs. 3 S. 1 NABEG), so dass die Möglichkeit der Länder zur Unterbreitung eigener Vorschläge zur Trassenführung weiterhin uneingeschränkt bestehen bleiben soll.

Bewertung: Die Neuregelung ist von praktischer Bedeutung, da manche Länder Verhinderungsplanungen durch abweichende Zielfestsetzungen vornehmen.

Rheinland-Pfalz fordert in die Eingangsformel des Gesetzentwurfs aufzunehmen, das Gesetz der Zustimmung des Bundesrates bedarf.

Bewertung: Seit der Föderalismusreform I kommt es für die Zustimmungsbedürftigkeit von Gesetzen nicht mehr darauf an, ob die Länder durch das Gesetz in ihrer Verwaltungskompetenz betroffen sind. Änderungen abweichungsfester und damit nach Art. 84 Abs. 1 Satz 6 GG zustimmungspflichtiger Verfahrensvorschriften bedürfen in der Tat der Zustimmung des Bundesrates. Die Änderung des § 43f EnWG ist jedoch keine solche Regelung, auch soweit damit die UVP-Pflicht für Stromleitungen nach dem UVPG modifiziert wird. Denn Regelungen, die die Voraussetzungen der UVP-Pflicht bestimmen, sind keine Verfahrensvorschriften im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG. Das ist seit Jahren Auffassung der Bundesregierung.

(2) Memo mit rechtlicher Bewertung zum Thema Netzplanung und Versorgungssicherheit im Zusammenhang mit der NABEG-Novelle (07.02.2019)

Um eine sichere und bedarfsgerechte Stromversorgung in jeder Viertelstunde in Deutschland zu gewährleisten, sind zwei Punkte zentral: gut ausgebaute Übertragungsnetze, um den Strom vom Ort der Erzeugung zum Verbrauch zu bringen und ausreichend Erzeugungskapazitäten, die den bestehenden und prognostizierten künftigen Energiebedarf befriedigen.

Der notwendige Ausbau des Übertragungsnetzes (ÜNB; Höchstspannungsnetz) findet in einem gesetzlich festgelegten Rahmen und in enger Abstimmung zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern, der BNetzA und unter breiter Öffentlichkeitsbeteiligung statt. Dabei wird ausgehend von dem künftigen Strombedarf und den wahrscheinlichen Entwicklungen der verschiedenen Erzeugungsarten aufgezeigt („Szenariorahmen“), welche Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Damit wird sichergestellt, dass sich das Stromnetz nach den Entwicklungen des Strombedarfs und der Erzeugungsstruktur ausrichtet.

Aktuell wird zudem der Gesetzentwurf zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) im parlamentarischen Verfahren beraten. Mit dem Entwurf sollen die

Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Energieleitungsausbau vereinfacht und beschleunigt werden.

Für das Verständnis von Versorgungssicherheit ist zu unterscheiden:

a) Verfügbarkeit von Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage: Diese erfolgt über den Strommarkt. Ist der Strompreis im Ausland günstiger als in Deutschland, wird Strom im Ausland kontrahiert und importiert, sind die Voraussetzungen umgekehrt, wird Strom exportiert. Für den Fall, dass gleichwohl Kapazitätsdefizite auftreten, können die ÜNB ab Oktober 2019 eine Kapazitätsreserve von bis zu 2 GW kontrahieren.

b) Vorhaltung von Kapazitäten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit: Eine Gefahr für die Versorgungssicherheit liegt i. d. R. nur dann vor, wenn der kontrahierte Strom aufgrund von Netzengpässen nicht zu seinem Bestimmungsort transportiert werden oder die Nachfrage auch unter Berücksichtigung von Stromimporten nicht mehr gedeckt werden kann (z. B. wenn in den Nachbarländern ebenfalls Unterdeckungen vorliegen). Zur Versorgungssicherheit führt die BNetzA ein jährliches Monitoring durch.

Um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten stehen den Netzbetreibern im Wesentlichen folgende Instrumente zur Verfügung:

- Regelenergie, zu- und abschaltbare Lasten, Redispatch,
- Kraftwerke in der Netzreserve: Der Bedarf wird jeweils für das Folgejahr von den ÜNB in einer Systemanalyse ermittelt und von der BNetzA bestätigt (für Winter 2018/2019 und Winter 2020/2021 je 6,6 GW),
- Besondere netztechnische Betriebsmittel: Um den besonderen Herausforderungen zwischen der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke (im Jahr 2022) und der Fertigstellung der großen Gleichstromtrassen (im Jahr 2025) zu begegnen, haben die ÜNB zudem netztechnische Betriebsmittel im Umfang von 1,2 GW ausgeschrieben,
- Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken: Als absolute „Notreserve“ stehen beginnend Ende des Jahres 2016 bis 2023 schrittweise aufwachsend insgesamt bis zu 2,7 GW Braunkohlekraftwerkskapazität zur Verfügung. Der Peak von 2,7 GW wird Ende des Jahres 2019 erreicht. Da jedes Kraftwerk nur 4 Jahre in der Reserve verbleiben darf, sinkt die Kapazität danach wieder ab.

Daneben führt die BNetzA eine Kraftwerksliste, in der alle Bestandskraftwerke ab einer Leistung von 10 MW enthalten sind. Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, dem ÜNB und der BNetzA geplante Stilllegungen anzuzeigen. Kommen diese zu der Einschätzung, dass es sich um ein Kraftwerk handelt, welches zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderlich ist, kann die Stilllegung versagt werden.

b. Novelle Bundesbedarfsplangesetz

(1) Rechtliche Zuarbeit bei der Vorbereitung der Sitzung des Unterausschusses zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften (19.10.2020)

Mit dem Gesetzentwurf zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) und anderer Vorschriften wird der Bundesbedarfsplan aktualisiert, der von der BNetzA

bestätigte Netzentwicklungsplan (2019-2030) umgesetzt und der Ausbau des Stromübertragungsnetzes in Deutschland wesentlich vorangebracht.

Der Gesetzentwurf legt für 35 neue und neun geänderte Netzausbauvorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf fest. Daneben wird der vorzeitige Baubeginn (§§ 44c, 43 Abs. 1 und 2 EnWG) klargestellt und punktuell erweitert. Die Anwendungsfälle werden sich aber auch bei der Anpassung in Grenzen halten und sind mit dem Naturschutz vereinbar.

In dem Gesetzentwurf werden ferner sieben Vorhaben mit dem Buchstaben „G“ als „besonders eilbedürftig“ gekennzeichnet. Bei diesen Vorhaben entfällt von Gesetzeswegen die Bundesfachplanung. Dieser Kennzeichnung konnte zugestimmt werden, nachdem zwei – rechtlich kritische Kennzeichnungen für die Erweiterung des Korridors A-Nord – gestrichen wurden. Der Beschleunigung dient auch die Rechtswegverkürzung, wonach das Bundesverwaltungsgericht erste und letzte Instanz für Rechtsstreitigkeiten mit Bezug auf die Vorhaben des Bundesbedarfsplans ist.

Ferner stellt der Gesetzentwurf klar, dass ein Trassenkorridor, der in der Bundesfachplanung für eine Leitung festgestellt wird, auch im Rahmen der Planfeststellung für Leerrohre und mitverlegte Erdkabel grundsätzlich maßgebend ist. Dadurch entfällt eine zeitintensive, erneute Korridorsuche für Leerrohre und mitverlegte Erdkabel. Die Bundesregierung hat den Gesetzentwurf am 23.09.2020 beschlossen und anschließend dem Bundesrat zur Stellungnahme zugeleitet. Das Gesetz bedarf nicht der Zustimmung des Bundesrates.

Ziel des Gesetzes ist die Beschleunigung und Aktualisierung der Verfahren nach dem BBPIG. Dies trägt zur besseren Integration der EE und zur Erreichung der Klimaschutzziele essentiell bei. Der zügige Netzausbau ist insbesondere Voraussetzung für die Anbindung der Windenergieanlagen auf See und den Abtransport des Stroms in den Süden.

(2) Juristische Kurzanalyse der Kritik des BUND an der bevorstehenden Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (04.06.2020)

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) kritisiert an der bevorstehenden Novelle des BBPIG vor allem folgende Punkte:

- Der BBPlan sei hinsichtlich Streckenlänge, Art der Leitungen, Kosten und Umweltauswirkungen deutlich überdimensioniert. Zahlreiche Alternativen für eine dezentrale Stromverteilung seien nicht gegenübergestellt worden.
- Möglichkeiten zur Regionalisierung durch Ausgleich von Stromerzeugung und -bedarf auf Verteilernetzebene in Zellen/Waben oder durch Strommarktzone würden nicht in Betracht gezogen.
- Eine Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen von EE-Anlagen (Wind, Sonne), die systemisch an den Schwachstellen der bestehenden Netze ansetzt, erfolge in dem Modell der BNetzA nicht.
- Möglichkeiten des Monitorings der Leiterseile und der Einsatz von Hochtemperaturseilen seien nicht ausgeschöpft.
- Auch ein größerer Anteil des Energietransports mittels aus EE-Strom erzeugten Gasen könne den Stromnetzausbau mindern.

Die BNetzA hat den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2030 (Version 2019) Ende 2019 bestätigt. Auf dieser Basis erfolgt nun die Novellierung des Bundesbedarfsplans (BBPlan) durch den Bundesgesetzgeber.

Die Bundesbedarfsplanung baut auf einem mehrjährigen Prozess auf: Im sog. Szenariorahmen werden von den ÜNB die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren dargestellt. Auf Basis des dann von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens berechnen die ÜNB sodann den Ausbaubedarf für die kommenden zehn bis 15 Jahre. Das Resultat ist der Netzentwicklungsplan, der von der BNetzA bestätigt werden muss, sowie ein Umweltbericht. Über den vordringlichen Bedarf der Vorhaben entscheidet schließlich der Bundestag mit einer Novellierung des BBPIG. Die Kabinettsbefassung ist für Ende Juni/ Anfang Juli geplant; bis Ende des Jahres sollen die Regelungen in Kraft treten.

Während des gesamten Prozesses konnten und können sich Bürger, Verbände und Behörden in Beteiligungsrunden konstruktiv einbringen. Der derzeit vorliegende und bestätigte Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) hat diesen mehrjährigen Prozess durchlaufen; mit den vom BUND vorgetragenen Kritikpunkten haben sich die ÜNB und die BNetzA im Rahmen des Prozesses vertieft auseinandergesetzt. Die grundsätzlichen Bedenken und Vorbehalte gegen den NEP 2030 werden nicht geteilt, denn die Netzentwicklungsplanung kann lediglich den geltenden gesetzlichen Rahmen abbilden.

Alle Szenarien halten die Emissionsziele des Klimaschutzplans 2050 ein. Insbesondere enthält das Szenario C eine starke dezentrale Komponente des weiteren EE-Zubaus mit einem sehr hohen Innovationsgrad durch intensive Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien sowie die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die Netzentwicklungsplanung hat nicht – wie bisher – ein gänzlich engpassfreies Netz zum Ziel, sondern kalkuliert Abregelungen und Redispatch explizit mit ein, um Raum für innovative Ansätze zu lassen. Schließlich wurde auch eine stärkere Verzahnung mit dem Gasnetzausbau diskutiert und soll künftig über den laufenden sog. DENA III-Prozess als eigenständige Betrachtung vorgeschaltet werden.

c. Rechtliche Stellungnahme zur Integration des Einspeisemanagements in das Redispatch-Regime (30.01.2019)

Ziel der Regelungen im Gesetzentwurf: Die bislang nach EEG nur nachrangig zulässige Abregelung von EE-Anlagen wird durch ein einheitliches System zur Netzengpassbewirtschaftung (Redispatch-Regime) im EnWG ersetzt. Nach dem vorgeschlagenen einheitlichen Redispatch-Regime können ÜNB künftig besonders günstig am Engpass stehende EE-/KWK-Anlagen mit hoher netzentlastender Wirkung auch vor konventionellen Anlagen abregeln. Hintergrund: Um den unbedingten Einspeisevorrang von EE und KWK aufrecht zu erhalten sind aktuell teilweise erhebliche Redispatch-Volumina an anderer Stelle erforderlich, obwohl eine Abschaltung von wenigen EE-Anlagen direkt am Engpass effektiver wäre. Hierdurch entstehen erhebliche Kosten.

Ausgestaltung: Eine EE-Abregelung ist nach dem Gesetzentwurf nur dann zulässig, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte EE-Menge einsparen zu können. Für die Auswahlentscheidung der

Netzbetreiber werden für EE-Anlagen dabei nicht die tatsächlichen, sondern ausschließlich kalkulatorische Kosten angesetzt. Diese werden anhand eines für alle Abregelungen von EE-Anlagen einheitlichen kalkulatorischen Preises (in Euro je MWh) so bestimmt, dass dadurch die Reduzierung der Einspeisung dieser Anlagen erfolgt, wenn in der Regel – also pauschalierend – mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung der Erzeugung nicht vorrangberechtigter Anlagen ersetzt werden kann. Der Faktor wird als Mindestfaktor festgelegt und im Wege einer Festlegung durch die BNetzA festgelegt. Die kalkulatorischen Kosten sind dabei das Produkt aus dem kalkulatorischen Preis (den die ÜNB festlegen) und der Menge an abzuregelnder Wirkleistungserzeugung der EE-Anlagen. Für KWK-Anlagen gilt ein entsprechendes Regime. Die Abregelungsmaßnahme selbst wird dann – wie bisher – in der Regel durch die Verteilernetzbetreiber (VNB) vorgenommen. In der Gesamtoptimierung wurde auch die Netzreserve mitberücksichtigt, ohne dass deren grundsätzlich nachrangiger Einsatz (da hohe Kosten) aufgegeben wird. Sofern eine Anlage der Netzreserve besonders günstig zur Beseitigung des Netzengpasses steht, soll auf diese zurückgegriffen werden, wenn damit eine zusätzliche Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden kann.

Im Ergebnis ist durch die Neuregelung zwar eine etwas höhere Abregelung von EE- und KWK-Anlagen zu erwarten. Zugleich sollen die Redispatch-Kosten jedoch signifikant gedämpft werden. Positiv hervorzuheben sind auch die Regelungen zur Erstattung der Kosten für Ausgleichsenergie bei Abregelungen von EE. Diese fielen bisher regelmäßig dem Direktvermarkter zu Last. Zudem ist zu erwarten, dass die Daten zu den Abregelungen von EE/ KWK künftig transparenter zur Verfügung gestellt werden, wie dies heute beim Redispatch auch schon der Fall ist.

Verbesserungswürdige Punkte:

- Mit der schrittweisen Annäherung von EE-Anlagen an die Abregelung konventioneller Stromerzeugungsanlagen ist der Grundstein für eine vollständige Angleichung gelegt, was aus Klimaschutzsicht nicht akzeptabel wäre.
- Die Berechnungsgrundlage für die Auswahlentscheidung der Netzbetreiber ist eine „Black-Box“. Konkrete Beispielsrechnungen und Annahmen fehlen und die Wahl des Faktors bzw. die Festlegung der Bandbreite ist nicht nachvollziehbar.
- Die BNetzA hat weite Festlegungskompetenzen zur konkreten Ausgestaltung.
- Unklar bleibt, ob der noch unbekannte kalkulatorische Preis und der vorgegebene Mindestfaktor geeignet sind, den Einspeisevorrang von EE in der Regel tatsächlich unbeeinträchtigt zu lassen.
- Aus Klimaschutzsicht ist zudem nicht nachvollziehbar, weshalb der Korridor des Mindestfaktors bei EE- und KWK-Anlagen identisch ist.
- Die Möglichkeit zur Abregelung durch die Netzbetreiber korrespondiert nicht mit dem Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen für eine Abregelung. Dadurch besteht die Gefahr, dass abgeregelt wird, obwohl Voraussetzungen nicht vorliegen.

6. Wasserstoff-Ausbau

- a. **Rechtliche Zuarbeit für das BMUV als beteiligtes Ressort zur Bewertung des Referentenentwurfs – „Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung**

unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ (02.07.2021)

Mit dem Gesetzentwurf werden EU-rechtliche Vorgaben umgesetzt.

Das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ umfasst vier Richtlinien und vier Verordnungen. Während die Verordnungen unmittelbar gelten, sind die Richtlinien in nationales Recht umzusetzen. Das vorliegende Gesetzgebungsvorhaben dient vorrangig der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

Sie fasst die bisher geltende StromBM-RL neu. Insbesondere soll die Richtlinie (EU) 2019/944 durch verschiedene Maßnahmen insgesamt die Rechte der Verbraucherinnen und Verbraucher und deren Teilnahme am Strommarkt weiter stärken. Stromkunden sollen in zunehmendem Maß nicht mehr allein als Käufer und Stromverbraucher agieren, sondern auch aktiv am Geschehen auf den Strommärkten teilhaben können, indem sie allein oder gebündelt, unmittelbar oder mittelbar auch ihrerseits Produkte oder Dienstleistungen anbieten oder zum Beispiel auf vertraglicher Basis Aggregatoren zur Verfügung stellen.

Daneben enthält die Richtlinie (EU) 2019/944 eine größere Zahl weiterer neuer oder geänderter Vorgaben, zum Beispiel auch in Bezug auf die Beschaffung von für den Netzbetrieb notwendigen Flexibilitätsprodukten durch die Netzbetreiber. Diese neuen oder geänderten Vorgaben betreffen sowohl Vorschriften des EnWG als auch die Rechtsverordnungen, die auf dessen Grundlage erlassen worden sind. Im Übrigen soll auch eine Vorgabe der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die Stromnetzbetreiber betrifft, sowie eine Regelung der VO (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung im EnWG umgesetzt werden.

b. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung eines Regelungsrahmens für Wasserstoffinfrastruktur im EnWGÄndG

Es gab verschiedene Zuarbeiten zum EnWGÄndG und dort zur Regulierung künftiger Wasserstoffnetze. Für den Markthochlauf von Wasserstoff ist eine bedarfsgerechte Wasserstoffinfrastruktur erforderlich. Die Bundesregierung hat dafür im Änderungsgesetz zum EnWG einen Einstieg in die Regulierung für Wasserstoffinfrastruktur gewählt, um Wasserstoff als weiteren Energieträger im EnWG erstmals gesetzlich zu verankern und einen verlässlichen Regelungsrahmen für Betreiber von Wasserstoffnetzen zu ermöglichen.

Eine Vollregulierung, wie sie für das bestehende Gasfernleitungs- und -verteilernetz gilt, wurde im Hinblick auf Wasserstoffinfrastruktur bewusst nicht vorgesehen. Der gewählte Einstieg soll dem Umstand Rechnung tragen, dass bisher sehr wenig Wasserstoffinfrastruktur vorhanden ist und Investitionen in diese neue Infrastruktur daher keinen zu hohen Anforderungen unterliegen sollten.

Zudem soll der erwartbaren einheitlichen Regelung für Wasserstoffinfrastruktur auf EU-Ebene nicht mit nationalen Regelungen vorgegriffen werden. Eine Einbeziehung der

Wasserstoffinfrastruktur in die Regulierung für Erdgasnetze unterstützt die Bundesregierung nicht. Wir werden weder heute noch künftig einen Infrastrukturbedarf für Wasserstoff haben, der in Auslegung und Umfang der derzeit vorhandenen Gasnetzinfrastuktur entspricht.

Eine Einbeziehung in die Regulierung für Gasnetze würde einen Zubau oder eine Umrüstung von Gasleitungen über den tatsächlichen Bedarf für Wasserstoffleitungen hinaus auslösen. Denn durch die Einbeziehung solcher Maßnahmen in die Gasnetzentgelte könnten die Netzbetreiber eine verlässliche und vergleichsweise attraktive Eigenkapitalverzinsung für solche Investitionen erreichen.

Letztlich würden dadurch die Kosten für Netznutzer erheblich steigen. Zudem ist es rechtlich äußerst fraglich, ob eine Querfinanzierung der Infrastruktur für Wasserstoff durch die Gasnetzentgelte EU-rechtlich überhaupt zulässig wäre. Hierüber diskutieren Juristen derzeit intensiv. Die Bundesregierung ist der Auffassung, dass die Querfinanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch Einbeziehung in die Gasnetzentgeltregulierung rechtlich nicht zulässig wäre.

Im Gesetzgebungsverfahren gab es häufiger Fragen, weshalb Wasserstoffnetze nicht Teil der bereits bestehenden Regulierung für Gasnetze werden, so dass Gasnetzbetreiber, insbesondere (kommunale) VNB in die Umrüstung der Gasnetze auf Wasserstoff einsteigen könnten.

Erdgas verfügt über ein landesweites, vermaschtes Netz, weil Erdgas zu großen Anteilen den Wärmebedarf im Wohn- und Gewerbe(gebäude)-bereich deckt. Eine solche breite Verwendung im Wärmebereich ist für den Energieträger Wasserstoff nicht vorgesehen und auch nicht möglich. Wasserstoff kann und muss weitgehend nur dort zum Einsatz kommen, wo die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen und/oder die Verwendung anderer Erneuerbare Energieträger nicht möglich sind. Das unterstreicht auch die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS). Ein flächendeckender Einsatz von Wasserstoff zur Gebäudeversorgung mit Energie wäre bereits wegen des begrenzten EE-Stromdargebots nicht darstellbar, ineffizient und zudem sehr teuer für Verbraucher*innen.

Würde man, um eine unzulässige Quersubventionierung der Wasserstoffinfrastruktur zu vermeiden, Wasserstoffinfrastruktur der bestehenden Regulierung der Erdgasnetze unterstellen, hätte das zur Folge, dass am Bedarf vorbei allerorten Wasserstoffinfrastruktur entstehen würde, die dann auch bezahlt werden müsste. Letztlich würden sich die Netzentgelte für die Gasverbraucher spürbar erhöhen – ohne, dass es einen Bedarf für solche flächendeckenden Wasserstoffnetze gäbe. Daher ist der Weg des Einstiegs in eine separate, einfachere Regulierung für Wasserstoffnetze angemessen. Perspektivisch ist eine EU weit einheitliche Regulierung für Wasserstoffinfrastruktur geplant.

Es geht bereits deshalb nicht darum, in die bestehende Regulierung für Gasnetze nun Wasserstoffnetze einzubeziehen. Das geltende EU-Gasbinnenmarktrecht steht im Übrigen Quersubventionierungen zwischen verschiedenen Netzinfrastrukturen nach einer deutlichen Rechtsmeinung entgegen. Entsprechende Bestimmungen enthält die Gasbinnenmarktverordnung (EG) 715/2009 in Art. 13 Abs. 1 und der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR), Verordnung (EU) 2017/460.

Die derzeitigen Regelungen für ein Einspeisen von Wasserstoff ins Erdgasnetz bleiben von dem Einstieg in die Regulierung reiner Wasserstoffnetze unberührt. Eine solche Beimischung ist nach wie vor innerhalb des technisch Möglichen zulässig.

7. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung des Referentenentwurfs zur Änderung der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) (20.08.2021)

BMWi legte einen Entwurf zur Änderung der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) vor.

Vorher sah § 13 Abs. 2 Satz 3 NDAV vor, dass die Arbeiten an einer Gasanlage, außer durch den Netzbetreiber, nur durch ein in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden dürfen.

Im Hinblick auf diese Regelung wurde kritisch gesehen, dass sie die EU-Dienstleistungsrichtlinie nicht angemessen umsetzen könnte, denn es war nicht hinreichend transparent, welches Installateurunternehmen in dieses Verzeichnis aufgenommen wird und welche Voraussetzungen dafür gegeben sein müssen. Hier wurde befürchtet, dass Unternehmen mit Sitz in anderen EU-Mitgliedstaaten keinen ausreichenden Zugang zu dem Verzeichnis haben könnten.

Daher wurden §§ 13, 13a NDAV durch die ÄndVO umfassend geändert. § 13a NDAV regelt nun konkreter die Voraussetzungen und Abfolge der Eintragung in das Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers. Auch ist jeder Netzbetreiber weiterhin zur Führung eines Installateurverzeichnisses verpflichtet. Zudem wird die Regelung im Sinne der EU-Dienstleistungsrichtlinie um Regelungen zur gegenseitigen Anerkennung der fachlichen Qualifikation ausländischer Unternehmen ergänzt.

Eine Anpassung der NDAV im Sinne der Maßgaben der EU-Dienstleistungsrichtlinie war im BMU Interesse. BMU spezifische Themen waren nicht berührt.

8. Rechtliche Zuarbeit zur Bewertung des Entwurfs einer Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Juli bis September 2021)

BMWi legte den Entwurf einer Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Verordnung zu sonstigen Energiegewinnungsbereichen – SonstigeEnergiegewinnungsbereicheV) vor.

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) ermöglicht es für Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, Festlegungen mit dem Ziel zu treffen, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten zur Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen. Da es von entscheidender Bedeutung ist, dass die Vergabe der Rechte zur Nutzung der so auszuweisenden Bereiche anhand objektiver, nachvollziehbarer, diskriminierungsfreier und effizienter Kriterien erfolgt, sieht § 71 Nr. 5 WindSeeG eine Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung zur Ausgestaltung von Kriterien zur Vergabe von Flächen für die sonstige Energiegewinnung vor, von der durch den Entwurf Gebrauch gemacht wurde.

Im Hinblick auf diesen Verordnungsentwurf wurde zu den folgenden (kritischen) Punkten juristisch zugearbeitet:

Die Verordnung zu sonstigen Energiegewinnungsgebieten sieht ein anderes Genehmigungsverfahren als das, das nach dem WindSeeG für Windenergieanlagen auf See gilt, vor. Daher wurde ein rechtlicher Abgleich des von der Verordnung vorgesehenen Verfahrens für die Genehmigung von sogenannten sonstigen Energiegewinnungsanlagen mit dem des WindSeeG vorgenommen. Dabei stellte sich insbesondere die Frage, ob das für die sonstigen Energiegewinnungsanlagen vorgeschlagene abweichende Verfahren im Hinblick auf die Voruntersuchung zwingend ist, oder ob dieses veränderte Verfahren im Vergleich zum etablierten (Standard-)Verfahren einen Abbau von Standards bedeutet.

Nach dem WindSeeG wird im zentralen Modell eine Flächenvoruntersuchung vorgenommen, im Rahmen derer grundsätzliche Umweltbelange mit vorab abgeprüft werden (z. B. wie viele Fundamente umweltverträglich errichtbar sind). Insoweit findet eine Art „grobe“ Umweltverträglichkeitsprüfung schon auf dieser Stufe statt, da klar ist, welche Art von Anlagen, nämlich Offshore-Windenergieanlagen, errichtet werden sollen.

Im Hinblick auf den Verordnungsentwurf wurde herausgearbeitet, dass die Systematik der Ausschreibungen bei Wind auf See, wie auch im Rahmen des Entwurfs der VO, es nicht ermöglichen, die Vorentwicklung der Fläche – und damit die Umweltverträglichkeitsprüfung – vor die Ausschreibung zu ziehen. Eine Eignungsfeststellung im Sinne der EignungsfeststellungsVO vor der Ausschreibung wie im WindSeeG ist für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche so auch nicht möglich, da bei Bewerbung in Ausschreibungen unklar ist, welche Technologie sich für die sonstige Energiegewinnung bewerben wird. Entsprechend erfolgt die Beaufschlagung – abweichend vom WindSeeG und vom EEG – wo es nur um ein Gebot zur Marktprämie geht – nach definierten, vergleichbaren qualitativen Kriterien. Erst nach dem Zuschlag ist binnen zwei Monaten ein Konzept zur Umweltuntersuchung vorzulegen. In einem weiteren Schritt führt die zuständige Behörde, das BSH, das Planfeststellungsverfahren durch, in dem die unterschiedlichen notwendigen Genehmigungen abgeprüft werden (z. B. BImSchG, Bergbaurecht, etc.). In diesem Zusammenhang wird die Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt und festgestellt werden, ob bestimmte Auflagen erforderlich sind.

III. Juristische Auswertungen von Berichten und Studien

1. Auszug aus der Bewertung des vom BDEW erstellten Positionspapiers zur Sektorkopplung und PtG

Die Einschätzung, dass im Rahmen der notwendigen Transformation der Energieversorgung EE in den Bereichen Wärme, Verkehr und Industrie rasch vorangebracht werden müssen und damit große energie- und klimapolitische Chancen verbunden sind, wird geteilt. Das betrifft ebenso die Auffassung, dass neben dem Ausbau der EE und dem Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur die passenden Preissignale dafür sehr wichtig sind. Es steht fest, dass EE im Rahmen dieser Transformation ein knappes Gut bleiben werden, ihr effizienter Einsatz ist daher von zentraler Bedeutung. Das heißt, dass, soweit möglich, diejenigen Technologien zur Anwendung kommen sollten, die mit vergleichsweise geringem Energieeinsatz fossil basierte Technologien ersetzen können.

Die BMU-Folgenabschätzung zu den Sektorzielen 2030 belegt klar, dass ein Transformationspfad, der Energieeffizienz fokussiert, die Klima- und Energieziele erreicht und volkswirtschaftlich zudem auch vorteilhaft ist, gerade auch mit Blick auf das Ziel der THG-Neutralität bis 2050.

Die Herstellung synthetischer gasförmige Energieträger ist mit hohen Wandlungsverlusten verbunden. Ein breitflächiger Einsatz dieser Energieträger kann durch das inländische EE-Potenzial bei weitem nicht gedeckt werden; die Möglichkeit einer Deckung durch Importe ist jedenfalls derzeit unsicher. Auch deshalb ist ggü. Mindestabnahme- und Mindestbeimischungsquoten für Wasserstoff und/oder synthetisches Methan Zurückhaltung geboten.

Gleiches gilt beim Einsatz von „blauem Wasserstoff“. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Wasserstoff verfahrenstechnisch oder elektrochemisch aus weiteren fossilen Energieträgern hergestellt und in entsprechende Infrastruktur gelangt, denn ein Herkunfts- oder Zertifizierungssystem für Wasserstoff ist weder zurzeit absehbar noch vorhanden. Ein solches Szenario könnte die Transformation zu einer Stromerzeugung aus EE letztlich hemmen statt fördern.

2. Rechtliche Stellungnahme zum Diskussionspapier des BDEW zum Umsetzungsbedarf in Sachen Strommarktdesign im EU-Winterpaket (24.04.2020)

Vorschlag BDEW: Aufnahme der Definition der Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“ der StromBM-RL in das EnWG und Beseitigung derzeitig bestehender Doppelbelastungen – Art. 2 Nr. 59 f. und Art. 15 Abs. 5 b StromBM-RL. Die StromBM-RL definiert die Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“ und gibt vor, dass Doppelbelastungen von Speichern beseitigt werden müssen und aktive Kunden bei der Nutzung keinen unverhältnismäßig hohen administrativen Aufwand haben dürfen. Dies solle umgesetzt werden.

Bewertung: Derzeit gelten Energiespeicher im EnWG bei der Einspeicherung als Letztverbraucher und bei der Ausspeicherung als Erzeuger. Insbesondere bei Stromspeichern wird einer Doppelbelastung des Stroms mit Abgaben, Umlagen und Entgelten durch zahlreiche Ausnahmen entgegengewirkt, die jedoch an unterschiedliche Voraussetzungen geknüpft sind und nicht für alle Abgaben und Umlagen gelten. Im Klimaschutzplan 2050 wurde bereits vereinbart, dass die Finanzierung der Energiewende insgesamt mit Blick auf die staatlich induzierten Strompreisbestandteile (Steuern, Abgaben, Umlagen) überarbeitet werden sollte. Diese Überprüfung sowie eine entsprechende Umsetzung stehen noch aus. Zudem wurde im Klimaschutzprogramm 2030 vereinbart, dass auch eine Entlastung von noch verbleibenden Belastungen auf Stromspeicher geprüft werden soll. Für Energiespeicher i. A. gelten die Ausnahmen für Stromspeicher grundsätzlich nicht. Die Schaffung einer eigenen Marktrolle könnte zu einer klareren und in der Praxis einfacheren Handhabung beitragen.

Vorschlag BDEW: Konsolidierung der Marktrollen von Prosumern und Energiegemeinschaften in StromBM-RL und RED II sowie neuer und alter Marktrollen – insbes. Art. 15 StromBM-RL und Art. 21 RED II. Die vorgesehenen Neuregelungen und

Rechte von aktiven Kunden, Eigenversorger sowie die hierfür geltenden Grundsätze von nichtdiskriminierenden Netzentgelten sollten im EnWG in einer einheitlichen Definition niedergelegt werden. Die rechtliche Verankerung von EE-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften hingegen modular im EnWG und EEG. Im Bereich der Eigenversorgung sollte zwischen einzelnen Eigenversorgern einerseits und Energiegemeinschaften andererseits unterschieden werden. Das Mieterstrommodell sieht der BDEW als Prosuming, wozu er derzeit Vorschläge erarbeitet.

Bewertung: Die Abbildung der neuen Vorgaben in einem klar strukturierten Rechtsrahmen wird begrüßt. Die Notwendigkeiten von Anpassungen zu EE-Eigenverbrauch wird vom BMWi derzeit noch geprüft. Eine effektive Weiterentwicklung der Mieterstrommodelle ist zu unterstützen; die bisherigen Regelungen inkl. Förderung wurden kaum in Anspruch genommen.

Vorschlag BDEW: Pragmatische Umsetzung der europäischen Vorschriften zu Smart Meter – Art. 19, 20, 21 StromBM-RL und Anhang II. Die StromBM-RL trifft umfassende Regelungen zum Smart Meter Rollout. Der BDEW sieht insoweit keinen nationalen Änderungsbedarf und empfiehlt, an dem hiesigen Rolloutplan festzuhalten.

Bewertung: Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurde 2016 ein Rolloutplan gesetzlich verankert. Der Rollout bei Verbrauchsstellen mit über 6.000 kWh/Jahr läuft nun seit Februar 2020, da es erst zu diesem Zeitpunkt gelungen ist, dass drei voneinander unabhängige Anbieter Smart Meter zertifiziert haben. Die Messstellenbetreiber müssen nun innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne die Ausstattung mit Smart Meter vornehmen.

Vorschlag BDEW: Schaffung von Planungssicherheit zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft. Die RED II regelt die Einbeziehung von EE in den Verkehrssektor und eröffnet die Möglichkeit ein EU-weites Nachweissystem für Grüne Gase zu installieren. Der BDEW fordert eine zügige Umsetzung der Anrechnungsvoraussetzungen für grünen Wasserstoff gemäß seinen Eckpunkten, ein einfaches und transparentes System für Herkunftsnachweise für Gas sowie die Umsetzung erforderlicher regulatorischer und ordnungspolitischer Anpassungen im deutschen Recht, um eine europäische Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen. Hierzu wird er zeitnah Vorschläge vorlegen.

Bewertung: Gemäß Art. 27 RED II (Verkehr) hat die europäische Kommission den Auftrag, bis Ende des Jahres 2021 einen delegierten Rechtsakt für eine EU-weit einheitliche Methode zum Bezug von erneuerbarem Strom zur PtX-Produktion zu erlassen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass es sich auch beim Netzstrombezug um echten, erneuerbaren Strom handelt, d. h., dass u. a. die PtX-Kraftstoffproduktion zeitgleich mit der Erzeugung des erneuerbaren Stroms erfolgt. Weiterhin soll es sich um zusätzlichen erneuerbaren Strom handeln. Der delegierte Rechtsakt wird spätestens bis Ende des Jahres 2021 erlassen. Vorherige nationale Regelungen, die kurze Zeit später wegen europäischer Vorgaben geändert werden müssen, gefährden die Investitionssicherheit und werden daher abgelehnt. Kurz spricht der BDEW auch die künftige erweiterte Energiekennzeichnung an. Soweit es um diese künftig für alle Energieträger aufgrund von EE geltende Kennzeichnung geht (Art. 19 RED II), erarbeitet das DIN dafür gerade in einem Arbeitskreis von Stakeholdern praktisch handhabbare Vorschläge; der BDEW ist in dem

Arbeitskreis vertreten.

3. Juristische Kurzanalyse eines Gutachtens der Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. zum Netzausbauggebiet (31.03.2020)

Laut Gesetzesbegründung sei der Gesetzeszweck der Ermächtigungsgrundlage, dass damit das EE-Ausbauziel mittels einer regionalen Steuerung des Zubaus erreicht wird. Da eine solche regionale Steuerung in der Praxis nicht erfolgt sei, sondern der Windausbau vielmehr abgebremst worden sei, würde der Gesetzeszweck nicht erreicht werden und die Verordnung sei daher rechtswidrig.

Bewertung: Aus der interpretierten Gesetzesbegründung zum Gesetzeszweck kann nicht bereits die Rechtswidrigkeit abgeleitet werden. Die Gesetzesbegründung ist nicht rechtlich bindend, sondern kann allenfalls als Auslegungshilfe herangezogen werden. Die Schlussfolgerung, dass der Windenergieausbau aufgrund der Verordnung abgebremst worden sei, erscheint nicht belastbar, da nicht nachweisbar ist, dass es aufgrund des Netzausbaugebiets (ursächlich) zum Einbruch bei den Geboten/ Ausbau Wind an Land gekommen ist.

Kritisiert wird die Systemanalyse der ÜNB, die als Basis für den Neuzuschnitt des Netzausbaugebiets dient. Hierbei sei nur der bisherige Zuschnitt des Netzausbaugebiets berücksichtigt worden, nicht der Neuzuschnitt. Außerdem fehle eine Berechnung, Erörterung und ein Vergleich unterschiedlicher regionaler Zuschnitte. Zudem zeige diese, dass der Einfluss von Wind an Land – selbst bei extremen Zubauszenarien – auf die Netzdimensionierung künftig sehr gering sei und statt dessen der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität insoweit der neue Treiber sei.

Bewertung: Der Redispatch und Einspeisemanagement-Bedarf wird in den entsprechenden Regionen in den nächsten Jahren weiter stark ansteigen, was maßgeblich auf Wind an Land zurückzuführen ist. Um eine Streckung der Erhöhung der Transportkapazitäten auf 70 % bis zum Jahr 2025 (statt lt. Elektrizitätsverordnung zum 01.01.2020) zu erreichen, hat Deutschland den Aktionsplan Gebotszone vorgelegt. Dort wird das Netzausbaugebiet als eine von mehreren Maßnahmen genannt, um mehr grenzüberschreitenden Handel zu ermöglichen. Insofern hat sich Deutschland hier für den Vorrang des europäischen Handels gegenüber dem Ausbau von Wind an Land in den belasteten Gebieten ausgesprochen. Mit der obigen Argumentation würde man sich dazu in Widerspruch setzen. Angedeutet wird auch, dass die Regelung rechtswidrig wäre, da sie gegen den nach §§ 8 und 11 EEG geltenden Einspeisevorrang der EE verstoßen würde. Eine Beeinträchtigung sei nur vorübergehend und in engen Grenzen gerechtfertigt, die hier nicht eingehalten wären.

Bewertung: Es ist nicht ersichtlich, weshalb vom Einspeisevorrang im EEG nicht durch anderweitige Regelungen im EEG abgewichen werden können soll, wie dies nun auch mit der Neuregelung von Einspeisemanagement und Redispatch geschieht. Dieses Argument überzeugt daher nicht.

4. Juristische Kurzanalyse zum Positionspapier „Das Bürgerenergiekonzept für Zukunftsindustrien – So wird Deutschland das Land mit dem saubersten und

günstigsten Strom weltweit“ der CDU Hamburg (17.02.2020)

In einigen Parteien gibt es Überlegungen zur Abschaffung der EEG-Umlage. In dem konkreten Konzept, das Christoph Ploß (Landeschef der Hamburger CDU) und Phillip Schröder (u. a. früherer Tesla-Deutschlandchef und CDU-Mitglied) erarbeitet haben, geht es im Kern um die Finanzierung des EE-Ausbaus über zweckgebundene grüne Staatsanleihen (Green Bonds) anstelle einer EEG-Umlagefinanzierung. Zentrale Punkte des Konzepts sind:

- Anleihen sollen jährlich emittiert werden und die jeweiligen Gesamtfinanzierungskosten decken.
- Die Vergütung soll pauschal bei negativen Strompreisen gestrichen werden.
- Nach der 20-jährigen Förderung erhält der Bund Eigentums- bzw. Nutzungsvorbehalt, indem er über eine bundeseigene Anstalt ein Vorkaufsrecht für einen symbolischen Euro erhalten soll.

a. Einordnung grüner Staatsanleihen

Eine grüne Anleihe ist, wie eine herkömmliche Anleihe auch, ein Finanzierungsinstrument, das dem Anleiheemittenten hilft, für bestimmte Projekte Kapital zu beschaffen. Im Gegenzug verpflichtet sich der Emittent gegenüber dem Kapitalgeber zu einer festen periodischen Zinszahlung und einer vollständigen Rückzahlung des Kapitals bei Fälligkeit. Der Unterschied zu einer herkömmlichen Anleihe besteht allein darin, dass deren Erlös in nachhaltige Projekte investiert wird, wie z. B. in EE. Mit grünen Anleihen finanziert der Staat damit Zukunftsprojekte über Schulden.

Nach zunächst einem langsamen Start im Jahr 2007, der hauptsächlich von multilateralen Entwicklungsbanken (Weltbank und Europäischen Investitionsbank) initiiert wurde, haben grüne Anleihen in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen: Nach Angaben der Climate Bonds Initiative lag das Emissionsvolumen 2014 noch bei weniger als 50 Mrd. USD pro Jahr (Europa ca. 18 Mrd. USD) und stieg bis 2019 auf über 250 Mrd. USD (Europa ca. 116 Mrd. USD) an. Allerdings schmolz im pandemischen Jahr 2020 das Emissionsvolumen wieder auf unter 100 Mrd. USD (Europa ca. 50 Mrd. USD) ab.

Auf dem grünen Anleihenmarkt gehen weltweit knapp 13 % auf grüne Staatsanleihen zurück. In Deutschland, wurde nach dem „Klimaschutzprogramm 2030“ der Bundesregierung am 02.09.2020 die erste nachhaltige Bundesanleihe, ein sogenannter Green Bond, auf den Markt gebracht. Aktuell werden neue grüne Bundeswertpapiere an ein bestehendes konventionelles Bundeswertpapier gekoppelt und mit identischen Merkmalen ausgestattet sein (d.h. gleiche Laufzeit und gleicher Kupon) – sogenannte „Zwillingsanleihen“.

b. Verwendung von grünen Staatsanleihen zur Finanzierung der EEG-Umlage

Nach IRENA 2020 werden grüne Anleihen, die ausschließlich für EE bestimmt sind, hauptsächlich von Unternehmen ausgegeben (67 % des kumulierten Volumens von 2010 bis November 2019), gefolgt von staatlichen Stellen (18 %) und Finanzinstituten (14 %). Die Climate Bonds Initiative bündelt in einem zugänglichen Datensatz „Green-Bond-Policies“. Nach Sichtung dieses Datensatzes und eigener Recherche gibt es bisher keine

grünen Staatsanleihen zur Finanzierung von Einspeisetarifen. Allein existiert ein ähnlich klingendes und bereits länger bestehendes Konzept (<https://www.climatebonds.net/projects/models/renewable-energy>). Vor diesem Hintergrund scheint eine Finanzierung über grüne Staatsanleihen komplettes Neuland zu sein. Die Umsetzung eines solchen Konzeptes würde daher einen umfassenden Systemwechsel darstellen, der vollumfänglich darauf untersucht/geprüft werden muss, ob es den notwendigen stetigen Ausbau der EE gewährleisten kann. Des Weiteren ergeben sich folgende Kritikpunkte am CDU-Vorschlag:

- Ein Vorkaufsrecht für einen symbolischen Euro, stellt faktisch eine starke Begrenzung des Eigentumsrechts des Anlagenbetreibers dar, die sich nicht zwingend förderlich auf die Investitionsentscheidung auswirkt.
- Pauschale Streichungen der Vergütung bei negativen Strompreisen erhöhen die Finanzierungsrisiken.

5. Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung einer Stellungnahme zum vorläufigen Prüfungsergebnis der BNetzA zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 und Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (10.10.2019)

a. Alternativenprüfung P 43/P44

Auf Seite 67 ff. des Dokuments bewertet die BNetzA den vom BMWi und den Ländern Bayern, Hessen und Thüringen vorgelegten Vorschlag für eine Lösung der Netzprobleme im Dreiländereck Bayern, Hessen und Thüringen vom 05.06.2019. Vorgeschlagen wird auf das Leitungsvorhaben P44 (Schalkau-Grafenrheinfeld) zu verzichten und stattdessen das Vorhaben P43 in der Ursprungsvariante (Meklar-DipperzBergrheinfeld/West) zu realisieren und zusätzlich die für 2035 vorgesehene Erweiterung des SüdOstLink (Klein Rogahn-Isar, DC20) auf 2030 vorzuziehen (SOL-Erweiterung). Die BNetzA kommt zu dem Ergebnis, dass das bisher vorgesehene Projekt P44 eine deutlich bessere Wirksamkeit bezüglich der Reduzierung von Netzengpässen hat. Ob stattdessen die mit den Ländern vereinbarte Alternative P43 und DC20 umgesetzt werden soll, soll von den Realisierungschancen und der Akzeptanz abhängig gemacht werden.

Die Suche nach alternativen Leitungstrassen wird begrüßt, um die Akzeptanz des Leitungsbaus insgesamt zu erhöhen. Die Trassenalternative P43 und DC20 weist jedoch nahezu die vierfache Länge auf, wirkt weniger entlastend als die Ursprungsvariante (P44) und führt allein schon aufgrund ihrer Länge zu einer quantitativ höheren Beeinträchtigung der Umwelt. Laut Steckbrief der Ursprungsvariante P44 ist das Konfliktrisiko sehr gering und die Natura 2000 Abschätzung ergibt nur einen betroffenen Flächenanteil von 143,95 ha. Dagegen weist die Maßnahme P43 einen betroffenen Anteil von Natura 2000 Gebieten von 49883,02 ha und Flächen mit dauerhafter Nutzungseinschränkung von rund 648 ha auf. Es ist daher zweifelhaft, ob dies tatsächlich eine „vernünftige“ Alternative darstellen kann. Statt wie bisher rund 240 km (P43mod und P44) beträgt die Alternative nun rund 940 km (P43 und DC20). Zumal für ein wesentliches Teilstück - für den Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau (M28a) - bereits ein bestandskräftiger Planfeststellungsbeschluss des Thüringer Landesverwaltungsamts vom 21.01.2015 hinsichtlich der Installation eines dritten und eines vierten 380-kV-Stromkreises vorliegt. Es wird gebeten, bei der Wahl der Alternative auch die voraussichtlichen erheblichen Umwelt- und Naturschutzauswirkungen

der veränderten Leitungsführung zu berücksichtigen, da ansonsten das Instrument der Umweltprüfung ins Leere läuft.

b. Integrierte Strom- und Gasnetzplanung

Die BNetzA nimmt erstmals zu den Forderungen einer integrierten Strom- und Gasnetzplanung Stellung und lehnt diese aufgrund der Verschiedenheit der Prozesse ab. Mit fortschreitender Sektorkopplung werden sich jedoch Strom- und Gas- oder Wasserstoffnetze zwangsläufig immer stärker gegenseitig bedingen und beeinflussen und damit auch Auswirkungen auf die jeweilige Netzplanung haben. So kann beispielsweise ein vermehrter Einsatz von Wasserstoffantrieben, synthetischen Brennstoffen oder PtG und die Nutzung grüner Gase erhebliche Auswirkungen auf die Gasnetzplanung haben. Auch wenn eine ganzheitliche Energiesystemplanung derzeit gesetzlich nicht angelegt ist, ist es erforderlich, dass die jeweiligen Wechselwirkungen in der Netzplanung und die Konsequenzen von Szenarien in der Stromnetzplanung für die Gasnetzplanung aufgezeigt werden. Es wird daher angeregt, hierzu einen eigenständigen Abschnitt sowohl im Netzentwicklungsplan Strom, als auch im Netzentwicklungsplan Gas aufzunehmen.

c. Engpassfreies Netz

Es wird begrüßt, dass die BNetzA den Grundsatz der weitgehenden Engpassfreiheit des Netzes weiterverfolgt. Die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, dass Netzausbauvorhaben häufig verzögert umgesetzt werden. Insofern dürfte ohnehin regelmäßig von einem gewissen Redispatch-Bedarf auszugehen sein. Wird ein solcher noch zusätzlich mit eingeplant, birgt dies die Gefahr, dass von vornherein ein unterdimensioniertes Netz geplant wird. Die damit einhergehenden zusätzlichen Engpasskosten können die Akzeptanz der Energiewende gefährden.

d. Blindleistungsbedarf

Der von den ÜNB im NEP 2019-2030 erstmals ausgewiesene Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen führt zu erheblichen zusätzlichen Kosten. Eine entsprechende Aufnahme dieser Maßnahmen im NEP 2019-2030 ist aus Gründen der Kostentransparenz zu begrüßen. Die ÜNB weisen jedoch darauf hin, dass der von ihnen genannte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde und sie davon ausgehen, dass der tatsächlich notwendige Bedarf um ein Vielfaches höher ausfällt. Die BNetzA sollte im Rahmen ihrer eigenen Berechnungen – wie auch im Rahmen der übrigen Netzplanung - eine konservative Betrachtung orientiert am voraussichtlich tatsächlichen Bedarf verfolgen. Darüber hinaus sollten alternative Maßnahmen zur Erbringung der erforderlichen Blindleistung aufgezeigt und geprüft werden, wie beispielsweise Maßnahmen im Verteilernetz oder den Einsatz von EE-Anlagen.

6. Kurzanalyse zum Mieterstrombericht der Bundesregierung (26.09.2019)

Mit dem im Juli 2017 verabschiedeten Mieterstromgesetz und der Förderung von Mieterstrommodellen sollte ein zusätzlicher Anreiz für den Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen geschaffen werden. Seit Einführung der Förderung wurden lediglich rund 14 MW zugebaut, so dass die gesetzliche Begrenzung von 500 MW bei Weitem nicht

zum Tragen kommt. Nach § 99 EEG legt die Bundesregierung bis zum 30.09.2019 dem Bundestag einen Bericht zum Mieterstrom vor; der Kabinettsbeschluss ist für den 18.09.2019 geplant. BM Altmaier hatte mit Schreiben vom 25.06.2019 an die Fraktionen zugesagt, nach Auswertung des Berichts noch im Herbst Maßnahmen vorzulegen. Er hat den Fokus bei den Fragen des räumlichen Zusammenhangs, der Quartierslösung, der Höhe der Vergütung, der Anlagenzusammenfassung und dem Lieferkettenmodell angekündigt.

Diese Vorschläge fanden sich jedoch nur teilweise bzw. stark abgeschwächt im Berichtsentwurf. Folgende Verbesserungsvorschläge wurden im Bericht übernommen:

- Klares Bekenntnis zur Herstellung von Rechtssicherheit bzgl. des Lieferkettenmodells und
- Feststellung von weiterem Untersuchungsbedarfs in Bezug auf Quartierslösungen.

Folgende Vorschläge wurden im Bericht ebenfalls aufgegriffen (S. 25 des Berichts), werden jedoch nicht unter „Ansatzpunkte für Verbesserungen“, zu denen bis Herbst 2019 konkrete gesetzgeberische Vorschläge vorgelegt werden sollen (Seite 8 des Berichts), aufgezählt:

- Verbesserung der Realisierungsmöglichkeiten von Mieterstrommodellen im Rahmen von Wohnungseigentümergeinschaften und
- Unterstützung der Umsetzung von Mieterstrommodellen und Senkung der Transaktionskosten über standardisierte Verträge und das Teilen von „Best Practices“.

Das Haupthemmnis für Mieterstrommodelle sind die geringe Wirtschaftlichkeit und hohe bürokratische Hürden. Diese werden in dem Bericht nun adressiert.

7. Kurzanalyse der vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 und Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (04.08.2019)

Insgesamt werden von der BNetzA alle Projekte im BBPIG weiterhin unverändert für erforderlich gehalten. Von den in den jüngsten Entwürfen der ÜNB vorgeschlagenen 160 Maßnahmen stuft die Regulierungsbehörde insgesamt 90 als notwendig ein – das sind 30 zusätzliche Ausbaumaßnahmen gegenüber dem Ende des Jahres 2015 in Kraft getretenen Bundesbedarfsplan. 70 von den ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen sieht die BNetzA hingegen als nicht bestätigungsfähig an. Beim O-NEP hält die BNetzA hingegen je zwei weitere Anbindungssysteme in der Nord- und Ostsee für erforderlich.

Die BNetzA bestätigt sogenannte „ad hoc Maßnahmen“ der ÜNB, die diese erstmalig im aktuellen NEP beantragt haben. Das sind Maßnahmen, die für die Zeit zwischen der Vollendung des Atomausstiegs in 2022 bis zur Inbetriebnahme der Nord-Süd-HGÜs helfen sollen, Redispatch und Einspeisemanagement zu verringern. Diese Maßnahmen werden selbst dann genehmigt, wenn sie danach nicht mehr von großer Bedeutung sind (S.29). Hierfür hat die BNetzA ein Szenario für das Zwischenjahr 2023 gebildet, indem sie Annahmen aus Szenario B2030 linear auf 2023 heruntergerechnet hat. Aus einem Abgleich mit den (hochgerechneten) Kosten für die Netzengpassvermeidung ergibt sich dann die Notwendigkeit für ad hoc Maßnahmen. Das ist deshalb interessant, weil die BNetzA bisher

immer strikt dagegen war, einen Vergleich Netzausbaukosten vs. Netzengpasskosten anzustellen.

Die BNetzA führt aus, dass der NEP nicht auf ein engpassfreies Netz abzielt. Mit Engpässen sei vielmehr immer zu rechnen. Gerade auch deshalb, weil die BNetzA nur robust benötigte Leitungen genehmigt. Sie weist ferner ausdrücklich darauf hin, dass ÜNB-Engpässe auch durch Ausbau des 110 kV Netzes behoben werden können (S. 33). Auf diese Thematik zielt ein aktuelles Ressortforschungsvorhaben des BMU ab, das aktuell vom UBA ausgeschrieben wird.

Die BNetzA rügt Unklarheiten bei der Modellierung der ÜNB zu KWK – so gehen die ÜNB davon aus, dass die Nettostromerzeugung aus Braun- und Steinkohle teils deutlich zurückgeht, sich die KWK-Stromeinspeisung aus Braun- und Steinkohle jedoch vervielfacht (S. 50).

Zur Einhaltung der Klimaziele stellt die BNetzA fest, dass die Vorgaben des Klimaschutzplans in dem nächsten Szenariorahmen (2019 mit Horizont bis 2030) berücksichtigt werden sollten. Die Vorbereitungen dazu beginnen 2018. Die CO₂-Minderungsziele im aktuellen NEP würden sich an den Klimazielen der Bundesregierung und dem vom UBA ermittelten Ausgangswert von 366,3 Mio. t orientieren. Auf den Stromsektor heruntergebrochen seien dies 165 Mio. t CO₂, die als zwingende Vorgaben für die Marktmodellierung B 2030 und C 2030 eingehalten wurden. Für Szenario C ergibt sich tatsächlich ein prognostizierter CO₂-Ausstoß von 155,7 Mio. t. Für Szenario A wurde keine Grenze vorgegeben, da auch ein Verfehlen der CO₂-Ziele innerhalb der Bandbreite der möglichen Entwicklungen sei.

Aus den Sektorzielen im Klimaschutzplan ergibt sich nun ein CO₂-Minderungsziel für den Stromsektor von 147,2 bis 151,5 Mio. t. Im Vergleich zum Szenario B 2030 liegt damit ein Gap von 13,5 bis 17,8 Mio. t CO₂ vor. Die BNetzA geht nicht davon aus, dass es hierdurch zu erheblichen Änderungen im Netzausbaubedarf kommt (S. 50 f.).

Die BNetzA weist darauf hin, dass Erwägungen der ÜNB zu Hochtemperaturleiterseilen nicht in den NEP gehören, sondern aufgrund der Details konkreter Vorhaben vor Ort im anschließenden Planungsverfahren Berücksichtigung finden sollten.

8. Juristische Kurzanalyse des BDEW Diskussionspapiers „Marktregeln für eine erfolgreiche Sektorkopplung“ (03.07.2019)

a. Zur Anerkennung grüner Gase durch Primärenergiefaktoren (PEF) im GEG

Unausgesprochen bleibt in dem Vorschlag, dass ein niedriger PEF für PtG angesetzt werden soll. Dies ist abzulehnen. PEF sollen den energetischen Aufwand zu Herstellung und Transport (Vorkette) bewertbar machen. Ein niedriger PEF erhöht die Attraktivität des jeweiligen Energieträgers im Rahmen der gesetzlichen Mindestanforderungen. Aufgrund der großen Ineffizienzen in der Herstellung von PtG müsste jedoch ein hoher PEF-Wert angesetzt werden, selbst dann, wenn für die Herstellung ausschließlich EE-Strom verwendet würde. Ein Nachweissystem für PtG-Qualitäten in Bezug auf THG besteht bisher nicht. PtG sollte nicht im Bereich der Gebäudewärme eingesetzt werden. Zwar würde PtG theoretisch den Weiterbetrieb von Brennwertgeräten ermöglichen. Im Sektor Gebäude (niedriges notwendiges Temperaturniveau) stehen jedoch deutlich effizientere erneuerbare

Alternativen (insb. Wärmepumpentechnologie mit direkter Stromnutzung) zur Verfügung. Dies gilt auch für die Steigerung der Flexibilität. Grundsätzlich ist die Methodik zur Bestimmung von PEF weiterzuentwickeln, da die bisher verwendeten PEF-Werte weder die primärenergetische Realität noch die THG-Emissionen der verschiedenen Energieträger zutreffend widerspiegeln. Schwer einzuordnen sind auch Aspekte wie nicht-energetischer Ressourcenverbrauch, was wiederholt zu Diskussionen im Bereich von Bioenergieträgern führt.

b. Zur Quote bei Ausschreibung, z. B. für Schienenverkehr, die nicht elektrifiziert betreiben werden

Diese obläge den Ländern und Kommunen bzw. Landkreisen als Bestellern der Leistungen. Grundsätzlich ist der Einsatz von effizienteren Antriebstechniken zu begrüßen. Alternative Antriebe sind jedoch keine Garantie für einen THG-neutralen Betrieb – die Herkunft des Kraftstoffs/ Rohstoffs ist entscheidend. Im Verkehrsbereich wird eher ein technologieneutraler Ansatz mit realen THG-Minderungen befürwortet. Zu befürworten sind daher Vorgaben, die klimafreundliche Schienen- bzw. ÖPNV-Fahrzeuge generell vorsehen, denn in Betracht kommen auch Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge, die nicht nur bei Bussen, sondern auch im Bereich Schiene bereits marktfähig sind. Lokomotiven und Schienentriebwagen verfügen, wenn nicht elektrisch, zudem über Dieselmotoren, die eine Verbrennung von PtG nicht ermöglichen.

c. Zum Vorschlag „Nutzen statt abregeln“ – für Zeiten netzdienlichen Strombezugs (Ver-hinderung der Abregelung) Befreiung von Umlagen (besonders EEG)

Dieser Vorschlag wird seit Längerem von Akteuren der Branche vorgetragen. Im Grunde ist das Ansinnen verständlich – man möchte abzuregelnden EE-Strom vermeiden, indem man die Produktion vor Ort nutzt. In Regionen mit häufigen Netzengpasssituationen (hohe EE-Einspeisung, wenig Entnahme) kann eine solche Regelung befristet bis zur Behebung der Netzengpässe durch Ausbau der Netze sinnvoll sein. In allgemeiner Anwendung ist Zurückhaltung geboten, da hierdurch die Ambition beim Netzausbau verwässert werden könnte und EE-Strom dann lokal in starkem Maße zu PtX gewandelt werden würde. Der BDEW Vorschlag zum Einsatz von PtG im Offshorebereich ist kritisch zu sehen, da hier zwar höhere Vollbenutzungsstunden für den wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren möglich erscheinen, die „(netzstabilisierende) Einspeisung von Wind Offshore-Strom“ würde damit jedoch entfallen.

d. Zur Festschreibung der Anrechenbarkeit von grünem Gas und grüner Wärme

Die Darstellung des BDEW ist nicht klar. Nach bisheriger Bewertung würden synthetische Brennstoffe auch auf der Basis von EE-Strom sehr hohe Primärenergiefaktoren erhalten müssen (hoher Energieaufwand) und damit keine Attraktivität für eine Verwendung im Wärmebereich erhalten. THG-Emissionen spielen bisher in der PEF-Definition keine Rolle. Die Ausweitung des Einsatzes von synthetischen Brennstoffen im Wärmemarkt wird kritisch gesehen wegen der Verfügbarkeit deutlich effizienterer klimaneutraler Alternativen, die auch Endnutzerkosten und EE-Ausbaubedarfe reduzieren.

e. Zur Weiterentwicklung der Abgaben- und Umlagesystematik

Eine Überarbeitung der Abgaben und Umlagesystematik wird seit längerem gefordert. Zudem ist dies Gegenstand der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und auch mit dem Klimaschutzplan 2050 als strategische Maßnahmen (Prüfung) Beschlusslage der Bundesregierung.

f. Gesamtbewertung

Die Einschätzung der Bedeutung der Sektorkopplung und die Chancen für die Energiewende werden geteilt. Allerdings bestehen Unterschiede zwischen dem Begriffsverständnis von BMU und BDEW zu Sektorkopplung. Erforderlich ist eine umfassende Transformation der Energieversorgung und -verwendung, in welcher etliche Elemente zusammengehen müssen. Neben der absoluten Senkung des Gesamtenergieeinsatzes ist dies der Ausbau der EE, der Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur und dazu passende Preissignale. Als sehr wichtig werden daher die - vom BDEW ebenfalls angesprochenen - Punkte CO₂-Bepreisung und Reduzierung der hoheitlichen Belastungen auf den Strompreis - unter Voraussetzungen eines netzdienlichen und möglichst effizienten Einsatzes - gesehen. Insgesamt gibt das Papier den aktuellen Meinungsstand in der Energiebranche wieder. Insgesamt bewegt sich das Positionspapier des BDEW im Rahmen dessen, was derzeit etliche Akteure der Energiewirtschaft fordern: Förderungen und Vergünstigungen für den Hochlauf von PtG-Technologien. Im Grundsatz müssen diese Technologien aktuell weiterentwickelt und erprobt werden, was angesichts des derzeitigen Marktumfelds nur mit Förderung möglich sein wird. Bei der Ausgestaltung von Anreizen und Regelungen zur Förderung muss aber im Einzelnen beachtet werden, dass die Instrumente den Einsatz von PtG in Bereichen anreizen, für die auch der Bedarf für PtG gesehen wird und nicht einen breitflächigen Einsatz in den Nachfragesektoren hervorrufen, infolgedessen der Strombedarf durch EE kaum gedeckt werden kann. Zudem bleiben in diesem Szenario wichtige Kostenvorteile durch die Verringerung der Energienachfrage in den Nachfragesektoren ungenutzt.

9. Rechtliche Stellungnahme zur vom UBA beauftragten Kurzstudie zum Klimabeitrag von LNG (17.04.2019)

a. Zum Sachverhalt

Das UBA hat im Rahmen des Ressortforschungsplans ein Vorhaben zur Rolle von Gas für die Erreichung der Klimaschutz-Ziele beauftragt (Roadmap Gas). Das Vorhaben läuft seit Herbst des Jahres 2016 und wird voraussichtlich im Mai/Juni des Jahres 2019 abgeschlossen sein. In dem Vorhaben geht es im Wesentlichen darum aufzuzeigen, welche Rolle Erdgas und EE-basiertes Gas und die Gasinfrastruktur bei Annahme bestimmter Klimaschutz-Zielpfade (-80 % bis -95 %) und möglicher Wechselwirkungen mit anderen Sektoren und Maßnahmen (z. B. hohe Effizienz, wenig Effizienz, starker Netzausbau, weniger Netzausbau) haben können.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde von UBA ein ad hoc-Kurz-Papier (rd. 20 Seiten) zur „Einordnung von LNG als Beitrag zum Klimaschutz“ in Auftrag gegeben, das nunmehr von den Auftragnehmern (Fraunhofer ISI und DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT) vorgelegt wurde. Anlass war die seit einiger Zeit anhaltende Diskussion in

Fachöffentlichkeit und Politik zum Import von LNG und entsprechender Infrastruktur in Deutschland. Dieses Thema gewinnt aktuell an Zulauf durch den „Gasdialog 2030“, den BMWi derzeit mit Stakeholdern der Energiewirtschaft, insbesondere der Gasbranche durchführt.

Zudem wurde unlängst die LNG-VO von der Bundesregierung verabschiedet. Die LNG-VO bringt Vergünstigungen für LNG Investoren beim Netzanschluss mit sich. Diese Gesetzesinitiative traf bei Umweltverbänden aber auch, wie an zahlreichen Bürgeranfragen zu dem Thema ablesbar, bei Bürgern auf Vorbehalte, insbesondere mit Blick auf mögliche Frackinggasimporte aus Nordamerika. Vor diesem Hintergrund gibt es die Überlegung, das Kurzpapier zu LNG auf der Internetseite des UBA kurzfristig zu veröffentlichen. Das Papier ist ein rein wissenschaftlich-sachliches Papier, das keine Stellung zu (aktuellen) politischen Diskussionen und Entwicklungen nimmt. Das Thema LNG wird kurz und verständlich lesbar eingeordnet.

Die Auftragnehmer stellen einleitend Informationen zu „LNG“ zusammen (Beschreibung LNG, Weltmarkt LNG, Gasförderung und Transportprozess einschließlich Differenzierung zwischen konventioneller und unkonventioneller Förderung von Gas (Fracking)). Sodann wenden sich die Auftragnehmer den Vorkettenemissionen zu, die bei der konventionellen und unkonventionellen Förderung und beim Transport je nach Herkunftsgebiet entstehen. Hierbei haben die Auftragnehmer auf vorhandene Erhebungen zurückgegriffen (naturgemäß waren im Rahmen dieser Kurzstudie keine eigenen, spezifischen Erhebungen möglich).

b. Bewertung

Zum Thema LNG gibt es die aktuellen Entwicklungen, wie die LNG-VO und den Gasdialog 2030 des BMWi. BMWi möchte mit dem Gas-Dialog die energie- und klimapolitischen Potenziale von Gas für 2030 und darüber hinaus in Diskussion mit Stakeholdern der Gas- und Ölbranche diskutieren. Der Dialog soll bis zum Herbst des Jahres 2019 fortgeführt und mit einem Diskussionspapier, ähnlich wie „Strom 2030“ und „Grünbuch Energieeffizienz“, abgeschlossen werden.

Die Stakeholder der Gas- und Ölbranche heben die Vorteile von Gas als Energieträger gegenüber Strom und die Potenziale von Gasimporten hervor. Die BMU-Folgenabschätzung zu den Sektorzielen macht allerdings unmissverständlich deutlich, dass die Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren entscheidende volkswirtschaftliche Kostenvorteile bietet. Ein ambitionierter Energieeffizienzpfad steht in nahezu allen Bereichen im Widerspruch zu einem langfristig bedeutsamen Einsatz von Gas, und insbesondere von synthetischen Gasen (PtX).

Das Kurzpapier zum Klimabeitrag von LNG kann eine sachbezogene Debatte zum Import von LNG und von Erdgas mit Blick auf die Klimaschutzziele unterstützen.

10. Juristische Kurzbewertung des WBGU-Hauptgutachtens "Unsere gemeinsame digitale Zukunft" bezüglich digitaler Lösungen im Energiebereich (11.04.2019)

Das fluktuierende Angebot EE und eine zunehmende Anzahl von (Klein-)Erzeugern haben die Stromnetze von der Einbahnstraße (Energiefluss vom Kraftwerk zum Verbraucher) zu

Strömen eines großen Marktplatzes werden lassen: Statt 700 Erzeugungsanlagen in der alten „zentralen fossil-nuklearen“ Welt, müssen heute bereits 1,5 Mio. Photovoltaik-Anlagen und über 25.000 volatil einspeisende Windanlagen ins Stromnetz integriert werden. Hierdurch verändern sich die Anforderungen an die Systemsteuerung und die Versorgungssicherheit. Durch die Digitalisierung entlang der gesamten Wertschöpfungskette ergeben sich vielfältige Möglichkeiten, um Prozesse zu optimieren, Kosten zu senken und neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Zugleich können digitale Anwendungen aber, wie bspw. das bei Open-Source-Blockchains vorherrschende Validierungskonzept „proof of work“, einen unnötig hohen Energieverbrauch mit sich bringen. Um die für die Flexibilisierung des Stromsystems notwendige Mess- und Steuerungsinfrastruktur aufzubauen, wurde im Sommer des Jahres 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verabschiedet. Demnach sollen Anlagenbetreiber und Verbraucher schrittweise mit intelligenten Messsystemen, sog. Smart Meter, ausgestattet werden. Der Rollout hat aktuell noch nicht begonnen, da noch keine drei voneinander unabhängige Unternehmen Systeme am Markt anbieten, die den gesetzlichen Anforderungen vollumfänglich entsprechen (Voraussetzungen für Rollout nach § 30 MsbG). Die technischen Mindestanforderungen für Datensicherheit und Schutzprofile sowie der Zugriff auf die Kommunikation von Daten wurden gemäß der Richtlinien des BSI in der Informationstechnik geregelt. Bereits angelegt ist auch ein spartenübergreifender Einsatz der Smart Meter, beispielsweise für Strom, Gas sowie Fernwärme und Heizwärme oder im Bereich Smart Home.

Das BMWi arbeitet derzeit an einer Strategie der Standardisierung für die sektorübergreifende Digitalisierung der Energiewende. Diese umfasst die Bereiche Smart Metering/ Sub-Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home/ Smart Building und Smart Service. Anfang des Jahres 2019 wurde zudem erstmals das Barometer zur Digitalisierung der Energiewende veröffentlicht. Dieser künftig jährlich erscheinende Bericht soll die Fortschritte und die Hürden in diesem Bereich aufzeigen, aber auch, welche Maßnahmen konkret ergriffen werden sollen. Aktuell weist das Barometer einen Stand von 22 von 100 möglichen Punkten auf. Praktische Anwendungsfälle für digitale Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft sind z. B. virtuelle Kraftwerke, die Vernetzung von dezentralen Kleinanlagen, effiziente Wärmepumpen, flexibilisiert durch die Einbindung von Wärmespeichern und die Elektromobilität als Anwendungen der Sektorkopplung sowie im Rahmen der Ladeinfrastrukturnutzung, die Regelleistungsbeschaffung über eine Internetplattform oder blockchainbasierte Geschäftsmodelle.

Die verstärkte Nutzbarmachung der Digitalisierung für den aus Klimaschutz Gesichtspunkten notwendigen Transformationsprozess wird grundsätzlich begrüßt. Zugleich müssen diese Anwendungen aber immer auch unter dem Blickwinkel der Energie- und Ressourceneffizienz kritisch begleitet werden.

IV. Juristische Auswertungen von Projekten

1. Rechtliche Zuarbeit zur Beurteilung des Projekts „NeuConnect“ (07.01.2021)

Es ging um die Bewertung eines Vorschlags zur Ausnahme von der Netzregulierung eines

Interkonnektors (Projekt „NeuConnect“).

Zur Errichtung einer projektfinitierten alleinstehenden Verbindungsleitung und ihrer Integration in das deutsche Regulierungsregime sind Anpassungen des EnWG und der StromNEV erforderlich.

Diese Anpassungen werden in der Zukunft zu einer veränderten Regulierungspraxis durch die BNetzA führen, denn den Besonderheiten projektfinitierter, nicht vermaschter ÜNB muss in angemessener Weise begegnet werden.

Wie konkret diese Veränderungen bei der Regulierung ausgestaltet sind, wird sich in der Praxis und im Zusammenspiel zwischen BNetzA und konkretem ÜNB zeigen. Davon unabhängig sollten jedoch im Gesetz bzw. der Verordnung einige wenige Grundlagen festgelegt werden, die die grundsätzliche Besonderheit von Projekten wie NeuConnect festschreiben und der BNetzA eine verbindliche Rechtsgrundlage geben, die Besonderheiten bei der Regulierung zu berücksichtigen.

In Gesetz oder Verordnung sollte der Grundsatz formuliert sein, dass die BNetzA die Besonderheiten von projektfinitierten, nicht vermaschten Verbindungsleitungen (ÜNB) berücksichtigen muss. Dies betrifft sowohl das Erfordernis einer tatsächlichen Weiterentwicklung des Regulierungsregimes als auch die besonderen Anforderungen eines jeden projektfinitierten Investitionsvorhabens hinsichtlich Zeit und Kosten und eingesetzten Kapitals.

a. Lösung

Ergänzung eines Absatzes in derjenigen Vorschrift im EnWG-Entwurf, mit der ein Anspruch des Betreibers einer grenzüberschreitenden stand-alone Verbindungsleitung geregelt wird:

Bei der Bestimmung des Anspruchsumfangs nach den Bestimmungen der §§ 28b bis 28j EnWG und der nach § 24 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen sind organisatorische, betriebliche und strukturelle Besonderheiten bei Finanzierung, Entwicklung, Bau und Betrieb einer grenzüberschreitenden stand-alone Verbindungsleitung zu berücksichtigen.

b. Anpassung der Abschreibungsdauer / Projektlaufzeit auf beiden Seiten des Kabels

(1) Problem

Eine gleichlaufende Abschreibungs- bzw. Betriebslaufzeit der beteiligten Regulierungsregime auf beiden Seiten einer Verbindungsleitung ist eine Voraussetzung für die Realisierung von projektfinitierten alleinstehenden Verbindungsleitungen. Sollten die Abschreibungs- bzw. Betriebslaufzeiten auseinanderfallen, kann die Finanzierung durch Eigen- und Fremdkapital nicht bzw. nicht angemessen dargestellt werden und die Projekte mithin nicht realisiert werden.

(2) Lösung

Erforderlich ist daher nicht die Festschreibung einer bestimmten Jahreszahl als Projektlaufzeit, sondern das verbindlich festgelegte Erfordernis, dass sich die für das Projekt zuständigen Regulierungsbehörden im Vorfeld auf eine gemeinsame

Abschreibungsdauer bzw. Projektlaufzeit verständigen:

Für die Ermittlung der erstattungsfähigen Netzkosten bestimmt der Betreiber eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die wesentlichen Anlagen einer grenzüberschreitenden stand-alone Verbindungsleitung nach § 6 Abs. 5 Satz 1 im Einzelfall, soweit erforderlich auch abweichend von Anlage 1, jeweils in Übereinstimmung mit den gesetzlichen und behördlichen Anforderungen im Staatsgebiet des Mitgliedstaats der EU oder eines Drittstaates, dessen Transportnetz über die jeweilige grenzüberschreitende stand-alone Verbindungsleitung mit einem Transportnetz im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland verbunden wird. Die Bestimmung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer erfolgt grenzüberschreitend einheitlich und im Einvernehmen mit den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden. Die Bestimmung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ist vor der Investitionsentscheidung herbeizuführen.

2. Juristische Kurzanalyse eines Wasserstoff-Projekts (10.02.2020)

Die mangelnde Rentabilität von Elektrolyseuren geht auf die derzeit relativ hohen Investitionskosten und die hohen Strombezugskosten zurück. Das gilt auch für die Modelle, die eine Nutzung von lokalem Überschussstrom vorsehen. Denn zum einen ist die abgeregelte Strommenge für eine Auslastung der Anlagen zu gering – im Gesamtjahr 2018 wurden lediglich 2,6 Prozent der erzeugten erneuerbaren Strommenge aufgrund von Netzengpässen abgeregelt, wobei hiervon über 50% auf Anlagen in Schleswig-Holstein und knapp 30% auf Anlagen in Niedersachsen entfallen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure sind die Stunden, in denen an einem Ort abgeregelt wird, in der Regel jedoch zu gering. Darüber hinaus sind die Stromkosten derzeit weitgehend unabhängig davon, ob es sich um Strom handelt, der sonst abgeregelt werden müsste, oder nicht. D. h., der Strombezug ist nicht allein deshalb günstiger, weil es sich um „Überschussstrom“ handelt. Hinsichtlich der Abgaben und Umlagen gelten für PtX-Anlagen aktuell nach überwiegender Auffassung weitgehende Befreiungen von den Netzentgelten (§118 Abs. 6 EnWG); für reine Stromspeicher gelten darüber hinaus weitergehende Befreiungen auch bei der EEG-Umlage und bei sonstigen Abgaben und Umlagen.

Der Vorschlag, Elektrolyseure als Teil des Netzes anzuerkennen hätte weitreichende Folgen: Erforderlich wäre hierfür zunächst eine Anpassung der StromNEV und ggf. auch der ARegV, um die Refinanzierung der Investitionskosten für die Elektrolyseure über die Netzentgelte zu ermöglichen. In diesem Fall würden die Investitionskosten aber komplett von den Netznutzern über die Netzentgelte getragen werden. Hinsichtlich des sonst abregelungswürdigen Strombezugs würde sich vermutlich nicht viel ändern; die Entschädigung der Abregelung für die Anlagenbetreiber wird bereits heute über die Netzentgelte refinanziert. Damit wäre wohl auch eine kostenlose Nutzung des Stroms möglich. Unklar ist jedoch, was mit dem hergestellten Wasserstoff geschehen würde, d.h. wer die Vermarktung übernimmt und zu welchem Preis. Im Clean Energy Package sind zudem enge Vorgaben hinsichtlich des Betriebs von Speichern durch Netzbetreiber getroffen worden. Insoweit müsste eine Vereinbarkeit überprüft werden. In der Praxis schwierig aufzulösen ist der Konflikt, dass Netzbetreiber über die Festlegung der Netznotwendigkeit von PtX-Anlagen und die Möglichkeit, hierdurch Gewinne zu erwirtschaften, ggf. einen verringerten Anreiz zur Beseitigung von Netzengpässen durch

Netzausbau haben könnten. Vor dem Hintergrund, dass Netzengpässe zunehmend auch durch Rückspeisungen aus dem Verteilernetz entstehen, erscheint es zudem nicht zwingend, dass die PtX-Anlagen auf Übertragungsnetzebene angesiedelt sind, sondern dies wäre ebenfalls auf Verteilernetzebenen denkbar und ggf. sogar praktikabler.

3. Kurzanalyse Vorstellung eines H₂-Projektes (23.05.2019)

Die Gewinnung von Wasserstoff durch autotherme Reformierung (ATR) ist ein Prozess, der bislang in Raffinerien im Zuge der Kohlenwasserstoffaufbereitung zum Einsatz kam. Seit einiger Zeit ist dieses Verfahren Teil der Debatte zur Perspektive von (Erd-)Gas als auch bei der Sektorkopplung durch gasförmige Energieträger.

Das Verfahren ist dem sog. Pre-Combustion-Verfahren im Kontext CCS vergleichbar (Vergasung eines Brennstoffes unter Gewinnung von Wasserstoff und Kohlendioxid mit anschließender Abtrennung – Waschverfahren oder Membrane – und Speicherung des Kohlendioxids). Der gewonnene Wasserstoff wird - in Anlehnung an den aus EE-Strom bereitgestellten sog. „Grünen Wasserstoff“ - „Blauer Wasserstoff“ genannt.

Die Debatte wird wesentlich getragen von der unter einigen Akteuren verbreiteten Erwartung, dass eine Sektorkopplung vorrangig mittels Elektrifizierung aufgrund der mangelnden (längerfristigen) Speicherbarkeit von Strom, als auch der Herausforderungen beim Langstreckentransport (fehlende Netze) nicht bzw. kaum umsetzbar sein wird und Strom nach der Auffassung nicht Hauptenergieträger sein kann.

Im Vergleich dazu werden die Vorteile gasförmiger Energieträger herausgestellt: langfristige Speicherbarkeit sowie Speicherung und Transport in (vorbehaltlich gewisser Anpassungen) vorhandenen Infrastrukturen und Akzeptanz der Energieträger auf der Verwenderseite. Auch werden bedeutende Chancen für Industrieentwicklung und Wertschöpfung gesehen.

Die Gewinnung von H₂ aus Erdgas und dessen Nutzung in allen Verwendungssektoren ist auch eines der bedeutenderen Elemente im aktuellen Gasdialog des BMWi, der ein strategisches Papier zur Rolle von Gas in der künftigen Energieversorgung vorbereiten soll.

Inwiefern vorhandene Gasinfrastrukturen, die auf Erdgas ausgelegt sind, tatsächlich ohne oder nur mittels geringfügiger Anpassungen H₂ transportieren (und nutzen) könnten, wird dabei z. T. kritisch hinterfragt. Eine Beimischung von H₂ im Erdgas wird auch von der Verwenderseite in Bereichen (bspw. chemische Industrie) kritisch gesehen, da Prozesse umgestellt und etwaige Schwankungen des H₂-Anteils vermieden werden müssten (Prozessqualität).

Die beiliegende Projektskizze ist in diesem Punkt unscharf, da einerseits die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden soll, andererseits aber die Aussage getroffen wird, dass der „blaue Wasserstoff“ über reine Wasserstoffleitungen zu den Verbrauchern transportiert werden soll. Damit wird deutlich, dass die angeführten Kostenvorteile ggü. einer stärkeren Nutzung von Strom bisher keineswegs glaubwürdig belegt sind.

BMU lehnt die Erzeugung von H₂ aus Erdgas oder anderen (Kohlen)Wasserstoffen mit Blick auf die Verwendung zur Wärme- und Stromerzeugung und im Verkehrsbereich ab. Der Grund dafür ist, dass die positive Klimabilanz dieser Technologiekombination jedenfalls

derzeit fraglich ist. Sie darf keineswegs zu einer längeren Nutzung fossiler Energieträger führen. Daher ist auch laut Evaluierungsbericht zum Kohlenstoffspeicherungsgesetz (CCS-Gesetz) ein Einsatz der CCS-Technologie in Deutschland im Rahmen der Energieerzeugung nicht vorgesehen.

Auch die Frage des Verbleibs des abgespaltenen CO₂ ist zentral. Bei jedem Speichervorhaben muss umfassend geprüft werden, ob CO₂ wirklich sicher eingelagert werden kann. Die größten Potenziale dafür finden sich in Europa unter der Nordsee.

In Deutschland findet, auch wegen öffentlicher Skepsis, derzeit keine Erprobung der CO₂-Speicherung mehr statt, wobei die Erprobung in Ketzin/Brandenburg grundsätzlich positive Ergebnisse hatte. Die CO₂-Abscheidung jedoch wird in Deutschland erprobt und durchgeführt, so zum Beispiel im RWE Innovationszentrum Niederaußem.

In Norwegen sind Speicher bereits länger erprobt, weshalb eine Speicherung dort grundsätzlich denkbar ist, während diese in Deutschland aktuell weder politisch und gesellschaftlich gewollt noch gesetzlich zugelassen ist. Abscheidung und Transport sind jedoch auch in Deutschland erlaubt, weshalb CO₂ aus Deutschland grundsätzlich laut KSpG nach Norwegen zur Speicherung gebracht werden könnte.

Bei der seit 1996 erfolgenden CO₂-Speicherung unter der Nordsee im norwegischen Festlandssockel hat es Berichte über CO₂-Verluste und über Störungen im Gestein gegeben. Neue Projekte betreffen allerdings andere Lagerformationen.

Ferner kann nicht ausgeschlossen werden, dass H₂ verfahrenstechnisch oder elektrochemisch aus weiteren fossilen Energieträgern hergestellt und in entsprechende Infrastruktur gelangt, denn ein Herkunfts- oder Zertifizierungssystem für Wasserstoff ist weder zurzeit vorhanden noch ist es absehbar. Eine solche Entwicklung könnte die Transformation zu einer Stromerzeugung aus EE letztlich hemmen statt fördern.

Andererseits kann Wasserstoff auch aus biogenen Kohlenstoffträgern über das beschriebene Verfahren gewonnen werden oder eine zentrale Rolle mit Blick auf die nicht-energetische Verwendung von H₂ in Teilen der Industrie in der Dekarbonisierung der Industrie spielen.

4. Bewertung eines Projekts zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff im Rahmen der Reallabore

Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat sich Deutschland das Ziel weitgehender THG-Neutralität bis 2050 gesetzt. Das bedeutet für alle energieverbrauchenden Sektoren eine Transformation, die sehr umfangreich und anhalten sein wird.

Damit eine solche Transformation überhaupt gelingt, muss Strom aus EE in allen Sektoren zentral zur Energieversorgung eingesetzt werden. Zudem ist die sparsame und effiziente Nutzung von Strom zentral für das Erreichen der THG-Neutralität.

Allerdings wird sich nicht in jeder Anwendung Strom direkt einsetzen lassen. Nach heutigem Stand wird PtX in einigen Bereichen eine entscheidende Rolle spielen, das sehen wir in Teilen der Industrie, im Luft- und in Teilen des Seeverkehrs. Dort werden gasförmige Energieträger aus EE-Strom eine klimaneutrale Alternative sein. Das Projekt wird daher auch an dem Standort Brunsbüttel geplant, wo es durchaus Bedarf für die Produkte der

Elektrolyse gibt.

In den energieintensiven Branchen, wie Stahl oder Chemie, müssen vor allem die besonders schwierig zu reduzierenden Prozessemissionen gemindert werden. In Bereichen, in denen eine direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist, bietet grüner Wasserstoff große Chancen zum Ziel der THG-Neutralität beizutragen.

So wird in der Stahlindustrie der aus Sicht des BMU vielversprechende Ansatz mittels Direktreduktion durch Wasserstoff verfolgt. Dabei soll anstelle von Koks Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt werden.

Angesichts der großen Herausforderung, nicht nur energie-, sondern auch prozessbedingte Emissionen reduzieren zu müssen, will die Bundesregierung die Industrie unterstützen. BMU erarbeitet derzeit ein Förderprogramm zur Dekarbonisierung, das im Jahr 2020 starten wird. Die Umstellung auf grünen Wasserstoff soll u. a. damit vorangebracht werden.

Es darf im Zusammenhang mit grünem Wasserstoff allerdings nicht übersehen werden, dass auch EE und EE-Strom eine begrenzte Ressource sind. Das gilt insbesondere unter Berücksichtigung, dass für die THG-Neutralität bis zur Mitte dieses Jahrhunderts weltweit EE Hauptträger des Energiebedarfs sein werden; der weltweite Energiebedarf wird parallel zur anstehenden Transformation weiter zunehmen.

EE-Strom muss deshalb so effizient wie möglich eingesetzt werden. Einen breitflächigen Einsatz von synthetischen Gasen, z. B. zur Reduzierung der THG-Emissionen im Gebäude- und Verkehrsbereich, kann nicht befürwortet werden. BMU sieht, dass von einigen Akteuren ein solcher Pfad unter Verweis auf Akzeptanz- und Kostenvorteile befürwortet wird.

Inwiefern die bestehende Erdgasinfrastruktur tatsächlich H_2 in größerem Umfang transportieren (und speichern) kann, wird aber selbst in der Branche kritisch hinterfragt. So sieht die Verwendungsseite eine Beimischung von H_2 in höheren Anteilen zum Erdgas kritisch, da besonders Schwankungen des H_2 -Anteils vermieden werden müssen (Prozessqualität). Die Herstellung von synthetischem Methan (CH_4) ist hingegen mit noch höheren Wandlungsverlusten verbunden, d. h. energetisch sehr ineffizient, nicht Ressourcen schonend und auch entsprechend teuer.

BMU sieht deshalb mit der von Teilen der Branche als zentral angesehenen umfangreichen Nutzung synthetischer Energieträger das Risiko verbunden, dass der dafür nötige Strombedarf aus EE schlicht nicht zu decken sein wird. Dies gilt gleichermaßen für die Importpotenziale, die in diesem Zusammenhang betont werden. Deutschland wird zu einem Anteil synthetische Gase importieren, das steht auch für BMU außer Frage. Es ist aber zu bedenken, dass weder das Angebot noch die Marktpreise solcher Importe heute einschätzbar sind. Diese werden von derzeit kaum absehbaren und auch wenig beeinflussbaren globalen Entwicklungen bestimmt sein.

Und den Einsatz fossiler Energieträger zur Herstellung von synthetischen Gasen muss vermieden werden, denn eine solche Entwicklung kann die Transformation zu einer Stromerzeugung aus Erneuerbaren letztlich hemmen statt fördern.

BMU sieht aber natürlich auch, dass deutsche Unternehmen bei der Entwicklung und Anwendung der verschiedenen technologischen Optionen von PtX derzeit einen Entwicklungsvorsprung haben. Diesen Vorsprung wollen wir mit Blick auch auf das

Potential, das PtX - besonders in Schwellen- und Entwicklungsländern - bietet, unterstützen und weiterentwickeln.

BMU beschäftigt sich deshalb aus verschiedenen Blickwinkeln mit PtX. In den bisherigen Überlegungen ging es u. a. um den Nutzen von PtX zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Luft- und Seeverkehr (ICAO, IMO) und um den Einsatz in der chemischen Industrie. Zudem fördert das BMU im Rahmen der Internationalen Klimainitiative (IKI) Vorhaben zur Herstellung und Anwendung klimaneutraler alternativer Brenn- und Kraftstoffe im Ausland.

Auch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat angesichts dessen, dass PtG eine wichtige Rolle in einem künftigen dekarbonisierten Energiesystem haben kann - besonders auch mit Blick auf internationale Entwicklungen – empfohlen, einen Schwerpunkt der Reallabore in den Strukturwandelregionen auf diese Technologie zu legen.

V. Sonstige Stellungnahmen und juristische Zuarbeit zu diversen energierechtlichen Themen

1. Rechtliche Zuarbeit zu Stromnetzen

a. Fragen der Beschleunigung des Netzausbaus – Netzentwicklungsplan (NEP) 2021-2035 (August bis Oktober 2021)

Die rechtliche Zuarbeit umfasste die Prüfung, inwieweit der NEP 2021-2035 bereits die Vorgaben des novellierten Klimaschutzgesetzes (KSG) sowie der europäischen Vorgaben im Klimaschutz berücksichtigt und zum anderen in welchen Punkten sich Möglichkeiten zur Beschleunigung der Netzausbauplanung ergeben könnten.

Hintergrund war, dass die BNetzA den von den ÜNB am 26.04.2021 vorgelegten NEP geprüft und Anfang August ihren vorläufig bestätigten NEP 2021-2035 sowie den Umweltbericht vorgelegt hat.

Das KSG wurde Ende 2019 als rechtsverbindliche Regelung geschaffen, die zum Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels die Erfüllung der deutschen Klimaschutzziele und die vereinbarten Zwischenziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben im Lichte der Beschlüsse des Pariser Klimaschutzabkommens gewährleisten soll. Mit dem KSG hat die Bundesregierung zunächst verbindliche Vorgaben für die THG-Neutralität für das Jahr 2050 sowie für einzelne Sektoren verbindliche THG-Minderungen bis zum Jahr 2030 festgeschrieben.

Mit Beschluss vom 24.03.2021 (veröffentlicht am 29.04.2021) hat das Bundesverfassungsgericht festgestellt, dass in den Regelungen des KSG hinreichende Maßgaben für die weitere Emissionsreduktion nach 2030 fehlen und die Fortschreibung der Minderungsziele für Zeiträume nach 2030 angemahnt. Dem entsprechend wurde am 24.06.2021 die Novelle des KSG vom Deutschen Bundestag verabschiedet. Darin werden verbindliche THG-Minderungsziele für das Jahr 2040, die Erreichung der THG-Neutralität bereits im Jahr 2045 sowie ein ambitionierter Emissionsminderungspfad geregelt – auch das verbindliche Minderungsziel für 2030 und die entsprechenden sektoralen Ziele bis 2030 wurden entsprechend angehoben. Dies wird sich unmittelbar auf den Bedarf für einen beschleunigten Ausbau der EE und der Dekarbonisierung der Stromversorgung in

Deutschland auswirken und setzt damit neue, elementare Rahmenbedingungen für den erforderlichen Netzausbau.

Die EU-Kommission hat am 14.06.2021 das „Fit for 55“-Paket vorgestellt, das den European Green Deal konkretisiert und darauf abzielt, die THG-Emissionen in der EU bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % – statt bisher 40 % – gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Insoweit schlägt die Kommission u. a. eine Verschärfung des Emissionshandels dahingehend vor, dass die Anzahl der Emissionszertifikate schneller verringert und weniger kostenfreie Zuteilungen zugelassen werden sollen. Dies dürfte den wirtschaftlichen Druck auf die Kohleverstromung deutlich erhöhen und infolge dessen den Kohleausstieg in Deutschland deutlich beschleunigen. Darüber hinaus sollen die verbindlichen Zielvorgaben für EE im Energiemix der EU im Jahr 2030 auf 40 % angehoben werden, was ebenso zu einer notwendigen Beschleunigung des Ausbaus EE führen wird.

Die Prüfung der oben genannten Rahmenbedingungen hat ergeben, dass der aktuelle Entwurf des NEP 2021-2035 von den zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens geltenden Rahmenbedingungen des KSG vom Dezember 2019 und den zu diesem Zeitpunkt vorgegebenen konkreten sektorenspezifischen CO₂-Minderungszielen ausgeht. Deswegen sind die zugrundegelegten Minderungsziele inzwischen überholt. Die vorgegebenen CO₂-Obergrenzen für die im NEP betrachteten Kraftwerke für die Zieljahre 2035 und 2040 sind daher zu hoch angesetzt. Zudem erscheint es auf Grundlage der oben dargestellten neuen Rahmenbedingungen absehbar, dass ein Ausstieg aus der Kohleverstromung, anders als im Entwurf des NEP 2021-2035 angenommen, nicht erst im Jahr 2035, sondern schon deutlich früher erfolgen wird.

Aus verfahrensrechtlicher Sicht erscheint eine rückwirkende Änderung des Emissionsminderungspfades im laufenden Planungsprozess nicht zielführend, da dafür neue Szenarien erstellt, darauf aufbauend der NEP überarbeitet und durch die BNetzA erneut überprüft werden müsste. Entsprechend ist es nachvollziehbar, dass die Novellierung und Zielverschärfung des KSG, der zwingend notwendige beschleunigte Ausbau von EE und der sich daraus ergebende Netzausbaubedarf im laufenden Verfahren nicht berücksichtigt werden können, ohne dieses wesentlich zu verzögern. Die weitere Prüfung hat zudem ergeben, dass auch die Einschätzung der BNetzA, dass alle im NEP 2021-2035 bestätigten Maßnahmen bei der Umsetzung des novellierten KSG ohnehin erforderlich sind.

Vor diesem Hintergrund ist der Fokus der BNetzA bei ihrer Untersuchung auf das ambitioniertere, die Ziele des KSG jedoch nicht vollständig abdeckende, Szenario C 2035 zu begrüßen. Kritisch wird dabei jedoch gesehen, dass für das Jahr 2040 das Szenario B 2040 zugrunde gelegt wird, da dies nicht die Fortsetzung von C 2035 darstellt. Insofern besteht ein Bruch in der Darstellung und Bewertung zwischen den Annahmen

Im Hinblick auf den Aspekt der Verfahrensbeschleunigung erscheint es wegen der deutlich ambitionierteren Klima- und Energieziele der Bundesregierung zu spät, diese erst im Jahr 2024 – mit Abschluss der regulären nächsten Netzplanungsperiode – zu berücksichtigen. Eine Planung von Szenariorahmen, Netzplanung, Bundesbedarfsplanung und Flächenentwicklungsplanung in den gewohnten bisherigen Intervallen kann und wird den kurzfristigen Änderungen im Klimaschutz nicht gerecht, sondern manifestiert vielmehr einen

dauerhaft zu langsamen und damit unzureichenden Netzausbau. Bei Einhaltung dieser regulären Intervalle besteht die Gefahr, dass der erforderliche Ausbau EE behindert wird und die Klimaschutzziele verfehlt werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die Planungsintervalle sowie die Vorgabe fester Szenarien zu hinterfragen und anzupassen. Denkbar ist dabei, dass der nächste Szenariorahmen spätestens im Frühjahr 2022 mit neuen, veränderten Parametern zur Erreichung der THG-Neutralität in 2045 sowie der mittelfristigen Ziele bis 2030 erstellt wird. Dies würde es ermöglichen, die Berechnungen und Entwürfe zum nächsten NEP noch im Frühjahr 2022 zu beginnen und das NEP-Verfahren Ende 2022 abzuschließen. Parallel bedarf es dann einer inhaltlichen Anpassung des Flächenentwicklungsplans 2019 in der Form, dass hier Festlegungen für den Offshore Ausbau zur Erreichung der THG-Neutralität in 2045 getroffen werden. Da in 2022 mit einer regulären Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans zu rechnen ist, müsste hier das Verfahren vorgezogen und eine Anpassung der Offshore-Ausbauzahlen umgesetzt werden.

b. Juristische Zuarbeit zur Frage der Berücksichtigung der Treibhausgasemissionsminderungsziele im Netzentwicklungsplan (Juni 2021)

Die Fragestellung richtete sich darauf, in welchem Umfang die durch die Novelle des Klimaschutzgesetzes verschärften Treibhausgasemissionsminderungsziele, in dem von den Übertragungsnetzbetreiber im April 2021 vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2021-2035 berücksichtigt werden.

Zum Zeitpunkt der Bearbeitung war die Novelle des Klimaschutzgesetzes (Bundestag Drucksache 19/30230 vom 02.06.2021) dem Bundestag zugeleitet aber noch nicht verabschiedet. Entsprechend konnte die Anpassung der Jahresemissionsmengen, u. a. von 108 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent für die Energiewirtschaft in 2030, mangels eines Inkrafttretens der Gesetzesänderung zum Zeitpunkt der Vorlage des Entwurfes des Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt werden.

Darüber hinaus baut der von den ÜNB erstellte NEP auf dem von der BNetzA am 26.06.2020 genehmigten Szenariorahmen auf. Dem Szenariorahmen liegen nach § 12a EnWG die zu dem Zeitpunkt aktuellen Ziele der Bundesregierung nach dem Klimaschutzplan 2050 und dem Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 zugrunde. Danach sind die ÜNB in allen erstellten Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der im Szenariorahmen genehmigten installierten Erzeugungsleistung, die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2030 um 55 % und bis 2050 um 80-95 %;
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 50 %;
- zulässige Jahresemissionsmenge von 175 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent in 2030 (vgl. Anlage 2 (zu § 4 Klimaschutzgesetz)).

Diese Vorgaben liegen den Ergebnissen und deren Herleitung für die Zieljahre 2035 und

2040 im Entwurf des NEP 2035 zugrunde.

Schon im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum Szenariorahmen wurde von Konsultationsteilnehmern eine weitere Senkung der CO₂-Obergrenze in den Szenarien, u. a. mit der Begründung gefordert, dass die Annahmen im Szenariorahmen nicht geeignet wären, um die Klimaschutzziele des Abkommens von Paris einzuhalten. Jedoch ist die BNetzA – und sind somit auch die ÜNB – durch klare gesetzliche Vorgaben zum Inhalt des Szenariorahmens gebunden (vgl. § 12a Absatz 1 EnWG). Danach muss der Szenariorahmen „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.“ Dem Gesetzgeber des EEG 2017 und des Klimaschutzgesetzes waren diese Diskussionen ebenfalls bekannt. Da der Gesetzgeber sich mit dem Klimaschutzgesetz klar zu den maximal zulässigen Jahresemissionsmengen positioniert hatte, war die BNetzA als gesetzesausführende Behörde nicht befugt, die noch sehr aktuellen Wertungen des Gesetzgebers durch eigene Bewertungen zu ersetzen.

Die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichtes vom 24.03.2021 zeigt, dass es die Aufgabe des Gesetzgebers ist, die Vorgaben im Klimaschutzgesetz anzupassen. Erst mit der Verabschiedung und dem Inkrafttreten der Novelle, können die neuen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden.

c. Rechtliche Zuarbeit bei der Stellungnahme zum 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (April 2021)

Am 26.04.2021 haben die ÜNB den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (NEP-E 2035) mit Stand 2021 vorgelegt, der letztlich die Grundlage für die Anpassung des Bundesbedarfsplanes darstellt. Grundlage für den NEP 2035 ist der von der BNetzA am 26.06.2020 genehmigte Szenariorahmen, der vier Szenarien (A 2035, B 2035 / B 2040, C2035) enthält.

Festgestellt wurde, dass auch das ambitionierte Szenario C 2035 die Erreichung der nationalen Klimaziele nicht vollständig sicherstellt. Der NEP-E 2035 sieht nur eine weitgehende – und damit keine vollständige – Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung vor. Auch die Annahmen zum Nettostromverbrauch in B 2035 / B 2040 mit 620,8 / 653,2 TWh sind aus der Sicht wissenschaftlicher/ökonomischer Prognosen zu niedrig angesetzt. Insoweit erscheint es auch vor dem Hintergrund der Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts zum Klimaschutzgesetz vom 24.03.2021 (1 BvR 2656/18 u. a.) und der damit nötigen Änderung des Klimaschutzgesetzes erforderlich, die Szenarien für den NEP zukünftig konsequent an dem Ziel der Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts auszurichten. Die mangelnde Ambition im Hinblick auf die Klimaziele hängt mit den Vorgaben in § 12a EnWG zusammen, der für die Szenarien nur eine Berücksichtigung der Bandbreite der für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, vorgibt. Im Hinblick auf die Rechtsprechung des BVerfG ergibt sich zudem ein weiteres Problem dahingehend, dass das Gesetz bisher keine verbindliche Nachsteuerung nach finaler Erstellung des Szenariorahmens vorsieht, so dass solche Entwicklungen regulär erst im Rahmen der mit dem Szenariorahmen 2022 beginnenden nächsten Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können.

Positiv am NEP-E 2035 zu bewerten ist, dass neue Szenariodimensionen als zentrale Parameter für Netzentwicklungsbedarf eingeführt wurden, die erstmalig die zukünftige Höhe der Sektorenkopplung/Elektrifizierung korrespondierend mit den Klimazielen (zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens) unterstellen. Dazu gehört auch die Annahme, dass Erzeuger und Verbraucher netzorientierter agieren werden (Regionalisierung von Wind an Land & Photovoltaik, Regionalisierung & Betrieb Power-to-Gas, Betrieb Haushaltswärmepumpen, Ladeverhalten von E-Fahrzeugen).

Ebenfalls hervorzuheben ist, dass die Szenarien für 2035 über den im NEP abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie – und damit die zwingenden rechtlichen Vorgaben - hinaus gehen und damit schon einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfads (zum Zeitpunkt der Vorlage des NEP-E 2035) von 40 GW Wind-Offshore in 2040 darstellen.

Verbesserungswürdige Punkte:

- Es fehlt ein ambitionierter und konsistent auf die Klimaziele ausgerichteter Szenariorahmen. Hier sind u. a. Änderungen im EnWG hinsichtlich der zu berücksichtigenden Vorgaben/Annahmen, sowie die Möglichkeit der Nachsteuerung im laufenden NEP-Prozess nötig.
- Die weitere Verzögerung, insbesondere der HGÜ-Projekte (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), die zwei Jahre später kommen sollen, stellt ein wesentliches Hindernis für den für die Erreichung der Klimaziele nötigen Ausbau der EE dar und muss aktiv angegangen werden.

d. Szenariorahmen

(1) Grundsätzliches:

- Grundlage für den NEP 2035 ist der von der BNetzA am 26.06.2020 genehmigte Szenariorahmen; enthält 4 Szenarien (A 2035, B 2035 / B 2040, C2035);
- Rahmendaten der genehmigten Szenarien insb. angenommene installierte Leistung nach Energieträger (Übersichtstabelle auf S. 25);
- Auf Vorschlag (der BNetzA) wurden neue Szenariodimensionen als zentrale Parameter für Netzentwicklungsbedarf eingeführt (S. 23 f.);
- Zukünftige Höhe der Sektorenkopplung/Elektrifizierung (Elektromobilität; elektr. Wärmeerzeugung, Power-to-Gas; Digitalisierung & Stromanwendungen Industrie);
- Haushaltswärmepumpen in 2035 bei 5 Mio. [Anzahl] (B 2035) bzw. 7 Mio. (C 2035) und in 2040 6,5 Mio. (B 2040);
- E-Mob in 2035 bei 12,1 Mio. [Anzahl] (B 2035) bzw. 15,1 Mio. (C 2035) und in 2040 14,1 Mio. (B 2040);
- PtH (Fernwärme/Industrie) in 2035 bei 6 GW (B 2035) bzw. 8 GW (C 2035) und in 2040 7 GW (B 2040);
- PtGas in 2035 bei 5,5 GW (B 2035) bzw. 8,5 GW (C 2035) und in 2040 10,5 GW (B 2040);

- Netzorientierung von Erzeugern und Verbrauchern (Regionalisierung Onshore-Wind & Photovoltaik, Regionalisierung & Betrieb Power-to-Gas, Betrieb Haushaltswärmepumpen, Ladeverhalten E-PKW);
- Angenommene installierte Erzeugungsleistung nach Energieträger;

(2) Offshore-Netzausbaubedarf (S. 54 mit weitergehender Zusammenfassung):

- Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt;
- installierte Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2035 gehen über den im FEP abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, stellen gleichzeitig aber einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 dar;
- Szenario A 2035:
 - bei einem Ausbaupfad von 28 GW geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz von rund 33 Mrd. €.
- Szenario B 2035:
 - bei Ausbaupfades von 30 GW Investitionen von etwa 35,5 Mrd. €.
- Szenario C 2035:
 - ambitionierter nationalen Ausbaupfades von 32 GW bedarf Investitionen von etwa 38,5 Mrd. €.
- Szenario B 2040:
 - gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 abgebildet bedarf geschätzte Investitionen von rund 55 Mrd. €.

(3) Marktsimulation (+Vertiefung Szenariorahmen):

- energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden weitestgehend erreicht (S. 111 ff.)
- Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 120 Mio. t CO₂ in 2035 bzw. 60 Mio. t CO₂ in 2040 für den deutschen Kraftwerkspark (Minderung ggü. 1990)
- Emissionsobergrenze liegt für 2035 in den Szenarien A 2035 / B 2035 / C 2035 bei 120 Mio. t CO₂ (– 73,5 %) und wird ohne zusätzlichen nationalen Preisaufschlag eingehalten
- Szenario B 2040 (bei 60 Mio. t CO₂ (– 86,8 %) zur Einhaltung der Emissionsobergrenze sind zusätzliche Maßnahmen (bspw. Beimischung klimaneutraler Gase) um ca. 40 % nötig (gegenüber der konventionellen Erdgasverfeuerung), was in Zukunft politisch zu definieren sei (S. 112)
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 50 % bis zum Jahr 2050 (S. 113)
- Nettostromverbrauch in B 2035 / B 2040 wird mit 620,8 / 653,2 TWh angenommen (S. 29).
- Erhöhung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch auf mindestens 65 % bis zum Jahr 2030 (s. Übersicht S. 29, 113 f.)

- EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt zw. 70 % und 74 % (2035) bzw. bei 76 % (2040) (S. 97 f.)
- in allen Szenarien wird ein steigender Stromverbrauch – 621,5 GW in 2035 (B 2035) (S. 29) – angenommen
- Erhöhung der Strommenge aus KWK auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 (S. 115)
- Erzeugung / Speicher / Flexibilität (installierte Leistung):
 - PV: starker Zubau bis 2035 auf 117,8 GW (B 2035), C 2035: 120,1 GW, B 2040: 125,8 GW
 - Onshore Wind: in 2035 auf 86,8 GW (B 2035), C 2035: 90,9 GW, B 2040: 88,8 GW
 - Offshore Wind: starker Zubau bis 2035 auf 30 (B 2035) bzw. 34 GW (C 2035), B 2040: 40 GW (davon in allen Szenarien 2,4 GW in der Ostsee)

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 (2021) und der Weiterentwicklung im Prozess wurden Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten ergänzt (vgl. S. 64) sowie Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. (vgl. S. 71 f.).

- Kohleausstieg bis 2035/2038 berücksichtigt: alle Szenarien (außer A 2035 mit 7,8 GW Braunkohle in 2035) gegen von einem Kohleausstieg bis 2035 aus (vgl. S 25)
- zusätzliche Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken (installierte Leistung steigt von 30 GW in 2019 auf 38,1 – 46,7 GW in 2035) um die wegfallende Stromerzeugung auszugleichen
- 3% Spitzenkappung der prognostizierten Jahreseinspeisemenge (Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage) ist bei der Netzplanung berücksichtigt (S. 39)
- Speicher/Flexibilität (s. Übersicht S. 29)
 - PV-Batteriespeicher in 2035 bei 14,1 GW (B 2035) bzw. 16,8 GW (C 2035) und in 2040 14,9 GW (B 2040)
 - Großbatteriespeicher in 2035 bei 3,8 GW (B 2035, C 2035, B 2040)
 - Demand-Side-Management (DSM) in 2035 bei 5 GW (B 2035) bzw. 8 GW (C 2035) und in 2040 7 GW (B 2040)
- nicht-verwertbare/überschüssige Erzeugung aus EE-Anlagen (potentielle Ausfallarbeit) im Strommarkt (S. 104)
- steigt im Jahr 2035 auf zwischen 7,4 TWh und 8,8 TWh (2019: 6,5 TWh)
- Szenario B 2040 zeigt mit 17,8 TWh die mit Abstand höchste Menge an Überschüssen, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 23,4 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert (entspricht etwa 4,3 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario)
- Deutschland wird bis 2035 Nettoimporteur von Strom (S. 89), mit zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh. Importiert wird insbesondere aus Skandinavien und Frankreich. Der im NEP 2030 (2019) sah noch einen deutlicher Nettostromexport vor. Die Gründe für diese Veränderung liegen laut den ÜNB in der

Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in Dtl. wie im europäischen Umfeld.

- bildliche Darstellungen zu Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo benachbarter Länder (S. 94 ff)

(4) Netzanalyse – Redispatch:

- Im Szenario A 2035 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 0,8 TWh, im Szenario B 2035 von 1,6 TWh, im Szenario C 2030 von 2,5 TWh, sowie im Szenario B 2040 von 1,7 TWh.
- Spannungshaltung: Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation steigt als Folge des Kernenergie- sowie des Kohleausstiegs stark an (S. 157, 214)
- Festgestellt wurde bis zum Jahr 2035 (B 2035) einen Bedarf für ganz Deutschland ein stationärer Blindleistungszubaubedarf von 13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend und einen regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar. Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspräche dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.
- Grund dafür ist die Reduzierung von Großkraftwerken (konventionelle Kraftwerke haben als rotierende Massen bisher Blindleistung umsonst erbracht) und die immer höhere Netzauslastung. So braucht man bspw. für 100 km Netzlänge, die in einer sehr hohen Auslastung betrieben werden soll, schon allein dafür zwei Kompensationsanlagen (vgl. NEP 2030)
- überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung in allen Szenarien wegen des wesentlichen Einflusses des Ausbaus der Windenergieleistung an Land und auf See. Die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland überschreitet den regionalen Bedarf erheblich, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (vgl. S. 88 ff.).

(5) Netzbooster:

- neben der im NEP 2030 (2019) bestätigten Pilotanlagen wurden auch im NEP 2035 (2021) an den Standorten Kupferzell sowie Audorf / Süd und Ottenhofen und zudem wurde ein weiterer Netzbooster indirekt berücksichtigt (S. 149)
- zu den Einsatzmöglichkeiten etc. gibt es einen extra Abschnitt zu „Innovationen in der Systemführung“ (S. 128 ff.)

(6) Interkonnektoren:

- gemäß den Anforderungen der BNetzA aus dem genehmigten Szenariorahmen haben die ÜNB insgesamt sechs über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA) unterzogen (S. 153 ff.)
- Länge der zusätzlichen Interkonnektoren beträgt in Summe 224 km, davon 76 km Neubau in neuer Trasse, 39 km Ersatzneubau sowie 109 km Zu-/Umbeseilung, erforderliche Leistungskilometer (S. 133, 152 mit Tabelle)

- gegenüber NEP 2030 (2019) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen sehr deutlich von 2.630 km um knapp 3.500 km auf insgesamt rund 6.100 km an
 - erstmals zahlreiche DC-Maßnahmen, die bereits im Planfeststellungsverfahren befinden
 - AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 3.000 km, davon rund 850 km an Zu-/Umbeseilungen und 2.150 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau)
 - AC-Netzausbaumaßnahmen 640 km an in neuer Trasse
 - DC-Netzverstärkungen beträgt rund 340 km und DC-Netzausbaumaßnahmen rund 2.130 km
 - fünf HGÜ-Projekte kommen rund 2 Jahre später (S. 161, Tabelle auf S. 171)
 - A 2035 und B 2035: neben den im BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen hinaus weitere rund 590 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen sowie die HGÜ-Verbindung DC31 mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 210 km erforderlich. Dies ist bedingt durch einen deutlich höheren Zubau von EE durch den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizont zurückzuführen. Szenarien unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs: A 2035 = 0,8 TWh und B 2035 1,6 TWh.
 - C 2035: zusätzlich zu B 2035 weitere 125 km an AC-Netzverstärkungen und weitere HGÜ-Verbindung mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 530 km (DC34) erforderlich. Es verbleibt zudem ein mit 2,5 TWh höherer Redispatchbedarf.
 - Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen liegt einschließlich der Startnetzmaßnahmen bei 11.690 km; davon hinsichtl. Der AC-Maßnahmen sind rund drei Viertel Netzverstärkungen
 - geschätzte Investitionskosten liegen im Szenario A 2035/B 2035 bei rund 75/74,5 Mrd. €, wobei Kosten für zusätzlichen Interkonnektoren enthalten sind und jeweils rund 39 Mrd. € auf das Startnetz entfallen (allerdings ohne die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie).
 - Auch wieder enthalten ist eine Analyse zur Systemstabilität:
- e. Kurzanalyse des Szenariorahmens 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber (17.02.2020)**

Die ÜNB sind nach § 12b EnWG dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen NEP Strom für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf ist nach § 12a EnWG Startpunkt dieses Verfahrens. Nach einer öffentlichen Konsultation des Entwurfs und weiterer Prüfung und Bearbeitung wird die BNetzA voraussichtlich im Sommer 2020 den Szenariorahmen genehmigen. Gemäß § 12a EnWG müssen die ÜNB „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Entwicklungen müssen also hinreichend wahrscheinlich sowie durch entsprechende Ziele oder mindestens Willenserklärungen der Bundesregierung abgedeckt sein, um in den Szenariorahmenentwurf der ÜNB aufgenommen werden zu können.

Basis aller Szenarien ist die Einhaltung des Klimaschutzplans 2050 und des Klimaschutzprogramms 2030 und damit auch das 65 % Ziel in 2030. Vom Öko-Institut und

den Diskussionsteilnehmern wurde jedoch bemängelt, dass es kein „Paris-kompatibles“ Szenario gibt. Darüber hinaus bewegen sich die Emissionsminderungsannahmen am unteren Rand. Die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich des Grads an Sektorkopplung/ Elektrifizierung und der netzorientierten Einbindung von EE-Anlagen und Verbrauchern. Erstmals gibt es mit dem Szenario B 2040 auch ein Szenario, das bis in das Jahr 2040 blickt.

Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen (2019 – 2030) wurde insgesamt ein deutlich höherer Bruttostromverbrauch angenommen; bspw. im Szenario B von 589 TWh in 2030 auf 670 TWh in 2035. Im Vergleich zu 2018 steigt der Bruttostromverbrauch damit von 595 TWh auf 638-729 TWh in 2035. Grund für den höheren Stromverbrauch ist zunächst vor allem eine geänderte Ermittlungsart: während der Stromverbrauch bisher Top-Down ermittelt und auf die Regionen verteilt wurde, führten die ÜNB diesmal erstmal eine Marktabfrage über die VNB bei allen Großverbrauchern durch. Hierdurch hat sich eine erhebliche zusätzliche Nachfrage gezeigt.

Die zusätzliche Stromnachfrage teilt sich wie folgt auf: Bei konventioneller Nachfrage und Großverbrauchern ein Zusatzbedarf von ca. 5-37 TWh in 2035, v. a. durch Digitalisierung und Dekarbonisierungsmaßnahmen der Industrie. Durch die Sektorenkopplung im Verkehr eine zusätzliche Stromnachfrage von ca. 27-59 TWh in 2035 (Annahme: 8-17 Mio. E-PKW, 30-90 Tsd. E-LKW in 2035). Durch die Sektorkopplung im Wärmesektor wird eine zusätzliche Stromnachfrage von ca. 24-39 TWh in 2035 angenommen (durch Flexibilisierung der Wärmebereitstellung an KWK Standorten und im Industriebereich sowie 4-9 Mio. Wärmepumpen). Bereits heute sind in Deutschland ca. 750 MW Elektroheizer in Betrieb. Für den zukünftigen Zubau wird angenommen, dass darüber hinaus weitere 500 MW im Netzausbaugebiet installiert werden (vgl. §13 EnWG Abs. 6a). Durch die Sektorenkopplung im Gasbereich wird eine zusätzliche Stromnachfrage von ca. 9-21 TWh in 2035 durch Power-to-Wasserstoff an Industriestandorten (2,5-4.5 GW), deren netzorientierte Nutzung (3 GW) sowie Power-to-Methan Anlagen erwartet.

Im Szenario V 2035 erfolgte erstmals eine Berücksichtigung des Nord-Süd-Netzengpasses, wodurch in den nördlichen Bundesländern kein weiterer Zubau von Windkraftanlagen über den Ausbauzielen der Länder hinaus angenommen wurde. Der lokale Überschussstrom soll von Wasserstoff-Elektrolyse-Anlagen und durch die netzorientierte Steuerung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen verwendet werden. Braun- und Steinkohleerzeugung verbleibt lediglich im Szenario A 2035 mit 2,9 GW Braunkohle und 3,2 GW Steinkohle. Für die Szenarien ergibt sich ein EE-Anteil zwischen 73 % in Szenario A 2035 und 77 % in Szenario C 2035.

f. Kurzanalyse des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 mit Stand 2019 (13.05.2019)

In allen Szenarien werden das 65%-Ziel sowie die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 eingehalten. Die Spitzenkappung von max. 3 % der Jahresenergie bei Onshore-Windenergie und Photovoltaik ist ebenfalls in allen Szenarien ein Element der Netzplanung. Die Ergebnisse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung konnten nicht mehr berücksichtigt werden – jedoch stimmen die Ergebnisse (17 GW Kohlekraftwerkskapazitäten für 2030) gut mit den Vorgaben des Szenariorahmens für B

2030 (19,1 GW) bzw. sogar sehr gut mit den Vorgaben für das Szenario C 2030 (17,1 GW) überein. Zusätzlich haben die ÜNB eine Sensitivität für das Szenario B 2035 ohne jegliche Kohlekraftwerkskapazitäten berechnet, um sicherzugehen, dass die identifizierten Maßnahmen auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich sind (S. 156).

Ergebnis:

Deutschland bleibt Nettoexporteur, wenn auch mit 19 TWh gegenüber dem genehmigten Szenario B 2035 deutlich geringer. Der Nettoimport aus Nord- und Osteuropa steigt. Die wegfallende Stromerzeugung wird durch zusätzliche Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken (+ ca. 24 TWh) ausgeglichen. Die nicht-verwertbare Erzeugung aus EE-Anlagen im Strommarkt sinkt von rund 6,1 TWh in B 2035 auf 4,4 TWh. Die CO₂-Emissionsobergrenze wird – anders als im genehmigten Szenario B 2035 – mit 96,1 Mio. t CO₂ ohne zusätzlichen nationalen Preisaufschlag eingehalten. Der für Szenario B 2035 identifizierte überregionale Netzausbaubedarf ist weiterhin notwendig. Redispatch-Volumina steigen von Szenario B 2035 2,6 TWh auf 3,2 TWh im Kohleausstiegszenario an.

Die Systemstabilität wurde nicht gesondert geprüft, wird aber mit Szenario B 2035 bereits gut abgebildet; jedoch erhebliche Bedarfe an stationärer und geregelter Blindleistung sowie an systemstützenden Anlagen wie rotierenden Phasenschiebern, leistungselektronischen Kompensationsanlagen, Stellreserven sowie der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln für dezentrale Erzeugungsanlagen. Vorgenommen wurde auch eine Analyse zur Systemstabilität (S. 166 NEP).

Offshore:

Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten wurden ergänzt und Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. Berücksichtigt wurde auch der aktuelle Planungsstand zur Umsetzung innovativer Netzanbindungssysteme (dadurch Veränderung Gesamtlänge) und die Länge von AC-Netzanschlüssen präzisiert (vgl. S. 62 NEP). Für die Szenarien wurden bildliche Darstellungen zu Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo benachbarter Länder aufgenommen (S. 100 NEP). Festgestellt wurde bis zum Jahr 2030 einen Bedarf zwischen 38,1 bis 74,3 Gvar Blindleistung. Bei einer heute typischen Anlagengröße bedeute dies einen Zubau von 127 bis 248 Anlagen. Laut ÜNB ist der Grund die Reduzierung von Großkraftwerken (konventionelle Kraftwerke haben als rotierende Massen bisher Blindleistung umsonst erbracht) und die immer höhere Netzauslastung. So braucht man bspw. für 100 km Netzlänge, die in einer sehr hohen Auslastung betrieben werden sollen, schon allein zwei Kompensationsanlagen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass der ermittelte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde und daher davon auszugehen ist, dass der tatsächlich notwendige Bedarf höher ausfällt. Zur künftigen Blindleistungsbeschaffung gibt es aktuell eine Kommission im BMWi. Der Punkt ist insbesondere zwischen ÜNB und VNB sehr strittig, da die VNB hier künftig mehr Verantwortung übernehmen wollen.

Angepasst wurden die Zahlen zu Redispatch:

Im Szenario A 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,1 TWh, im Szenario B 2030 von 1,9 TWh (1. Entwurf: 1,6 TWh), im Szenario

C 2030 von 2,6 TWh (1. Entwurf: 3,3 TWh). Bzgl. der erforderlichen Leistungskilometer hat sich zum ersten Entwurf wenig geändert - im Szenario B 2030 mit moderater Sektorkopplung und gemischter Struktur (konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare) werden 2.800 km Netzverstärkungen und 1.600 km Neubaumaßnahmen erwartet. Die Prognosen ändern sich gegenüber dem Szenario A (mehr konventionelle Erzeugung) und C (mehr EE) 2030 kaum. Die Übertragungskapazität der Gleichstromverbindungsleitungen beträgt in allen Szenarien für das Jahr 2030 insgesamt zwölf GW. Die beiden neuen Trassen zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen waren bereits im ersten Entwurf enthalten, ebenso wie die Piloten zu den sogenannten Netzboostern.

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich unter Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen zur Blindleistungskompensation auf rund 12,5 Mrd. € (1. Entwurf 11,5 Mrd.). Das gesamte Investitionsvolumen im Szenario B 2030 ist gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) von 52 Mrd. € auf jetzt 61 Mrd. € angestiegen. Diese sind zurückzuführen auf eine umfangreichere Berücksichtigung von horizontalen Punktmaßnahmen (Schaltanlagen, Schaltfelder), den Bedarf an Kompensationsanlagen und einer Korrektur eines DC-Projekts. Die Kosten für die Netzbooster als Großspeicher (Transnet BW 500 MW, Amprion 300 MW sowie Tennet 100 MW) sind bei diesen Mehrkosten allerdings noch nicht berücksichtigt. Gemäß den Anforderungen der BNetzA aus dem genehmigten Szenariorahmen haben die ÜNB insgesamt acht über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA) unterzogen.

In der Veranstaltung wiesen die ÜNB auf die Gefahr hin, dass die BNetzA mangels der gesetzlichen Verankerung des 65 %-Ziels möglicherweise den gesamten NEP nicht genehmigen könnte.

g. Erstellung eines Kurzpapiers zur Nutzung der 450 MHz-Frequenz (06.09.2020)

Die Frequenznutzungsrechte im Frequenzbereich 450 MHz (451,00 – 455,74 MHz / 461,00 – 465,74 MHz) laufen zum 31.12.2020 aus. Sowohl die Energiewirtschaft als kritische Infrastruktur als auch die Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BOS) inkl. der Bundeswehr haben großes Interesse an der Nutzung dieser Frequenzen. Die BNetzA hält eine Vergabe an die Energiewirtschaft für dringend erforderlich und hat ein auf die kritischen Infrastrukturen zugeschnittenen Konsultationsentwurf mit Verfahrens- und Vergaberegeln veröffentlicht, zu dem bis zum 28.08.2020 Stellung genommen werden konnte. Eine Entscheidung der Bundesregierung bzw. des zuständigen Verkehrsministeriums zur künftigen Frequenznutzung steht noch aus. Entscheidet die Bundesregierung die Frequenzen BOS und Bundeswehr zur Verfügung zu stellen, würde das von der BNetzA eingeleitete Verfahren gegenstandslos.

Das BMWi spricht sich für eine Nutzung der Frequenzen durch die kritischen Infrastrukturen in der Energiewirtschaft aus; das BMI und das BMVg für eine Nutzung durch die BOS und Bundeswehr. Die wesentlichen Argumente sind hierbei folgende: Für die Energiewirtschaft ist die Frequenz erforderlich für die Digitalisierung der Energiewende. 450-MHz-Frequenzen sind besonders für flächendeckende, hochverfügbare und zugleich schwarzfallsichere Funknetzinfrastruktur unter anderem in den Bereichen Strom, Gas, (Ab-)Wasser und Fernwärme geeignet. Betreibern kritischer Infrastrukturen stehen bislang

keine alternativen Breitbandfrequenzen oder exklusive Frequenzbereiche zur Verfügung. Die BOS benötigen Frequenzen für ein LTE-basiertes Funknetz. Anwendungen mit höheren Datenraten sollen über Nutzung von 700 MHz-Frequenzen ermöglicht werden, die für BOS bereits vorgesehen sind, jedoch nicht ausreichen. Die Bundeswehr benötigt die Frequenz für den Aufbau zellulärer Netze und einer engeren Zusammenarbeit mit BOS.

Um eine valide Entscheidungsgrundlage zu erhalten, beauftragte das BMVI die Gutachter WIK-consult und umlaut communications. In dem Ende 2019 veröffentlichten Bericht gelang es den Gutachtern jedoch nicht, insbesondere hinsichtlich möglicher Mitnutzungsszenarien und der erforderlichen Mengengerüste, zu einer einhelligen Auffassung zu kommen.

Da bisher kein tragfähiges Mitnutzungsszenario zu existieren scheint, sollte der Weg der BNetzA mit einer Nutzung durch die kritischen Infrastrukturen unterstützt werden. Die zunehmende Verantwortung der Energiewirtschaft mit einem stark dezentralen Anlagenaufbau und den Anforderungen der Digitalisierung ist bislang durch keinen geeigneten Kommunikationsdienst abgesichert. Die Ansteuerung von Smart Metern in Kellern gelingt nur mit einer „Deep-Indoor-Abdeckung“, wie der langwelligen 450 MHz-Frequenz. Andere Kommunikationsdienste, die die Energiewirtschaft mangels Alternativen heute nutzt - wie das öffentliche Festnetz oder Mobilfunknetze - sind bei einem Stromausfall oder Cyberangriffen nicht mehr funktionsfähig. Die BOS haben hingegen bereits heute zahlreiche anderweitige Frequenzen, die sie entweder nicht nutzen oder die nicht ausgelastet sind.

h. Rechtliche Zuarbeit zu Fragen der Digitalisierung und Flexibilisierung (Juli bis August 2021)

Ausgangspunkt: Der Aufbau einer Smart-Meter-Infrastruktur zur systemdienlichen Digitalisierung und Flexibilisierung scheint dringend erforderlich. Ohne eine umfangreiche Digitalisierung zur Erfassung und Aufbau einer sicheren Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur ist es nicht möglich:

- Stromspeicher konsequent für die System- und Versorgungssicherheit zu nutzen;
- den sektoralen Verbrauch und das Angebot mittels Flexibilisierung auf das Dargebot von fluktuierenden EE auszurichten;
- Digitalisierung und Flexibilisierung auf Energieeffizienz auszurichten;
- Netzbetrieb durch Digitalisierung genauer zu erfassen und mittels Flexibilisierungsoptionen besser zu bewirtschaften, um so die Integration von immer weiter steigenden EE-Anteil zu ermöglichen.

Im Hinblick auf die Etablierung der Smart Meter als zentraler Baustein der weiteren Digitalisierung des Energiesystems gab es bereits erste Anpassungen im Messtellenbetriebsgesetz (MsbG) mit der EEG-Novelle 2021, die auf die Einbeziehung der selbstverbrauchenden Letztverbraucher mit intelligenten Messsystemen in die Datenübermittlung/sternförmige Kommunikation nach § 60 MsbG zielen. Als hinderlich war jedoch festzustellen, dass im März 2021 der Smart Meter Rollout nach Beschluss des OVG Nordrhein-Westfalen vorerst gestoppt wurde und entsprechend im Rahmen der EnWG-Novelle 2021 versucht wurde, die Investitionssicherheit weitestgehend sicherzustellen. Die Anwendung der Smart Meter werden im Rahmen energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle

über die Systemanwendungsfälle aus modularen Funktionsbausteinen realisiert (BSI-BMWi Standardisierungs-Roadmap). Jedoch ist deren Ausarbeitung bisher nicht abgeschlossen, was ein Hemmnis für die weitere Digitalisierung darstellt. Insoweit wird die Digitalisierung ihrer Rolle als Mittel zur Flexibilisierung noch nicht gerecht.

Besser sieht der Rahmen für die Flexibilisierung des Netzbetrieb auf Basis von Systemdienstleistungen (SDL), Engpassmanagement etc. aus. So wurde die Möglichkeit einer marktgestützten Beschaffung von nicht frequenzgebundenen SDL (§ 12h EnWG) geschaffen. Die EnWG-Novelle ermöglicht es den Verteilernetzbetreibern nun grundsätzlich, selbst Flexibilitätsdienstleistungen zu beschaffen (§ 14c EnWG). Zudem wurde mit Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbau vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) eine einheitliche Regelung zum Redispatch 2.0 in §§ 13, 13a EnWG (seit dem 1.10.2021 in Kraft) geschaffen und entsprechend die Regelungen der §§ 14, 15 EEG zum 01.10.2021 aufgehoben. Weiterhin wird die Anreizregulierungsverordnung ab 2026 Engpassmanagementkosten auf Verteilernetzebene als beeinflussbare Kosten werten, womit ein wirtschaftliches Interesse für den Netzbetreiber besteht, den Netzbetrieb zu optimieren und den Netzausbau zügig voranzubringen.

Der Aspekt der Flexibilisierung der Verbraucher wurde ebenfalls in der EnWG-Novelle 2021 durch die Umsetzung der StromBM-RL vorgebracht. So sieht das EnWG erstmals die Möglichkeit und ggf. Pflicht zum Angebot von dynamischen Tarifen (§ 31b EnWG) sowie eine gestaffelte Ausweitung des dynamischen Tarifangebots (§ 41a EnWG) und zudem mehr Verbrauchstransparenz durch Einzelausweisung der Belastungstatbestände (§ 40 EnWG) vor.

Weiterhin ausstehend ist die Novellierung von § 14a EnWG. Ein Referentenentwurf für ein Gesetz zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVerG) vom 22.12.2020 wurde nach teilweise heftiger Kritik (u. a. Automobilindustrie, Verbraucherzentrale) Anfang 2021 vom BMWi zurückgezogen und muss als vorerst gescheitert gelten. Insoweit ist der weitere Zeitplan unklar, jedoch wurde ein erneuter Stakeholderdialog eingeleitet.

Zur weiteren Flexibilisierung auf Verbraucherseite fehlen dennoch weitere Anreize, insbesondere um auf Residuallast zu reagieren. Zudem ist nicht abschließend geklärt, ob Deutschland die EU-Vorgaben im Rahmen der RED II und StromBM-RL zu Bürgerenergie und Prosumern ausreichend umgesetzt hat. Weiterhin steht die Neu- bzw. Weiterentwicklung von Verbrauchs- und Erzeugungskonzepten – wie Prosumer, Bürger-Energie-Gemeinschaften, Aggregation, Mieterstrom und EE-Eigenverbrauch – aus.

Im Hinblick auf das Potential von Stromspeichern zur Flexibilisierung des Energiesystems wurde zur Umsetzung der StromBM-VO und -RL im Rahmen der EnWG-Novelle eine eigenständige Definition der Stromspeicher als Verbraucher und Erzeuger geschaffen. Jedoch dürfen Netzbetreiber nach europäischen Vorgaben nun nur noch in gestuften Ausnahmen Betreiber von Stromspeichern sein. Der Speicher muss integraler Bestandteil der Netz- und Systembewirtschaftung sein und darf nicht am Strommarkt agieren. Positiv im Hinblick auf Stromspeicher zu sehen ist, dass messtechnische und bilanzielle Hürden für Speicher im Rahmen des EEG verringert (§ 61l EEG) und das Regel-Ausnahme-Verhältnis für Belastungstatbestände hinsichtlich der StromNEV-Umlage und der Umlage

nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten erweitert wurde.

i. Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung eines Kurzpapiers zu Regelenergie und Mischpreisverfahren (29.07.2019)

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen (SDL), wozu u. a. die Leistungs-Frequenzhaltung durch Vorhaltung und Einsatz der drei Regelleistungsarten innerhalb von Sekunden (Primärregelleistung, PRL), fünf Minuten (Sekundärregelleistung, SRL) sowie Viertelstunden (Minutenreserveleistung, MRL) ausgeglichen wird. Die Kosten für alle SDL (hierzu gehört u.a. auch Einspeisemanagement, Redispatch und Netzreserve) werden in der Regel über die Netzentgelte an die Netznutzer weitergegeben. Im Jahr 2017 betrug diese Kosten rd. 2 Mrd. €, wovon rd. 150 Mio. € auf die Regelleistungsvorhaltung entfielen.

Um die Ein- und Ausspeisungen im Stromnetz im Gleichgewicht zu halten, greifen besondere Regelungen zur Bilanzierungsverantwortung sowie zum physikalischen und finanziellen Ausgleich von verbleibenden Ungleichgewichten (Regel- und Ausgleichsenergie). Die Bilanzierungsverantwortung tragen die Bilanzkreisverantwortlichen (grds. jeder Stromlieferant). Durch eine ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise kann bereits durch die Bilanzkreisverantwortlichen ein sehr wesentlicher Beitrag im Markt geleistet werden, so dass Bilanzungleichgewichte und somit auch Frequenzprobleme von vornherein vermieden werden. Treten gleichwohl unvorhergesehene Leistungsschwankungen (z. B. durch kurzfristige Kraftwerksausfälle oder bei wetterabhängigen EE) im Stromnetz auf, werden diese mit Regelenergie ausgeglichen. Damit eine Anlage bereitsteht, um einen Überschuss aus dem Netz zu ziehen (negative Regelenergie) oder eine nicht prognostizierte, erhöhte Stromnachfrage zu decken (positive Regelenergie) erhält sie einen Leistungspreis. Honoriert wird damit, dass die Anlage überhaupt verfügbar ist. Wird die Anlage tatsächlich eingesetzt, die Leistung also abgerufen, erhält der Bieter zusätzlich einen Arbeitspreis. Die benötigte Regelenergie in allen drei Marktsegmenten wird im sog. Netzregelverbund (NRV) der vier deutschen ÜNB täglich über eine Internetplattform ausgeschrieben (regelleistung.net). Durch eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“ mit Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich und Frankreich ist der erforderliche Bedarf an Regelenergie zurückgegangen.

Die Beschaffung, Erbringung und Abrechnung der Regelenergie richtet sich nach den Vorgaben der Stromnetzzugangsverordnung sowie den Festlegungen der BNetzA. Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung fließen grds. in die Netznutzungsentgelte; die eingesetzte Regularbeit in Form von Ausgleichsenergie wird gegenüber dem verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (z. B. Händler, Lieferanten) abgerechnet. Um die sog. Bilanzkreistreue zu stärken, wurden mit dem Strommarktgesetz in 2016 entsprechende Regelungen verabschiedet; aktuell hat die BNetzA ein Paket mit beabsichtigten kurzfristigen Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreistreue vorgelegt, die zum 01.10.2019 Wirkung entfalten sollen.

Im Herbst 2017 kam es zu extremen Preisausschlägen bei der Regelenergiebeschaffung: Da zur damaligen Zeit nur die Leistungspreise für Zuschläge relevant waren, kamen Gebote

mit extremen Arbeitspreisen von bis zu 77.777 Euro/MWh zum Zuge. Obwohl die Situation im Netz unauffällig war, die Lage am Strommarkt entspannt und keine Knappheitssituation vorlag, stiegen die Ausgleichsenergie-Preise auf bis zu 24.000 Euro/MWh. Die BNetzA zog daraufhin eine Obergrenze für Arbeitsenergiepreise von 9.999 Euro/MWh ein. Nach einer öffentlichen Konsultation führte die BNetzA zum Oktober 2018 für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve das Mischpreisverfahren ein (die Obergrenze wurde abgeschafft).

Nach dem Mischpreisverfahren ist für die Gebotszuschläge nun ein Mischpreis aus Leistungs- und Arbeitswert entscheidend: Der Leistungswert berechnet sich aus dem gebotenen Leistungspreis in Euro/MW, geteilt durch die zugrundeliegende Produktdauer in Stunden. Der Arbeitswert wird maßgeblich von einem Gewichtungsfaktor bestimmt. Diesen berechnen die ÜNB regelzonenübergreifend nach der durchschnittlichen Aktivierungswahrscheinlichkeit der Gebote. Das Mischpreisverfahren hat vor allem die Leistungspreise für die Bereitstellung von Regelleistung erhöht, gesunken sind hingegen die Arbeitspreise, die nur bei Abruf von Regelenergie gezahlt werden. Die BNetzA erhoffte sich vom Mischpreisverfahren eine Erhöhung des Wettbewerbsdrucks. Bereits bei Einführung wurde jedoch Kritik laut, dass dieses System konventionelle Kraftwerke mit hohen Leistungs- und geringen Arbeitspreisen bevorzuge. Hohe Leistungspreise führen zudem zu einer Mehrbelastung der Netznutzer über die Netzentgelte.

Das Zusammenwirken von hohen Leistungs- und niedrigen Arbeitspreisen kann sich auch auf die Versorgungssicherheit auswirken. Durch die mit dem Mischpreisverfahren günstiger gewordene Regelenergie ist ein Ausgleich aus der Reserve mitunter billiger als am Intradaymarkt oder durch eigene Prognoseverbesserungen, d. h. Bilanzkreisverantwortliche haben weniger Anreize den eigenen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Der Bedarf an Regelenergie erhöht sich und vorgehaltene Reserven sind schneller verzehrt, so dass andere Flexibilitätsoptionen wie Kauf am Intradaymarkt, Lastmanagement und Stromlieferungen aus dem europäischen Ausland kurzfristig zum Einsatz kommen müssen, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Gegen das Mischpreisverfahren hat das Unternehmen Next Kraftwerke erfolgreich vor dem OLG Düsseldorf geklagt. Das Urteil liegt noch nicht vor. Laut eines Gerichtssprechers war u. a. entscheidend, dass ein einheitlicher Gewichtungsfaktor bestimmt, wie stark der Arbeitspreis in den Zuschlagswert einfließt. Diese Art der Berechnung sei nach Ansicht des Gerichts jedoch nur für einen Übergangszeitraum hinzunehmen. Die BNetzA hat bereits mitgeteilt, dass sich die Bezuschlagung ab sofort wieder nach dem ursprünglich angewandten Leistungspreis richtet (jedoch ohne Obergrenze). Das Mischpreisverfahren war von der BNetzA ohnehin nur als eine Übergangslösung zum Regelarbeitsmarkt geplant, den Brüssel mit seiner "Guideline on Electricity Balancing" vorschreibt. Dabei werden künftig getrennte Verfahren Pflicht: In einer Auktion zählt nur der Leistungspreis, dann treten die Bieter in einem zweiten Schritt noch mit ihren Arbeitspreisen gegeneinander an. Diese Unternehmen bekommen zukünftig keinen Preis für die Vorhaltung ihrer Anlagen, sondern nur den Arbeitspreis, wenn die Anlage tatsächlich aktiviert wird. Das Neue daran: Gewinner in der Arbeitspreistrunde können teurere Angebote aus der Leistungspreisauktion aus der Merit Order drängen. Damit entfallen also die bisherigen Gewichtungsfaktoren. Mit seiner Entscheidung hat das OLG klargestellt, dass der Zeitraum bis zur Einführung des

Regelarbeitsmarktes zu lang ist, um ihn mit dem Mischpreisverfahren zu überbrücken. Die BNetzA hat angekündigt, bis Jahresende ein Konzept für einen Regelarbeitsmarkt zu genehmigen, der getrennte Auktionen für Leistung und Arbeit vorsieht. Anschließend haben die ÜNB eine Umsetzungsfrist von zwölf Monaten.

2. Rechtliche Zuarbeit zu EE-Vermarktung

a. Grünstromvermarktung (10.02.2021)

Eine Grünstromvermarktung ist u. a. für die zunehmende Sektorenkopplung, für Alt-Anlagen, welche nach dem EEG-Förderzeitraum weiterbetrieben werden sollen und für Überlegungen bezüglich einer potenziellen Ausphasen-Strategie der EEG-Förderung unerlässlich zu berücksichtigen. Darüber hinaus bestünde bei einer Grünstromvermarktung, die eine regionale Komponente hat, das Potential Netzüberlastungen zu minimieren und damit Systemkosten zu senken. Allerdings gibt es für die Grünstromvermarktung, außer für die Direktlieferung, weder eine gesetzliche Definition noch ein allgemeines Verständnis über die Dimensionen bzw. Eigenschaften (grün und/oder regional, bilanziell und/oder physisch Lieferung) einer derartigen Vermarktungsweise.

Derzeitig gibt es folgende Grünstromvermarktungsoptionen, wobei grundsätzlich gilt, dass EEG finanzierte Strommengen (Marktpremie/Einspeisevergütung) aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nicht als Grünstromprodukt vermarktungsfähig sind. Allein Unternehmen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, erhalten das Recht, Strom finanziert aus der EEG-Umlage auf der Stromrechnung als EE-Anteil zu kennzeichnen, allerdings nur soweit ihre Kunden im Gegenzug EEG-Umlage gezahlt haben. Folglich hängt der Grünstromanteil von der Zusammensetzung der Letztverbraucher ab, also von der Frage, wie viele und in welchem Umfang die jeweilige Endverbrauchergruppe von der EEG-Umlage befreit ist.

Bei Grünstromvermarktung mit einer Direktleitung (grüne, regionale und physische Lieferung) ist die Herkunft eindeutig bestimmbar und es sind alle Grünstromvermarktungseigenschaften erfüllt. Allerdings ist dieses Anwendungsfeld bisher begrenzt.

Im Kontrast dazu werden zur Ausweisung der grünen Eigenschaft bei der Lieferung von Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung i. d. R. Herkunftsnachweise (HKN) eingesetzt. In der EE-RL 2001/77/EG wurde die Pflicht zur Nutzung von HKN aufgenommen, woraufhin sich seit dem Jahr 2001 ein europäischer HKN-Markt etablierte. Grundsätzlich können HKN unabhängig von der ursprünglich erzeugten Strommenge gehandelt werden. Folglich lässt sich in Deutschland über den Erwerb und die Entwertung von HKN Graustrom in Grünstrom wandeln, indem nach dem Offsetting-Prinzip ein HKN entwertet wird. Damit können u. a. Unternehmen ihre Umweltbilanz verbessern. Laut der Statistik der Association of Issuing Bodies (AIB) bezog Deutschland im Jahr 2020 fast 100 TWh HKN aus dem Ausland und gehört damit zum größten Nettoimporteure. Erklärbar ist diese starke Nachfrage mit komparativen Kostenvorteilen: Grünstrom kann einerseits über Graustrom plus entwerteten HKN entstehen oder andererseits bei EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (bspw. Power Purchase Agreements – PPA). Da der PPA-

Markt in Deutschland vergleichsweise klein ist, trägt der HKN-Markt zum EE-Ausbau in Deutschlands momentan nicht maßgebend bei. Dieses System einseitig national weiterzuentwickeln ist jedoch nicht möglich, weil die Zuständigkeiten auf EU-Ebene liegen.

Im Vergleich zu HKN sind Regionalnachweise indes fest an die zu kennzeichnende Strommenge geknüpft und eine Sondervermarktungsform für die EEG-geförderte Direktvermarktung. Das Regionalnachweisregister ist mit seiner Einführung das einzige Instrument zum Nachweis der Regionalität von EEG-geförderten Strom. Für Anlagen außerhalb der EEG-Förderung kommt die Nutzung des Regionalnachweises aufgrund mangelnder Übertragbarkeit nicht in Betracht. Allerdings geben HKN grundsätzlich darüber Auskunft, aus welcher EE-Quelle und woher die Strommenge stammt.

Demnach zeigen die bestehenden Optionen auf, dass es bisher keine Grünstromvermarktung in Deutschland gibt, welche außerhalb des EEG einen Ausbau entscheidend anreizt. Daher müsste dieses Vermarktungssystem dringend verbessert werden, wenn ein Ausbau ohne oder begrenzter EEG-Vergütung anvisiert wird.

b. Rechtliche Zuarbeit zu PPAs (05.02.2021)

In der Entschließung zum EEG 2021 hat der Gesetzgeber die Bundesregierung beauftragt, verschiedene Instrumente für PPAs zu prüfen.

PPAs sind Vermarktungsinstrumente für EE außerhalb staatlicher EE-Förderregime. Dabei handelt es sich um einen bilateralen langfristigen Stromliefervertrag. Der (privatwirtschaftliche) Vertrag regelt die Lieferung einer bestimmten Strommenge zu einem festgelegten Preis oder einem gleichwertigen finanziellen Ausgleich über einen längeren und festgelegten Zeitraum.

Bislang wird der EE-Ausbau in Deutschland nahezu ausschließlich über das EEG mit seinen Kernelementen

- vorrangiger Anschluss von EE-Anlagen,
- vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des EE-Stroms (Einspeisevorrang) und
- der Vergütung dieses Stroms für den eingespeisten und direkt vermarkteten Strom

vorangetrieben. Die EEG-Vergütung nimmt damit die zentrale Rolle im deutschen EE-Förderregime ein. Die Privilegien des vorrangigen Netzanschlusses und Einspeisevorrangs gelten auch ohne einen EEG-Förderanspruch und somit auch für Anlagen, die über PPA finanziert werden.

PPA-Modelle können bei Anlagen, die einen Anspruch auf EEG-Förderung haben und bei Anlagen, bei denen dieser nicht (mehr) oder nur teilweise (bspw. bei Anlagen größer als das Maximallos der Ausschreibung) besteht, umgesetzt werden. Hervorzuheben ist, dass im Falle eines Mischkonzeptes aus PPA und EEG-Förderung der Anlagenbetreiber weitere Maßgaben, wie das Einhalten von förderfähigen Flächenkulissen, beachten muss.

Gegenwärtig tragen PPAs in Deutschland, aufgrund der Förderung durch das bestehende Marktprämienmodell und der Einspeisevergütung, nicht in relevantem Umfang zur Finanzierung des Ausbaus bei (279 MW in der ungeförderten Direktvermarktung; Stand März 2019). Gleichzeitig bilden sie bereits heute eine Möglichkeit der

Anschlussfinanzierung für bestehende Anlagen, bei denen eine gesetzliche Förderung ausläuft. Bisher ist die finanzielle Förderung im EEG in den meisten Fällen lukrativer und erprobter. Gleichwohl gibt es auch im Neu-Anlagenbereich Anreize für PPAs, bspw. für Anlagen, die in überzeichneten Ausschreibungen keinen Zuschlag erhalten oder die mehr Standortflexibilität als es die EEG-Förderung vorsieht, benötigen. Für Verbraucher (insb. Unternehmen) sind PPAs interessant, um sich gegen schwankende Börsenstrompreise abzusichern und über HKN ihre CO₂-Bilanz zu verbessern.

3. Rechtliche Zuarbeit zur Stellungnahme zur Förderung von Grubengas durch Klimaschutzverträge (02.07.2021)

Mit den Klimaschutzverträgen sollen Projekte der energieintensiven Grundstoffindustrien gefördert werden, die zu einer erheblichen Treibhausgasreduzierung beitragen und perspektivisch zur Treibhausgasneutralität führen. Insbesondere die Stahl-, Zement-, Kalk- und Ammoniakindustrie stehen dabei vor großen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen, ihre prozessbedingten Emissionen zu reduzieren. Das Förderprogramm für Klimaschutzverträge fokussiert sich daher zunächst auf diese Branchen, um die höheren Betriebskosten des Einsatzes von grünem Wasserstoff in der Stahl- und Ammoniakbranche sowie innovativen Klimaschutztechnologien in der Zement- und Kalkindustrie, über die Differenz zum CO₂-Preis abzufedern und dadurch Investitionssicherheit in Klimaschutztechnologien zu schaffen.

Damit werden auch Arbeitsplätze und Wertschöpfung in deutschen Kommunen gesichert und in der Wasserstoff-Wertschöpfungskette geschaffen. Von der Förderung über Klimaschutzverträge profitieren daher nicht nur die Unternehmen der energieintensiven Grundstoffindustrien, sondern auch die Kommunen, in denen Industrieunternehmen und die Wasserstoffwirtschaft angesiedelt sind. Wir können in dem Zusammenhang auch davon ausgehen, dass jedenfalls indirekt durch die Fördermaßnahmen für den Markthochlauf für grünen Wasserstoff, unter anderem durch die Klimaschutzverträge, auch dezentrale Energieversorgung indirekt mit gefördert wird, indem die Nachfrage und der Bedarf für (Dienst-)Leistungen der Energieversorgung vor Ort nachhaltig gesichert werden.

Klimaschutzverträge werden aus Mitteln der NWS finanziert. Die Förderung zielt daher insbesondere auf neue Technologien zum Einsatz von grünem Wasserstoff in den energieintensiven Branchen ab. Klimaschutzverträge sind dadurch ein Transformationsinstrument zur Erreichung der Treibhausgasneutralität 2045 in der Industrie. Die Nutzung von Grubengas ist aus unserer Sicht kein vergleichbares Transformationsinstrument. Daher ist keine Förderung von Grubengasnutzung durch Klimaschutzverträge vorgesehen. Die Stromerzeugung aus Grubengas wird zudem durch das EEG 2021 gefördert, so dass für einen gewissen künftigen Zeitraum eine Förderung der Stromerzeugung aus Grubengas bereits durch das EEG vorgesehen ist.

4. Rechtliche Zuarbeit zu Biomasse

a. Rechtliche Stellungnahme zur Berücksichtigung der Bioenergie im Kohleausstiegsgesetz (Februar 2020)

In dem im parlamentarischen Verfahren befindlichen KWKG-Entwurf ist "innovative

erneuerbare Wärme“ dahingehend definiert, dass sie durch Wärmetechniken erzeugt wird, die eine Jahresarbeitszahl von mind. 1,25 aufweisen (Solarthermie, el. WP, Geothermie).

Eine Jahresarbeitszahl von mind. 1,25 erreichen Technologien mit Verbrennungsprozessen nicht, z. B. KWK-Anlagen, Gasbrennwertkessel. Entsprechend würden nach dem derzeitigen Stand der KWKG-Novelle z. B. KWK-Anlagen, die feste oder gasförmige Bioenergie zur Wärmeerzeugung verbrennen, nicht als „innovative erneuerbare Wärme“ für die Förderung eines „innovativen KWK-Systems“ anerkannt.

Die entsprechende Jahresarbeitszahl der förderfähigen Wärmetechnik im Rahmen innovativer KWK-Systeme wurde ausdrücklich vom BMU als Anforderung an die Förderung innovativer erneuerbarer Wärme während der Ressortabstimmung eingebracht. Durch diese Jahresarbeitszahl soll eine besonders hohe Effizienz der verwendeten Technologien zur Voraussetzung der Förderung gemacht werden.

Die generelle Zulassung von mit biogenen Einsatzstoffen betriebener KWK oder Heizkesseln als innovative erneuerbare Wärme würde die Nachfrage nach Biomasse, einschließlich fester und nachwachsender Rohstoffe, stark erhöhen.

Aus Nachhaltigkeits- und Effizienzgründen sollte die generelle Zulassung von biogenen Einsatzstoffen in Verbrennungstechnologien als innovative erneuerbare Wärme vermieden werden.

Im Raum steht eine Verdoppelung der Ausschreibungsvolumina allgemein für die Förderung von Biogas- und Bioenergieanlagen ab 2023 vor sowie auch eine Anpassung der Förderhöchstsätze. Eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina über den derzeit im EEG vorgesehenen Stand (200 MW/Jahr für 2020 bis 2022) hinaus verbunden mit einer Erhöhung der Förderhöchstsätze würde einen Ausbau über den derzeitigen Anlagenbestand hinaus anreizen. Ein solcher Ausbau wird abgelehnt, da dies auch zu einer Ausweitung der Nachfrage nach Biomasse und damit zur verstärkten Nutzung von NaWaRo führen würde.

Die energetische Nutzung von Biomasse muss sich künftig vorrangig auf Rest- und Abfallstoffe konzentrieren. Eine Ausweitung der Anbaufläche für NaWaRo über die derzeit genutzten etwa 2,5 Mio. ha (entspricht ca. 20 % der inländischen Agrarfläche) wird aus Gründen der Nachhaltigkeit und der weiter zunehmenden Nutzungskonkurrenzen abgelehnt. Auch die Prinzipien einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung sind zu beachten; der Wald muss als CO₂-Senke erhalten bleiben.

Zunehmender Flächendruck wirkt sich auf Umwelt- und Naturschutz sowie auf die Ernährungssicherheit negativ aus und kann den LULUCF-Sektor nachteilig beeinträchtigen. Die von verschiedenen Akteuren nahegelegten Biomasseimporte verlagern die Problematik schlicht ins Ausland und sind daher keine nachhaltige Lösung.

Alle auf Biomasse (Holz, Reststoffe, NaWaRo) basierende Anlagentechnologien haben heute eine installierte Leistung von rund 8,0 GW; die Größenordnung, die von HBB für 2030 angestrebt wird (8,4 GW) (siehe: <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/>) ist bei Einbeziehung der

Ersatzbrennstoffanlagen somit bereits in etwa erreicht.

b. Rechtliche Bewertung der BMU Position zur Biomassenutzung und Förderung im EEG (Februar 2020)

Zentrale Eckpunkte der BMU Position: hausabgestimmte Vorlage „Potentiale des Biomasseeinsatzes in Deutschland – Leitplanken für Maßnahmen des Klimapaketes 2030“ vom August 2019, die im Klimaschutzprogramm 2030 ihren Niederschlag gefunden hat. Die energetische Nutzung von Biomasse kann nur einen begrenzten, gleichwohl wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Eine Begrenzung des Ausbaupfades bedeutet eine Konzentration auf Rest- und Abfallstoffe. Bioenergie ist kein Volumenträger, sondern flexibler Alleskönner, der zur Stabilisierung beiträgt, aber nicht die Hauptenergie liefert. (Verbände fordern massive Erhöhung im Jahr 2024 auf 500 MW, im Jahr 2026 auf 1000 MW und im Jahr 2028 auf 1500 MW). Die Kosten für die Letztverbraucher, welche die Umlage aufbringen, sollen im Blick behalten werden. Vor diesem Hintergrund muss auch genau hingeschaut werden, welche Anlagenkonzepte künftig gefördert werden sollen und wie die Förderhöhe gestaltet werden soll. Vorsicht ist geboten bei der Forderung der Branche, die Gebotshöchstwerte bei Ausschreibungen und die Vergütungsdauer zu lockern, sowie die Degression (Absenkung der EEG-Vergütung, die technologiespezifische Fortschritte abbilden soll) auszusetzen. Die bisherige Deckelung der Gebote für Neuanlagen auf 14,58 ct/kWh (2019) führt zu geringem Anlagenneubau.

Die energetische Nutzung muss sich ganz vorwiegend auf Rest- und Abfallstoffe konzentrieren. Eine Ausweitung der Anbaufläche für NaWaRo über die derzeit genutzten etwa 2,5 Mio. ha (entspricht ca. 20 % der inländischen Agrarfläche) wird aus Gründen der Nachhaltigkeit und der weiter zunehmenden Nutzungskonkurrenzen abgelehnt.

Bei der Nutzung von Biomasse als EE ist das Prinzip der Abfallhierarchie zu beachten, d. h. die energetische Nutzung steht an letzter Stelle. Höherwertige Nutzungen gehen vor. Es dürfen keine Anreize gesetzt werden, die eine Erhöhung der Nachfrage nach NaWaRo oder zu einer Intensivierung der landwirtschaftlichen Produktion führen.

Der Wald muss als CO₂-Senke erhalten bleiben, d. h. es dürften keine Anreize schaffen zur energetischen Verwendung von Holz außerhalb einer Kaskadennutzung geschaffen werden, daher Altholz ja, aber nicht i. S. von Waldrestholz.

Gülleverwertungsanlagen sollten stärker als bisher angereizt werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass mit der zu erwartenden EEG-Novelle im Frühjahr 2020 nicht über die Hintertür der Vergärung von Wirtschaftsdünger auch Biogasanlagen im Allgemeinen gefördert werden. Das heißt, bei der Ausgestaltung der neuen Förderbedingungen darf kein zusätzlicher Anreiz für die Vergärung von NaWaRos geschaffen werden. Die wenigsten Biogasanlagen sind reine Güllevergärungsanlagen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigen die meisten Anlagen Co-Substrate, hauptsächlich wird Mais dazugegeben.

Der Maisdeckel muss jedoch erhalten bleiben. Insbesondere ist keine Rückkehr zu den Einsatzstoffvergütungsklassen aus dem EEG 2012, wie z. B. Blümmischungen, Ackerrandstreifen, Landschaftspflegematerial usw. anzustreben, die mit einem erhöhten Fördersatz angereizt wurden (diese bringen nicht den gleichen Energieertrag und brauchen

mehr Fläche).

Die Flexibilisierung und die Biogasaufbereitung (Methanisierungsanlagen) werden unterstützt. Die Flexibilisierungsanforderungen waren bisher eher niedrig. Falls ein Anreiz für die Flexibilisierung in Form einer Förderung fortgeführt werden soll, sollten die Anforderungen für die Inanspruchnahme nachgeschärft werden. Verfügbares Biomassepotential laut Klimaschutzprogramm 2030 darf nicht untergraben werden. Es ist seitens BMWi sicherzustellen, dass entsprechend der Vereinbarung im Klimaschutzprogramm 2030 die energetische Biomassenutzung deutschlandweit jährlich nicht mehr als 1000 bis 1200 PJ beträgt. Die Förderprogramme der Länder sind dabei zu berücksichtigen. Die Einrichtung entsprechender Monitoring Programme wird empfohlen.

c. Kurzanalyse Vorschläge MdL Hauk zur Perspektive und Beitrag von Biomasse für den Klimaschutz (21.05.2019)

Biomasse wird derzeit vor allem im Verkehr in Form von Biokraftstoffen (rund 6 % Anteil biogene Kraftstoffe in 2018) und im Wärmebereich (rund 14 % Anteil EE, davon über 90 % biogene Einsatzstoffe im Wärmebereich) eingesetzt. Im Bereich der Stromerzeugung hat Bioenergie einen Anteil von etwa 7 % an der Gesamtstromerzeugung aus EE: Die Einsatzschwerpunkte liegen eindeutig im Wärme- und Verkehrsbereich.

Das Potenzial der für energetische Nutzung verfügbaren Biomasse ist begrenzt. Mit Anbaubiomasse (Ackerpflanzen, wie z. B. Mais, Raps, Getreide) sind derzeit rund 2,4 Mio. ha Ackerfläche belegt. Eine Flächenausweitung kommt nicht in Betracht, denn die bestehende Konkurrenz zur Futter- und Nahrungsmittelproduktion und auch für die stoffliche Nutzung wird künftig noch zunehmen.

Eine Diversifizierung der Energiepflanzen, wie sie Herr Hauk anspricht, wird vielfach erprobt. Hier kommen für Biodiversität und Boden günstigere Arten (z. B. Klee, Luzerne, Sylphie) in Betracht wie auch Arten mit einem höheren Energieertrag (besonders Miscanthus). Eine Diversifizierung des Energiepflanzenanbaus (ohne Flächenausweitung) kann seitens BMU unterstützt werden.

Auch die bessere Verwertung und Nutzung von Abfall- und Reststoffen, besonders solcher Stoffe, die keiner anderen Nutzung mehr zugeführt werden können (Gülle), ist sinnvoll. Insgesamt schätzen Studien das inländische Potenzial der Rest- und Abfallstoffe insgesamt auf etwa 900 bis 1.00 PtJ/a.

Jedoch darf bei der gezielteren Verwertung der Abfall- und Reststoffe, wie auch bei Bestrebungen zum Schutz von Böden und der Erhaltung der Biodiversität durch den Anbau unterstützender Kulturen nicht übersehen werden, dass diese Maßnahmen Kosten verursachen, die der Markt nicht trägt. Dies spricht auch Herr Hauk in seinem Brief indirekt an. Entsprechende Entwicklungen im Bereich des Pflanzenanbaus zur Energiegewinnung wie auch bei der Verwertung von Gülle werden daher nur durch gezielte (finanzielle) Maßnahmen etabliert werden können, seien es Förderungen oder regulatorische Maßnahmen.

Insgesamt zeigen sich im Vergleich zwischen den von Herrn Hauk eher kritisch bewerteten Textstellen im Klimaschutzprogramm 2050 (KSP 2050) und seinen eigenen Ansätzen keine fundamentalen Unterschiede. Der KSP 2050 hat die Bioenergienutzung ausgehend von der

aktuellen Situation bewertet. Herr Hauk zeigt in seinem Brief Ansätze für nachhaltigere Nutzungsweisen der Bioenergie auf. Sofern diese regulatorisch und/oder monetär angereizt werden könnten, wären diese für die Zukunft der Biomassenutzung positiv.

d. Rechtliche Zuarbeit zum Thema „Siebüberlauf als Biomasse iSd BiomasseV“

Die Siebreste aus Bioabfallkompostierungsanlagen sind meist eine Mischung aus Holzigen Bestandteilen und sonstigen Fremdstoffen. Die Entsorgung der Siebreste erfolgt regelmäßig in Biomassekraftwerken und Müllverbrennungsanlagen. Das heißt, die Siebüberläufe werden in bestehenden Anlagen mitverbrannt. Es ist wahrscheinlich, dass die Entsorgung der Siebreste in Müllverbrennungsanlagen etwas teurer als in Biomasseanlagen ist. BMU geht aber nicht davon aus, dass daran eine Verwertung scheitert, denn in der Regel wird diejenige Anlage zur Verbrennung genutzt, welche die Kommune bzw. das Entsorgungsunternehmen zur Verfügung hat.

Eine Wiederaufnahme der EEG-Förderung für Altholzanlagen würde eine Wettbewerbsverzerrung bedeuten. Altholzanlagen stehen hinsichtlich der auf dem Markt gehandelten Abfälle in direkter Konkurrenz zu thermischen Abfallbehandlungsanlagen, die keine EEG-Förderung erhalten. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Altholz einen Fremdstoffanteil von nahezu 50 % haben kann. In solchen Fällen handelt es sich letztlich um Abfallverbrennung, die zusätzlich über das EEG vergütet würde. Altholzanlagen können ergänzend zur Verwertung der erzeugten elektrischen Energie auch durch die Verwertung der Wärme Erlöse erzielen. Nach den uns vorliegenden Informationen sollte ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich sein, auch, weil sich die Preise für Altholz an den Umstand der in den kommenden Jahren entfallenden Förderung anpassen werden.

Eine möglicherweise bestehende wirtschaftliche Zweckmäßigkeit der Zufeuerung von Altholz in Anlagen, die Siebüberlauf verwerten, vermag daher die Grundsatzentscheidung, den Einsatz von Altholz nicht mehr nach dem EEG zu fördern, aus der Sicht des BMU nicht in Frage zu stellen.

5. Kurzanalyse zur rechtlichen Einordnung von Speichern hinsichtlich Abgaben, Umlagen und Entgelte (22.10.2019)

Im energierechtlichen Kontext gibt es kein geschlossenes Regelungssystem oder eine gemeinsame Definition des Speicherbegriffs. Stromspeicher gelten hinsichtlich der Einspeicherung als Letztverbraucher und sind daher grundsätzlich zur Zahlung aller Abgaben und Umlagen verpflichtet, und zwar: Netzentgelte, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Offshore-Netzumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und AblAV-Umlage. Hinsichtlich der Ausspeicherung gelten Stromspeicher als Erzeuger, so dass auf den gelieferten Strom grundsätzlich ebenfalls alle Abgaben und Umlagen anfallen. Diese sind jedoch in der Regel nicht vom Speicherbetreiber, sondern vom belieferten Endkunden zu zahlen. Da damit grundsätzlich auf den eingespeicherten als auch auf den ausgespeicherten Strom Abgaben, Umlagen und Entgelte anfallen, wird häufig von einer Doppelbelastung von Speichern gesprochen.

Für den Einspeicherungsprozess greifen jedoch – je nach konkreter Anschlusssituation - verschiedene Befreiungs- oder Ausnahmetatbestände. Bei der Bewertung zu Abgaben und Umlagen ist zu unterscheiden, ob der Strom für den Einspeicherungsprozess aus dem

öffentlichen Stromnetz bezogen wird oder ob der Strom aus einer Stromerzeugungsanlage innerhalb einer Kundenanlage stammt (bspw. Eigenversorgungssituation Industrie oder Einfamilienhaus) und insofern für die Einspeicherung nicht das Stromnetz der öffentlichen Versorgung genutzt wird. Hinweis: Die nachfolgend dargestellten Ausnahmen gelten dabei lediglich für Stromspeicher. Für sonstige Energiespeicher (z. B. PtX-Anwendungen) gelten diese nicht, da der Strom „verbraucht“ wird. Einzig die Befreiung von den Netzentgelten wird für diese nach der überwiegenden Auffassung entsprechend angewendet.

a. Bei Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung

Nach aktueller Rechtslage fallen für den Einspeicherungsprozess keine Netzentgelte und keine Stromsteuer an. Die EEG-Umlage, die KWK-Umlage und die Offshore Haftungsumlage fallen lediglich dann an, wenn der zwischengespeicherte Strom nicht wieder in das öffentliche Stromnetz zurückgespeist wird, sondern beispielsweise zur Eigenversorgung genutzt wird. Hinsichtlich der Konzessionsabgabe kommt i. d. R. ebenfalls eine Befreiung in Betracht. Die AblV- Umlage und die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage fallen jedoch in jedem Fall an.

Im Einzelnen:

Netzentgelte: Batteriespeicher sind für den Einspeicherungsprozess für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit (§ 118 Abs. 6 EnWG).

EEG-Umlage: Hinsichtlich der EEG-Umlage ist der Strom für den Einspeicherungsprozess insoweit von der EEG-Umlage befreit, wie auf den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird (61I EEG). Wird der ausgespeicherte Strom in das Stromnetz der öffentlichen Versorgung eingespeist, ist der eingespeicherte Strom grds. von der EEG-Umlage befreit.

KWK-Umlage: Hinsichtlich der KWK-Umlage und der Offshore-Netzumlage gelten die Ausführungen zur EEG-Umlage entsprechend (vgl. § 27b KWKG / § 17f Abs. 5 EnWG i. V. m. § 61I EEG).

Stromsteuer: Batteriespeicher werden dem Stromversorgungsnetz zugeordnet. Insofern liegt eine Befreiung von der Stromsteuer vor.

Konzessionsabgabe: Eine ausdrückliche Befreiung existiert nicht. Batteriespeicher fallen jedoch häufig unter die Grenzpreisregelung in § 2 Abs. 4 KAV und sind dadurch von der Konzessionsabgabe befreit.

AblV-Umlage und § 19 StromNEV-Umlage: Für diese beiden Umlagen ist aktuell keine Befreiung vorgesehen. Sie fallen daher voll an.

b. Bei Strombezug innerhalb einer Kundenanlage

Wenn der eingespeicherte Strom von einer Stromerzeugungsanlage innerhalb einer Kundenanlage stammt, bspw. im Rahmen eines Mieterstrommodells oder einer Eigenversorgung, findet keine Nutzung des öffentlichen Stromnetzes statt. Insofern fallen für den Einspeicherungsprozess keine Netzentgelte oder netzbezogene Umlagen an (KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, Offshore-Netzumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und AblV-Umlage). Sofern eine Eigenversorgungssituation vorliegt, muss beim Einspeicherungsprozess eine lediglich verminderte EEG-Umlage gezahlt werden. Im

Übrigen (z. B. bei Mieterstrom) fällt die EEG-Umlage voll an. Hinsichtlich der Stromsteuer liegt ebenfalls o. g. Befreiung vor.

c. Aktuelle Entwicklungen

In den Eckpunkten und dem ausführlichen Klimaschutzprogramm 2030 wurden Änderungen bezüglich Stromspeicher beschlossen. Darüber hinaus wurde die Entgeltspflicht von Speichern im Clean-Energy-Package der EU adressiert:

Eckpunkte: „Wasser-, Strom- und andere Speichieranlagen haben es im aktuellen Marktumfeld sehr schwer. Sie werden jedoch gebraucht beispielsweise um erneuerbare Energien auszubalancieren. Deshalb werden Speicher von bestehenden Umlagen befreit und erhalten den Letztverbraucherstatus. Wir werden die Schrittfolge so gestalten, dass das Ziel des Klimaschutzprogramms 2030, die Strompreise zu senken, nicht gefährdet wird.“

Langversion: „Um den Ausbau erneuerbarer Energien zu flankieren, werden mittel- bis langfristig Speichermöglichkeiten ausgebaut werden müssen. Dies ist in erster Linie Aufgabe der Akteure im Markt. Dazu wird für die Abschaltbare-Lasten-Umlage und die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung geprüft, inwieweit Stromspeicher beim Strombezug von diesen Umlagen befreit werden können. Um die Lage von Stromspeichern im aktuellen Marktumfeld zu verbessern, werden sie von bestehenden Umlagen befreit, sofern dadurch eine Doppelbelastung entsteht. Wir werden die Schrittfolge so gestalten, dass das Ziel des KSP 2030, die Strompreise zu senken, nicht gefährdet wird.“

In der kürzlich verabschiedeten Strommarkttrichtlinie finden sich ebenfalls Vorgaben zu Speichern. Unter anderem ist dort die Vorgabe, dass „aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speichereinrichtung befindet, [...] für auf ihrem Grund und Boden verbleibende gespeicherte Elektrizität, oder wenn sie den Netzbetreibern Flexibilitätsleistungen bereitstellen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterliegen.“

Bewertung: Speichern kommt bereits heute der Letztverbraucherstatus zu, was als Teil des Problems gesehen wird. Der Beschluss in den Eckpunkten läuft daher ins Leere. Eine Befreiung von der AblV-Umlage und der StromNEV-Umlage würde jedoch bei einem Strombezug aus dem öffentlichen Netz greifen. Der konkrete Umsetzungsbedarf, der sich aus den neuen EU rechtlichen Vorgaben ergibt, wird derzeit noch von BMWi geprüft.

6. Rechtliche Zuarbeit zu Abwärmenutzung – Abwärmenutzung und mgl. Förderung nach KWKG (21.06.2020)

Abwärme zählt nach bisheriger Rechtslage nicht als erneuerbare Wärmequelle für innovative KWK-Systeme. „Innovative KWK-Systeme“ sind gemäß KWKG besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus EE KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln.

Die Nutzung von Abwärmequellen ist zwar im Rahmen eines innovativen KWK-Systems technisch möglich. Dadurch verliert das System aber seine Förderfähigkeit als innovatives

KWK-System gemäß KWKG und wäre in Anbetracht der derzeitigen Preise im Strom- und Wärmemarkt in aller Regel nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Die Nichtanerkennung von Abwärme als Form der erneuerbaren Wärme beruht darauf, dass befürchtet wurde, dass das KWKG dadurch Anreize setzen würde, in Produktionsprozessen besonders viel Abwärme zu erzeugen, um hier einen Fördertatbestand verwirklichen zu können. Ein solches Risiko besteht für Abwärme aus Kläranlagen allerdings nicht. Zusammen mit dem Kohleausstiegsgesetz soll auch die Novelle des KWKG beschlossen werden; ein Kabinettentwurf liegt vor.

Abwärme aus Klärwasser: Grundsätzlich ist die Nutzung von Abwasser-Wärme eine sinnvolle Klimaschutzmaßnahme. Allerdings hängt die nutzbare Menge vom Kanalsystem, dem Abwasserdurchfluss und damit der verfügbaren Wärmemenge in Zusammenhang. Einer Forderung nachzukommen, das gesamte Kanalnetz zu nutzen, macht daher aus technischer Sicht keinen Sinn. Vom Grundsatz her ist die Idee von Potenzialstudien zum Kanalnetz interessant, um feststellen zu können, wo der Einsatz der Wärmetauscher-Technologie im Kanalnetz Sinn macht.

Da bei der Gewinnung von Wärmeenergie aus der Kanalisation die Abwassertemperatur gesenkt wird, ist die für die abschließende zentrale Behandlung des Abwassers auf der Kläranlage wichtige Temperatur von 12°C zu beachten. Der zusätzliche Wärmeentzug aus dem Gesamtsystem Kanalisation darf nämlich nicht dazu führen, dass die Reinigungsleistung der Kläranlage herabgesetzt wird, was bei Abwassertemperaturen unter 12°C der Fall ist. Die Aussage, dass immer wieder Energie durch nachfließendes Abwasser zugeführt wird und die Reinigungsleistung nicht beeinträchtigt werden kann, ist schlichtweg simplifiziert und falsch dargestellt. Im Übrigen wurde auch beim Fachgespräch „Schnittstelle Wasser-Energie“ am 12.03.2020 im BMU von Seiten der ExpertInnen mehrfach auf die Problematik der Temperatur im Abwasser hingewiesen.

Grundsätzlich wird die Wärmeengewinnung aus Abwasser begrüßt. Hierzu sollen künftig KWK-Systeme neben Wärme aus EE auch Wärme aus dem gereinigten Wasser aus Kläranlagen für die Wärmebereitstellung nutzen dürfen.

Das Anliegen wird damit zum Teil aufgegriffen. Vorliegend geht es darum, dass die Abwärme aus Abwasser aus dem Kanalnetz möglich sein muss, nicht nur „hinter“ der Kläranlage. Allerdings sollte die Aussage dahingehend eingeschränkt sein, dass die Nutzung nur dort erfolgt, wo sie technisch machbar und sinnvoll ist, was nicht im gesamten Kanalnetz der Fall ist. Auch darf die Reinigungsleistung der zentralen Abwasserbehandlung durch übermäßigen Wärmeentzug nicht beeinträchtigt werden.

Das zur Nutzung geeignete Potenzial ist dann größer, eine Befürchtung, dass zusätzliche Energie zur Anhebung der notwendigen Temperatur zugeführt werden muss, besteht nicht. Eine solche Folge könnte auch durch Maßgaben in der Genehmigung der Maßnahme (über max. Auskühlungstemperatur, Festlegung der Mindesttemperatur im gesamten Netz) vorgebeugt werden. Der Kabinettentwurf befindet sich derzeit in der parlamentarischen Beratung.

Gebäudeenergiegesetz (GEG): Abwärme zählt auch im Entwurf des GEG derzeit nicht zu den erneuerbaren Energiequellen. Die Anforderungen an die Nutzung von EE zur anteiligen

Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs für zu errichtende Gebäude können jedoch auch erfüllt werden, indem der Wärme- und Kältebedarf zu mindestens 50 Prozent aus Abwärme aus Abwasser gedeckt wird (direkt oder mittels Wärmepumpe).

Gegen die Gleichstellung der Abwärme aus Abwasser mit EE bestehen jedoch keine Vorbehalte. Das GEG würde damit der europäischen Definition folgen und ggf. die Anwendung für die Nutzung von Abwärme aus Abwasser im Gebäude befördern.

7. Juristische Kurzanalyse des Antrages des Landes Niedersachsen im Bundesrat für den umfassenden Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft (11.10.2019)

Für eine klimapolitisch sinnvolle Nutzung von PtX sind nach dem „Aktionsprogramm PtX“ vom Juli diesen Jahres folgende Voraussetzungen zwingend: es handelt sich um Produkte aus „grünem“ Wasserstoff, also aus EE, der direkte Einsatz von Strom ist technisch nicht möglich und die Umwandlung und Nutzung weisen insgesamt eine positive Klimabilanz auf.

Ein breitflächiger Einsatz von synthetischem Gas wird jedoch nicht unterstützt, da dies mit einem sehr hohen Strombedarf verbunden ist, dessen Deckung durch EE nicht absehbar ist. Eine Reform der Abgaben und Umlagen wird befürwortet. Dies ist auch im KSP 2030 niedergelegt. Dies gilt ebenfalls für ein Auslaufen des Netzausbaugesbiets, da dieses bisher wirkungslos blieb und gegenteilige Investitionsanreize für Wind an Land setzt.

Nach der RED II sollen strombasierte Kraftstoffe auch auf die Verpflichtung der Kraftstoffanbieter angerechnet werden, wenn sie im Raffinerieprozess eingesetzt werden - also Anrechnung von „grünem“ Wasserstoff im Produktionsprozess. Die Forderung des Entschließungsantrags entspricht also bereits europäischen Vorgaben, die umsetzungsbedürftig sind. Raffinerien gehören jedoch zum ETS-Sektor. Es ist derzeit unklar, wie Wasserstoff, der zur Produktion von konventionellen Kraftstoffen eingesetzt wird, dem Verkehrssektor zugerechnet werden kann, ohne Doppelanrechnungen in anderen Sektoren zu riskieren. Die Europäische Kommission wird in den kommenden Jahren delegierte Rechtsakte zur Berechnung der THG-Bilanz erlassen. BMU prüft derzeit, welcher Prozessschritt, bei dem grüner Wasserstoff perspektivisch eingesetzt werden kann, dem Verkehrssektor zugeordnet wird, ohne zu Konflikten mit dem ETS zu führen.

8. Rechtliche Zuarbeit zu e-mobility

a. Juristische Kurzanalyse und Einordnung der Refinanzierung von Elektroladesäulen (16.09.2019)

„Ladepunktbetreiber“ ist energierechtlich eine eigene Marktrolle. Ladepunkte gelten als Energieanlagen nach § 3 Nr. 15 EnWG und als Letztverbraucher nach § 3 Nr. 25 EnWG. Ladestationen gehören - mit Ausnahme des Netzanschlusses - nicht zum Stromnetz. Der Betrieb wird daher nicht von der Regulierung durch das EnWG und der ARegV erfasst. Die Kosten können daher nicht über die Netzentgelte refinanziert werden. Auf die Netznutzer können lediglich Kosten für einen erforderlichen Netzausbau umgelegt werden. Das kann gesetzlich geändert werden, müsste jedoch mit EU-Recht vereinbar sein (s.u.). Um gerade im Hinblick auf den durch die Elektromobilität erforderlichen Netzausbau zu einer gerechteren Verteilung der Netzkosten zu kommen, wurde für das BMWi ein Gutachten ausgearbeitet (Kontext § 14a EnWG, Dabei werden drei Netznutzungstypen unterschieden.

Künftig soll nur noch eine Anschlusskapazität von 5 KW „unbedingt“ gewährt werden. Darüberhinausgehende benötigte Leistung wird nur bedingt gewährt, d.h. sie unterliegt dem Eingriffsrecht des Netzbetreibers. Ein normaler Hausanschluss verfügt über eine Anschlussleistung von 30 kW, tatsächlich benötigt werden aber in der Regel nur 5 kW. Bis zu dieser Leistung soll der Verbrauch künftig weiterhin unbeeinflusst bleiben; darüber hinaus ist die Leistung "bedingt", d. h. der Netzbetreiber kann steuern. Daneben sollen die Netzentgelte auf eine stärkere Leistungskomponente umgestellt werden, so dass Verbraucher mit Elektromobilität oder Wärmepumpe mehr zahlen, "normale Verbraucher" aber nicht tangiert werden. Ein Gesetzentwurf ist für Sommer 2020 geplant.

Die mit Juli diesen Jahres in Kraft getretene Strommarkttrichtlinie enthält ein grundsätzliches Verbot für Verteilnetzbetreiber, Ladesäulen zu betreiben. Will ein Messstellenbetreiber dies trotzdem an die VNB übergeben, muss zuvor eine erfolglose Ausschreibung durchgeführt worden sein (vgl. Art 33 Strommarkttrichtlinie). Diese muss alle 5 Jahre wiederholt werden.

b. Rechtliche Zuarbeit zur Ausarbeitung eines Kurzpapiers zur Integration der Elektromobilität im Verteilernetz (11.03.2019)

EE-Erzeugungsanlagen sind zu über 90 % im Verteilernetz angeschlossen. Nach der BMWi Verteilernetzstudie sind - je nach Szenario - bis 2032 Investitionen in Höhe von 23 bis 49 Mrd. EUR in die Verteilnetze erforderlich, die über die Netzentgelte von den Verbrauchern finanziert werden müssen. Diese Investitionen sind maßgeblich durch den EE-Ausbau und damit die dezentrale Einspeisung von Elektrizität getrieben. Daher werden die Verteilernetze in den nächsten Jahren ohnehin signifikant verstärkt werden (müssen). Ob durch die zunehmende Elektromobilität weitere Investitionen in die Verteilernetze notwendig und wie hoch diese sind, hängt vor allem davon ab, wie sich die Ladeleistungen zeitlich verteilen und wie die Netzsituation vor Ort ist. Zehn Millionen Elektrofahrzeuge in 2030 als derzeit im Kontext Klimaschutz im Verkehr diskutierte Maximalzahl würden den Strombedarf in Deutschland um insgesamt etwa 4% erhöhen.

Ladepunkte für Elektrofahrzeuge werden in der Nieder- oder Mittelspannungsebene des Stromverteilernetzes angeschlossen. Dort wirken sie wie zusätzliche Verbraucher. Die Elektromobilität führt perspektivisch zu einer stärkeren Belastung der Verteilernetze.

Diese ist maßgeblich bestimmt durch:

- zum Teil hohe Ladeleistungen (z.B. bei Schnellladesäulen, diese jedoch i.d.R. bereits am Mittelspannungsnetz), die im Falle ungesteuerten Ladens zusätzliche Lastspitzen erzeugen bzw. zu einer Erhöhung bestehender Spitzen führen. Hierdurch kann es in Niederspannungsnetzen zu Problemen bei der Spannungshaltung oder zu einer überhöhten Belastung der Netze kommen.
- bei ungesteuertem Laden hohe Gleichzeitigkeit durch das Ladeverhalten der Nutzer am Abend (sofern keine Entzerrung durch Laden beim Arbeitgeber erfolgt).
- örtliche Verteilung: Werden Ladepunkte in einem Wohngebiet errichtet, das in der Nähe eines Gewerbegebiets liegt, sind i.d.R. bereits leistungsfähigere Kabel vorhanden als in reinen Wohnstraßen. Insofern sind die Investitionen hier geringer.

Signifikante Netzausbaubedarfe werden von den Netzbetreibern bei einem Anteil der Elektromobilität von 10 bis 15%, in manchen Studien erst bei 20% im Bestand erwartet. 20%

im Bestand würden mehr als zehn Millionen E-Fahrzeugen entsprechen.

Verschiedene Studien kommen zu dem Ergebnis, dass für Ladevorgänge ein hohes Lastverlagerungspotential besteht. Über intelligentes Laden kann insbesondere die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge verringert werden, was sich in einem signifikant geringeren Netzausbaubedarf niederschlagen würde. In Kombination mit Speichersystemen kann sich die Belastung des Stromnetzes im Vergleich zu heute sogar senken lassen. Die Steuerbarkeit ist daher zentrale Voraussetzung für eine netzverträgliche Integration der Elektromobilität. In diesem Sinne bringt sich auch der BDEW konstruktiv in die Prozesse zur E-Mobilität ein. Praktikable Vorschläge zur Entfaltung einer Steuerungs- und Lenkungswirkung liegen bereits in Ansätzen vor. Ein wichtiger Hebel können hierbei Flexibilitätsanreize über Stromtarife oder die Netzentgelte sein; eine Netzentgeltreform wurde im KoalV für diese Legislaturperiode angekündigt. Die BNetzA favorisiert das Modell eines „bedingten Netzanschlusses“, d.h. Netzbetreiber sollen Ladevorgänge bei Überlastung künftig vom Netz trennen können. Aus dem Blickwinkel der Akzeptanz für die Elektromobilität erscheint dieses Modell jedoch nicht ideal. Langfristig können durch das sog. bidirektionale Laden große Potentiale für die Flexibilisierung des Stromnetzes gesehen werden. Hierbei sollen die Batterien der Fahrzeuge als Speicher fungieren und bei Bedarf Energie ins Netz zurück speisen.

9. Rechtliche Stellungnahme zur Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Lufffahrthindernissen (14.02.2020)

Die Neufassung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Lufffahrthindernissen (AVV) setzt unter anderem Änderungen zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen um. Dies betrifft insbesondere die Kennzeichnung von Windenergieanlagen mit mehr als 65 Meter Rotorblattlänge und die Anzahl und Anordnung der Befeuerungsebenen am Turm.

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) wurde die Ausrüstung von Windenergieanlagen mit bedarfsgesteuerter Nachtkennzeichnung (BNK) verpflichtend eingeführt. Hierdurch soll die Akzeptanz der Windenergie in der Bevölkerung erhöht und die Auswirkungen auf die Umwelt minimiert werden. Zudem sieht das EEG ausdrücklich die Möglichkeit vor, die BNK durch Signale von Flugsicherungstranspondern zu aktivieren. Diese Vorgaben werden durch die AVV technisch ausgestaltet. Der Bundesrat hat der Verwaltungsvorschrift am 14. Februar 2020 mit Änderungsmaßnahmen zugestimmt.

VI. Gesprächs- bzw. Terminvorbereitungen

1. Erstellung eines Sachstandes zu den aktuellen Planungen der Bundesregierung bei der Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung für ein Gespräch BMWK mit Senator (Hamburg) (28.04.2022)

a. Energiesofortmaßnahmenpaket

Die Bundesregierung hat mit dem Energiesofortmaßnahmenpaket/Osterpaket bereits einen wichtigen Schritt hin zu einer Beschleunigung der Verfahren im Bereich der EE geschafft, u. a. durch die gesetzliche Regelung im EEG, dass die Errichtung und der Betrieb von EE-

Anlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dient. Weitere Maßnahmen werden mit dem Sommerpaket folgen.

Im Bereich des Ausbaus der Übertragungsstromnetze wurden im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets ebenfalls Maßnahmen zur Beschleunigung getroffen, u. a. die Aufnahme von 19 neuen Netzausbauvorhaben in den Bundesbedarfsplan. Außerdem werden u. a. für neu in den Bundesbedarfsplan aufzunehmende Vorhaben, für die eine Bündelungsmöglichkeit mit einem bereits im Bundesbedarfsplan verankerten Vorhaben besteht, Vereinfachungen (u. a. Verzicht auf Bundesfachplanung) eingeführt. Bei bestimmten Vorhaben ohne Bündelungsoption soll bereits bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung nach wenig belasteten Präferenzräumen gesucht werden, so dass im späteren Genehmigungsverfahren ebenfalls auf die Bundesfachplanung verzichtet werden kann. Ebenfalls wird die Anordnung zur Duldung von Vorarbeiten erleichtert. Die Auslegung von Unterlagen in Verfahren nach dem NABEG erfolgt künftig digital.

b. LNG-Beschleunigungsgesetz

Vor dem Hintergrund des aktuellen Kriegs in der Ukraine und dem damit verbundenen Streben der Bundesrepublik Deutschland zur Loslösung der Importabhängigkeit Deutschlands von Russland in Bezug auf fossile Energieträger, plant die aktuelle Bundesregierung, den aktuellen Rechtsrahmen für die Realisierung von LNG-Projekten (Anbindung von Flüssiggasschiffen und der Bau von Flüssiggasterminals) im Sinne einer Planungsbeschleunigung anzupassen.

Damit über den Sommer Gasleitungen errichtet werden können, um FSRUs und LNG-Terminals an das bestehende Leitungsnetz anzuschließen, und damit in den folgenden (drei) Jahren, dringend benötigte LNG-Vorhaben umgesetzt werden können, ist eine erhebliche Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung unumgänglich. BMWK (KB4) erarbeitet daher in Zusammenarbeit mit BMUV und BMJ einen entsprechenden Gesetzentwurf, der gesetzliche Änderungen (Verfahrenserleichterungen und voraussichtlich Änderungen im materiellen Recht) in verschiedenen Bereichen - beispielsweise im UVPG, BImSchG und BNatSchG, WHG - vorsieht. Das Gesetz soll über die Regierungsfractionen eingebracht werden (voraussichtlich 06.05.2022) und am 01.06.2022 in Kraft treten.

c. Steuerungsgruppe zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung und Pakt für Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung

Auf St-Ebene wurde unter der Federführung von BK eine Steuerungsgruppe zur Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung eingerichtet. Die Steuerungsgruppe identifiziert u. a. die Gesetzespakete, die zur Beschleunigung beitragen und deren Umsetzungsstand.

Um die Länder in den Prozess der Planungsbeschleunigung einzubinden, soll ein Pakt mit den Ländern geschlossen werden: Am 05.05.2022 soll im Rahmen einer Sitzung von ChefBK und den Chefinnen und Chefs der Staatskanzleien eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe beschlossen werden. Am 02.06.2022 soll der Pakt mit den Ländern zwischen

ChefBK und den Ministerpräsidentinnen und -präsidenten beschlossen werden.

BMWK und BMUV haben Ende März ein abgestimmtes Konzept für die Erstellung des Pakts mit den Ländern erstellt und dem Steuerungskreis als „Beschlussvorschlag Bund“ für die Besprechung am 05.05.2022 übermittelt. Dies beinhaltet im Wesentlichen ein gemeinsames Bekenntnis von Bund und Ländern zur Erforderlichkeit einer Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung mit schlanken, an klaren Prioritäten ausgerichteten, transparenten, rechtssicheren und zügigen Planungs- und Genehmigungsverfahren mit hohen Standards und vergleichbaren Prozessen auf allen staatlichen Ebenen. Dazu streben Bund und Länder eine enge Kooperation an. Dementsprechend soll eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe eingerichtet werden, die bis zum 02.06.2022 den Entwurf eines „Pakts für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung“ vorlegen soll.

2. Erstellung von reaktiven Sprecherelementen mit Hintergrund zur Aussetzung der Zertifizierung für Nord Stream 2 durch die BNetzA (16.11.2021)

Der Betrieb eines Gasnetzes in der Bundesrepublik Deutschland unterliegt der Regulierung. Nord Stream 2 ist als Fernleitungsnetz ein Transportnetz i. S. d. EnWG. Der Betrieb von Nord Stream 2 als Transportnetz unterliegt somit u. a. der Zertifizierung durch die Bundesnetzagentur, §§ 4a, 4b, 10-10e EnWG. Dabei geht es insbesondere darum, dass (durch Umsetzung von EU-Recht eingeführte) Entflechtungsregelungen eingehalten werden müssen, die die Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers sicherstellen sollen. Entflechtungsregeln treffen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die z. B. die Funktion Fernleitung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnehmen. Es geht um die Unabhängigkeit im Verhältnis zu anderen (Konzern-)Gesellschaften, die upstream oder downstream Aktivitäten im Energiemarkt ausführen. Um eine solche Unabhängigkeit zertifizieren zu können, liegt es nahe, dass die Bundesnetzagentur den Abschluss der Gründung der Betreibergesellschaft abwartet.

Nord Stream 2 ist ein politisch und gesellschaftlich umstrittenes Projekt, bei dem zum einen die Versorgungssicherheit erhöht werden soll und andererseits die gesteigerte Abhängigkeit von russischem Gas kritisiert wird.

In der Presse wurde in der jüngeren Vergangenheit die Vermutung kommuniziert, dass das Betreiberunternehmen sich nicht an die rechtlichen Vorgaben halten und noch vor Erteilung der Zertifizierung den Betrieb aufnehmen und somit eine Ordnungswidrigkeit riskieren könnte. Dieses Szenario ist zwar nicht ausgeschlossen, aber doch eher unwahrscheinlich. Entsprechende Gespräche zwischen dem Betreiber und dem BMWi finden statt, um darauf hinzuwirken, dass der Betrieb nicht vorzeitig aufgenommen wird.

3. Rechtliche Zuarbeit zu einem Gespräch mit einem Netzbetreiber zur Grünstromnutzung für Verlustenergie (29.06.2021)

Im Rahmen des Gespräches sollte besprochen werden, wie Netzbetreiber Grünstrom für die von ihnen zu beschaffende Verlustenergie, um physikalisch bedingte Netzverluste auszugleichen, nutzen können. Hierzu wurde der rechtliche Status quo dargestellt und eine kurze Bewertung des Vorschlages der Netzbetreiber vorgenommen.

Hintergrund ist, dass die Verlustenergiemengen nach Angaben der Netzbetreiber rund 6 %

des Bruttostromaufkommens in Deutschland ausmachen. Wobei die Netzbetreiber diese Strommenge als Hebel betrachten, ihre selbst gesetzten Klimaziele zu erreichen, um u. a. einen besseren Zugang zum Kapitalmarkt zu erlangen oder die eigene Wettbewerbsposition zu sichern. Zudem ist absehbar, dass bspw. bei Konzessionsvergaben Treibhausgasemissionen mitentscheiden und nach der Taxonomie-Verordnung müssen bereits im Berichtsjahr 2021 Unternehmen, die zur nichtfinanziellen Berichtserstattung verpflichtet sind (§§ 289b ff., 315b f. Handelsgesetzbuch), Angaben zu ökologisch nachhaltigem Umsatz, Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) machen (Art. 8 Taxonomie-Verordnung).

Mit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des EnWG vom 07.07.2005 sowie der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25.07.2005 sind Netzbetreiber (mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar an das Netz angeschlossene Kunden) verpflichtet, Verlustenergie über ein Ausschreibungsverfahren zu beschaffen (§ 10 StromNZV). Die BNetzA kann hier Ausschreibungsverfahren sowie Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste treffen (§ 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV). Die BNetzA hat mit ihrer Festlegung (BK6-08-006) sowohl hinsichtlich des Ausschreibungsverfahrens als auch hinsichtlich des Verfahrens zur Bestimmung der Netzverluste weitreichende Festlegungen getroffen. Darin wird zwischen einer Langfristkomponente und einer Kurzfristkomponente unterschieden. Die der Langfristkomponente zugeordnete Energie ist durch eine Ausschreibung zu beschaffen. Die Deckung der Kurzfristkomponente hat durch einen Dienstleister zu erfolgen, der seinerseits durch die Netzbetreiber mittels Ausschreibung zu bestimmen ist. Alternativ besteht für Netzbetreiber auch die Möglichkeit, bei beiden Komponenten anstelle einer Ausschreibung diese eigenhändig über einen börslich organisierten Handelsplatz zu beschaffen. Die Kosten der Verlustenergiebeschaffung werden bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht (§ 10 StromNZV). Allerdings unterliegen diese Kosten der Anreizregulierung. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA im Jahr 2018 in der dritten Regulierungsperiode eine Festlegung der als volatil normierten Kosten (§ 11 Abs. 5 Anreizregulierungsverordnung – ARegV) getroffen. Für 2020 und 2021 betragen die Referenzpreise für Verlustenergie rund 5,1 ct/kWh und 4,7 ct/kWh.

Vom Rechtsrahmen bisher nicht vorgesehen ist, dass Netzbetreiber vorrangig erneuerbaren Strom für die Bereitstellung der Verlustenergie nutzen und die damit verbundenen Mehrkosten auch auf die Netzentgelte umlegen dürfen. Ein weiteres rechtliches Hemmnis kann darin gesehen werden, dass bei einer börslichen Beschaffung oder auch bei Ausschreibungen es dem Netzbetreiber rechtlich unmöglich ist, diese Strommengen z. B. mittels der Entwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) als „grünen“ Strom auszuweisen. Nach der geltenden Rechtslage gilt Verlustenergie nicht als Letztverbrauch und nur für den Letztverbrauch dürfen HKN zur Grünstromkennzeichnung entwertet werden.

Als Lösungsansatz könnte entweder es den Netzbetreibern ermöglicht werden, auch für Verlustenergie HKN zur Grünstromkennzeichnung zu nutzen oder Verlustenergie als sonstiger Endverbrauch definiert werden.

Diese Ansätze erscheinen letztlich wenig zielführend, da eine „Grünstellung“ der Verlustenergie durch HKN, wie von den Netzbetreibern gefordert wird, nur geringfügig zu

einem Ausbau von EE in Deutschland beiträgt. Es besteht sogar grundsätzlich die Gefahr über den Handel mit HKN, dass hierdurch die EE-Ziele einzelner Mitgliedsländer unterwandert werden. Dies liegt darin begründet, dass EEG-finanzierte Strommengen nicht als Grünstromprodukt vermarktungsfähig sind und HKN unabhängig von der ursprünglich erzeugten Strommenge gehandelt werden können. Folglich lässt sich in Deutschland über den Erwerb und die Entwertung von HKN „Graustrom in Grünstrom wandeln“, indem nach dem Offsetting-Prinzip ein HKN entwertet wird. Daher müsste gerade bei einer derartigen großen Strommenge wie bei der Verlustenergiebeschaffung zuvor regulatorisch sichergestellt werden, dass es sich um einen Bezug von nationalen HKN handelt. Vor diesem Hintergrund ist die Forderung, das Regime der HKN für die Beschaffung der Verlustenergie zu öffnen, allein aus dieser Erwägung kritisch zu sehen.

4. Rechtliche Zuarbeit zu Keynote PStS zu einem Vortrag zum Klimaschutzprogramm 2030 (22.01.2020)

Mitte 2019 ist das NABEG 2.0 in Kraft getreten. Eine Beschleunigung wird voraussichtlich erreicht durch die Option zur Verlegung von Leerrohren, den Erlass der Bundeskompensationsverordnung, die Klärung des Verhältnisses von Bundesfach- und Raumplanung, der Begrenzung des Vorschlagsrechtes der Länder für alternative Trassenkorridore sowie durch die Möglichkeit des vorzeitigen Baubeginns vor der Planfeststellung.

Für den Beschleunigungseffekt des Gesetzes wird es von erheblicher Bedeutung sein, das in erster Linie verfahrensorientierte Gesetz als Verbesserung für die Bürger zu kommunizieren und damit die Akzeptanz des Netzausbaus zu stärken. Nur wenn das Gesetz nicht als ein Abbau von Beteiligungsrechten oder gar Schutzstandards wahrgenommen wird und die Regelungen in der Praxis optimal greifen, wird es auch tatsächlich zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus kommen.

Am 20. Dezember hat die BNetzA den Netzentwicklungsplan 2030 mit Stand 2019 bestätigt. Dabei werden die Energie- und Klimaziele der Bundesregierung zu Grunde gelegt und die Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beachtet. Die BNetzA nähert sich mit dem Szenario C 2030 den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ an, was ausdrücklich zu begrüßen ist.

Verglichen mit dem aktuellen Bedarfsplan enthält der NEP knapp 3.600 neue Trassenkilometer. Erstmals finden sich dort innovative Netzbetriebsmittel wie die Pilotanlagen für Netzbooster. Netzbooster sind reaktive Ansätze der Betriebsführung.

Insgesamt bestätigt die BNetzA 74 neue Maßnahmen, die über das bisherige BBPIG hinausgehen. Bis 2030 wird ein zusätzlicher Korridor für Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung benötigt. Er verläuft von Schleswig-Holstein über Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Damit kann insbesondere der zusätzliche Windstrom aus dem Norden in südlich gelegene Lastzentren transportiert werden.

Stand des Netzausbaus: Die Gesamtlänge der Vorhaben nach dem BBPIG (BBPIG-Vorhaben) bei etwa 5.827 km, wovon nach dem dritten Quartal 2019 die sich 342 km genehmigt und vor dem oder im Bau und 361 km fertiggestellt sind. Die Gesamtlänge der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG-Vorhaben) liegt aktuell bei

etwa 1.817 km, von denen zum Ende des dritten Quartals 2019 462 km genehmigt und vor dem oder im Bau und 881 km fertiggestellt sind.

5. Rechtliche Zuarbeit zur Vorbereitung eines Workshops auf AL-Ebene zur Bedeutung Elektromobilität in der Energiewende (03.06.2019)

Eine aktuelle (noch unveröffentlichte) Studie von consentec im Auftrag von E.ON rechnet bei einem vollständigen Umstieg der derzeit 6,5 Millionen PKW im Netzgebiet von E.ON auf Elektroautos innerhalb der nächsten 25 Jahre mit einem Investitionsbedarf von insgesamt rund 2,5 Milliarden Euro. Zwei Drittel der Summe wurden dabei für punktuelle Baumaßnahmen, wie neue Ortsnetzstationen, veranschlagt, und ein Drittel auf neue Leitungen. Bei gleichmäßiger Verteilung der 2,5 Milliarden Euro auf die rund 6,5 Millionen Elektro-Pkw im Netzgebiet kommt die Studie auf einen durchschnittlichen Investitionsbedarf von knapp 400 Euro je Fahrzeug. Dieser könne durch ein Verschieben der Ladevorgänge – bspw. aus der laststarken Abendzeit in die lastschwachen Nachtstunden hinein – halbiert werden.

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2030 (Stand 2019) geht die BNetzA in einem mittleren EE-Ambitionsszenario (Szenario B 2030) von 6 Mio. Elektroautos bis 2030 und im Szenario mit dem vergleichsweise höchsten EE-Zubau (Szenario C 2030) von 10 Mio. Elektroautos bis 2030 aus. Hinsichtlich des Strombedarfs bedeutet dies im Szenario B 2030 ein Mehrbedarf von 15 TWh (Anteil von rd. 3 % am Gesamtstromverbrauch) und im Szenario C 2030 25 TWh (Anteil von rd. 4,5 % am Gesamtstromverbrauch). Ein höherer Strombedarf wird jedoch für die 2,5 bzw. 4.1 Mio. Wärmepumpen angenommen – mit 18 TWh in Szenario B 2030 und 29 TWh in Szenario C 2030. Laut einer kürzlichen Äußerung des Präsidenten der BNetzA, hält dieser die Wärmepumpen für eine ungleich größere Belastung für das Stromnetz als Elektroautos.

Durch das sog. bidirektionale Laden können sich langfristig große Potenziale für die Flexibilisierung des Stromnetzes ergeben. Hierbei fungiert das Elektroauto als Speicher und kann – ja nach Ausgestaltung – netzdienlich für die Stabilisierung des Stromnetzes oder aber zur eigenen Stromverbrauchsoptimierung, bspw. in Kombination mit dezentralen PV-Aufdachanlagen, eingesetzt werden.

Hierbei sollen die Batterien der Fahrzeuge als Speicher fungieren und bei Bedarf Energie ins Netz zurückspeisen. Für eine tatsächliche Nutzung bestehen aktuell jedoch noch zahlreiche regulatorische Fragen. So ist die Frage der Steuerung ungeklärt. Auch hier besteht zudem das Problem der mangelnden „Intelligenz“ des Verteilernetzes und mangelnde Flexibilitätsanreize. Ladevorgänge sollen künftig ebenfalls über den Smart Meter abgewickelt werden. Das BMWi arbeitet derzeit an einer Strategie zu Standardisierung für die sektorübergreifende Digitalisierung der Energiewende. Hierzu gehören die Bereiche Smart Meter, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Services und Smart Home.

Laut der Stadtwerkstudie von Ernst & Young (EY) und BDEW aus dem Jahr 2018 sind bereits zwei Drittel der Stadtwerke im Bereich der Elektromobilität tätig, weitere 28 Prozent planen einen Einstieg in den kommenden Jahren oder zu einem späteren Zeitpunkt. Der Schwerpunkt des Engagements liegt dabei auf der Installation und dem Betrieb von

öffentlichen Ladesäulen. Eine der wenigen Ausnahmen bilden dabei die Stadtwerke Calw, die den Aufbau von Ladesäulen überregional mit einem eigenen Carsharing-Angebot begleiten.

6. Rechtliche Stellungnahme zum Thema Speicher und Abgaben und Umlagen für ein Gespräch zwischen UAL IK III mit Vertretern der chemischen Industrie (05.09.2019)

Nach § 61 I EEG gilt für die Zwischenspeicherung von Strom in einen (elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen) Speicher eine Ausnahme von der Zahlungspflicht der EEG-Umlage. Betrachtungszeitraum ist dabei regelmäßig ein Jahr. Wird beispielsweise ein Batteriespeicher an das öffentliche Netz angeschlossen und speichert in Zeiten mit hohem Stromangebot Strom ein und in Zeiten mit Strombedarf Strom aus, muss er auf den eingespeicherten Strom keine EEG-Umlage zahlen. Dies gilt aber nur soweit, wie auf den ausgespeicherten Strom die volle EEG-Umlage anfällt. Davon ist jedoch immer dann auszugehen, wenn der Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, weil der Endabnehmer für diesen Strom regelmäßig die volle EEG-Umlage zahlt. Für einen „funktionalen Speicher“ gilt diese Regelung jedoch nicht, da es sich hierbei um einen „echten“ Stromverbrauch handelt und um keinen Zwischenspeicher. Das EEG trifft keine Vorgaben hinsichtlich der Nutzungsart des Speichers. D.h., dass eine Nutzung des Speichers nach energiewirtschaftlich sinnvollen Gesichtspunkten keine Voraussetzung für die Privilegierung ist.

Bei elektrischen Speichern wird der eingespeicherte Strom aktuell von nahezu allen Abgaben und Umlagen befreit: Zur EEG-Umlage siehe die vorherigen Ausführungen zu § 61 I EEG. Für die Netzentgelte gilt eine Befreiung von 20 Jahren, sofern der Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird (§ 118 Abs. 6 EEG). Hinsichtlich der Zahlung der KWK-Umlage wird an die Regelung im EEG zur Befreiung von der EEG-Umlage angeknüpft (§ 27b KWKG i.V.m. § 61 I EEG). Im Stromsteuerrecht gelten Speicher als Teil des Versorgungsnetzes, sodass ebenfalls keine Stromsteuer anfällt. Hinsichtlich der Zahlung der Konzessionsabgaben greifen ebenfalls regelmäßig Befreiungsregelungen. Die Offshore-Netzumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und die Ablav-Umlage sind hingegen regelmäßig auch für Speicher zu entrichten.

Im Jahr 2017 wurde mit § 13 Abs. 6a EnWG eine Regelung zur Einbindung von bis zu 2 GW zuschaltbaren Lasten im Netzausbaubereich (der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern) geschaffen. Auf der Grundlage dieser Regelung übernehmen die Netzbetreiber die Kosten eines entsprechenden strombasierten Wärmeerzeugers („power-to-heat“), um die KWK-Anlagen flexibel als zusätzliche Stromverbraucher einsetzen zu können. Die bisherige Erfahrung zeigt jedoch, dass diese Verträge durch die Anlagenbetreiber kaum nachgefragt werden

Der Gedanke der EEG-Umlage liegt zugrunde, dass alle Stromverbraucher sich solidarisch an der Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren beteiligen. Insofern wurde die früher geltende Vollbefreiung der Eigenversorgung von der EEG-Umlage eingeschränkt, allerdings mit einer sehr großzügigen Bestandsanlagenprivilegierung. Die Zahlung der EEG-Umlage knüpft seither sowohl an die Lieferung von Strom, als auch an den Verbrauch von Strom an. Außerhalb der Eigenversorgung spielt hingegen keine Rolle, in welchen

Anlagen der Strom erzeugt wurde. Dies wäre für Strom, der an der Börse gehandelt wird, kaum umzusetzen, da entsprechende Nachweise mitgehandelt werden müssten. Darüber hinaus müssten zusätzlich Ersatzstrommengen beschafft werden, so dass der Stromverbraucher dann einen EEG-belasteten Stromanteil und einen EEG-befreiten Stromanteil beziehen würden. Es erscheint kaum vorstellbar, die dies in der Praxis umgesetzt werden kann. Darüber hinaus entsteht ein Wertungswiderspruch, wenn Eigenversorger aus neuen EE-Anlagen einen EEG-Umlagesatz von 40 % zahlen sollen, eine Stromlieferung aus „alten“ EE-Anlagen außerhalb der Eigenversorgung aber vollständig von der Umlage befreit sein soll.

7. Rechtliche Einordnung der Energieautarkie von Kommunen und Potentiale der Wasserstoffnutzung zum Gespräch von PSt mit der Gemeinde Neuendettelsau (30.09.2019)

Kommunen kommt im Klimaschutz eine Schlüsselrolle zu. Den Klimaschutz können sie vor allem in vier Dimensionen vorantreiben:

- Als hoheitliche Entscheidungsträger können sie vor allem die lokalen Planungskompetenzen und -erfordernisse für einen effizienten und effektiven Klimaschutz nutzen. Das gilt bspw. im Bereich der Bauleitplanung, bei der Festlegung von energetischen Standards oder bei der Entwicklung von Gewerbegebieten und einer Verkehrsplanung.
- Als Ausdruck der kommunalen Daseinsvorsorge können Gemeinden unternehmerisch tätig werden und beispielsweise Wärmenetze oder den ÖPNV betreiben. Hierunter fällt auch die Betätigung eines kommunalen Stadtwerks, das wiederum einen breit gefächerten Katalog an Möglichkeiten zur regenerativen und nachhaltigen Energieerzeugung hat.
- Kommunen sind weiter auch – ganz klassisch – Verbraucher und Beschaffer, und können ihrer klimapolitischen Verantwortung z.B. im Rahmen von Vorgaben für öffentliche Beschaffungen Ausdruck verleihen.
- Schließlich sind Kommunen auch Vorbilder, Impulsgeber und Katalysatoren für den Klimaschutz. Sie können wichtige Prozesse anstoßen und auch anderen lokalen Akteuren Vorbild sein

Der Begriff einer energieautarken Kommune ist kein feststehender, definierter Begriff. Darunter wird jedoch regelmäßig verstanden, dass eine Kommune ihren Energiebedarf bilanziell zu 100% mit eigenen (regenerativen) Aktivitäten deckt. Regelmäßig ist in diesem Zusammenhang auch von Bioenergiedörfern die Rede, die insofern jedoch einen Schwerpunkt auf die Nutzung von Biomasse zur Strom- und Wärmeversorgung legen.

Tatsächliche Energieautarkie liegt dabei jedoch in den seltensten Fällen vor. Denn regelmäßig besteht weiterhin ein Anschluss an das Stromnetz der öffentlichen Versorgung, über das Strom bezogen wird. Unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen ist eine tatsächlich rein „regionale Stromversorgung“ nur sehr eingeschränkt umsetzbar (dies würde u.a. direkte Stromlieferverträge zwischen EE-Anlagenbetreiber und Bewohner erfordern, die auch den Ersatzstrom umfassen).

Eine positive Klimabilanz von PtX kann theoretisch zwar bei Verwendung von

„überschüssigen“ EE-Strommengen entstehen, die ansonsten aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würden. Dies dürfte auch Hintergrund der Vorstellung einer „energieautarken Kommune“ Neuendettelsau sein.

Allerdings wird damit gerechnet, dass „Überschussstrom“ auch weiterhin örtlich und zeitlich nur begrenzt verfügbar ist. Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb hingegen hohe Volllaststunden. Sie können daher nicht mit „Überschussstrom“ betrieben werden. Bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien kann die Nutzung synthetischer Brennstoffe langfristig eine mögliche Flexibilitätsoption am Strommarkt darstellen. Gleichwohl sollten zunächst die Potenziale anderer, effizienterer Flexibilitätsoptionen des Strommarktes und die direkte Verwendung von Strom zuvorderst genutzt werden. Die Klimabilanz von PtX hängt – neben dem Wirkungsgrad der Anlagen zur Erzeugung der Sekundärprodukte – im Wesentlichen von der Herkunft des Stroms ab.

Die Nationale Klimaschutzinitiative des BMU (NKI) leistet seit dem Jahr 2008 mit einer Vielzahl von Förderprogrammen und strategischen Einzelprojekte einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Durch die NKI werden gesellschaftliche Prozesse und technologische Innovationen angestoßen und in die Breite getragen. Dazu bietet die NKI sowohl Programme der Breitenförderung als auch für modellhafte Vorhaben an. Die Förderung erstreckt sich einerseits auf investive Vorhaben, andererseits auf strategische Vorhaben, die der Information, Vernetzung und Qualifizierung von Akteuren dienen.

Die NKI richtet sich an Kommunen, zivilgesellschaftliche Akteure, Unternehmen, Verbraucher und Bildungseinrichtungen. Seit der Initiierung der NKI im Jahr 2008 wurden bis Ende 2018 mehr als 28.750 Projekte mit einem Fördervolumen von rund 905 Millionen Euro durchgeführt. Durch diese Projekte wurden Gesamtinvestitionen von über 2,9 Milliarden Euro ausgelöst. Mit einem Euro Förderung wurde somit mehr als das Dreifache an Mitteln für den Klimaschutz mobilisiert.

Als größtes Breitenförderprogramm ist insbesondere die Kommunalrichtlinie von Bedeutung für die Kommunen. Gefördert werden unter anderem die Einführung eines kommunalen Energiemanagements, die Erstellung und Umsetzung von Klimaschutzkonzepten durch ein Klimaschutzmanagement sowie zahlreiche investive Maßnahmen wie beispielsweise die hocheffiziente Straßen- und Innenbeleuchtung, die Verbesserung der Radverkehrsinfrastruktur oder Maßnahmen zur klimafreundlichen Abwasserbehandlung und Trinkwasserversorgung.

Darüber hinaus soll ein Schwerpunkt der Energieforschung künftig auf Reallaboren liegen. Reallabore als Testräume für Innovation und Regulierung dienen dazu, unter realen Bedingungen Erfahrungen mit digitalen Innovationen zu sammeln. In solchen zeitlich und räumlich begrenzten Experimentierräumen sollen neue Technologien und Geschäftsmodelle erprobt werden, die mit dem bestehenden Rechts- und Regulierungsrahmen nur bedingt vereinbar sind.

Im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, welches für den Zeitraum 2018 bis 2022 gilt, wurde erstmals die eine neue Fördersäule „Reallabore der Energiewende“ geschaffen. Ziel ist es, den Technologie- und Innovationstransfer von der Forschung in den Energie-Markt durch großangelegte und systemdienliche Demonstrationsvorhaben in

Kombination mit zukunftsfähigen Geschäftsmodellen zu beschleunigen.

Das Clean-Energy-Package setzt einen umfassenden, neuen Rahmen für die europäische Energiepolitik. Das Legislativpaket umfasst vier Richtlinien und vier Verordnungen. Die angepasste Erneuerbaren-Richtlinie wurde als Teil des Pakets am 4. Dezember 2018 im Rat beschlossen und am 21. Dezember 2018 im Amtsblatt veröffentlicht.

Die EE-RL ist von den Mitgliedstaaten bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umzusetzen. Derzeit werden vom BMWi die bestehenden Umsetzungsbedarfe ermittelt; im September fand im BMWi eine Ressortbesprechung mit allen von der Umsetzung betroffenen Häusern vorgesehen.

Dabei sollen sog. Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften („Renewable Energy Communities“) durch ein ‚enabling framework‘ gestärkt werden, das Verwaltungsschranken abbaut und neben Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Verkauf von Energie auch den Austausch innerhalb der Gemeinschaft ermöglicht. Vgl. hierzu Art. 23 E-RL. Auch beim Erneuerbaren Eigenverbrauch soll es weitgehende Änderungen geben, wie bspw. die 30-kW-Freigrenze für Abgaben und Umlagen auf die Eigenerzeugung.

8. Auszug aus einer vorbereitenden Stellungnahme zu Positionen eines Energieversorgers im Zusammenhang mit Power to Gas

Laut Beiträgen in den Medien, die in der Bezugs- E-Mail angesprochen werden, absorbiert Bambus während seines gesamten Lebenszyklus – vom Spross bis zur Ernte – eine relativ große Menge CO₂ aus der Luft und weist laut diesen Beiträgen auch nach Nutzung eine positive Klimabilanz auf. BMU macht sich Studienergebnisse Dritter nicht zu eigen. Aber aus Sicht des BMU kann auch eine stoffliche und energetische Biomassenutzung sinnvoll sein. Das bedeutet der Einsatz von Stoffen und Substraten, wenn diese eine möglichst hohe THG-Minderung aufweisen und im Kaskadenprinzip genutzt werden, das heißt, die Nutzung erfolgt zunächst stofflich, z. B. im Baubereich, und erst im Anschluss als Abfall- und Reststoff energetisch.

Bei der Nutzung jeder Art von Anbaubiomasse, auch von Bambus, muss darauf geachtet werden, dass nachteilige Auswirkungen durch Intensivierung und Änderung der Landnutzung ebenso vermieden werden, wie eine weiter anwachsende Nutzungskonkurrenz zur stofflichen Nutzung der Biomasse, sei es für Nahrungsmittel oder in Industrie und Gewerbe. Unter diesen Maßgaben zeigt sich, dass das nachhaltig verfügbare Potenzial für die energetische Biomassenutzung begrenzt ist. Das gilt national wie international. Das nachhaltig verfügbare Potenzial sollte jedoch im Sinne der Verringerung von THG-Emissionen genutzt werden. Nachhaltig bedeutet, dass neben dem bestimmten Treibhausgasminderungspotential die Anbaubiomasse nicht aus Rohstoffen hergestellt worden ist, die auf Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt, mit hohem Kohlenstoffbestand oder von Torfmooren gewonnen wurde. Entsprechende Anreize setzen im Energiebereich zum Beispiel das EEG, das KWKG und das Marktanreizprogramm. Das Ziel einer Diversifizierung und nachhaltigeren Nutzung pflanzlicher Biomasse für stoffliche und energetische Nutzung unterstützt die Bundesregierung in Forschungs- und Förderprogrammen.

9. Vorbereitung zu rechtlichen Themen für Interviewanfrage des ZDF an Herrn Sts

Flasbarth (09.07.2021)**a. Aussagen aus Klima- und Umweltsicht zu Erdgas und dessen Perspektive:**

Derzeit ist Erdgas ein sehr wichtiger Energieträger in Deutschland, insbesondere in der Industrie für Hochtemperaturprozesse und als Rohstoff in der chemischen Industrie. Erdgas hat aber auch eine große Bedeutung für die Energieumwandlung in Gaskraftwerken und KWK-Anlagen.

Vor dem Hintergrund der im KSG verbindlich geregelten Emissionsziele und dem für spätestens 2045 vorgesehenen Ziel der Klimaneutralität muss der Einsatz von Erdgas komplett entfallen. Ziel muss sein, in der Energiewirtschaft bis spätestens 2040 faktisch auf den Einsatz von Erdgas zu verzichten. Dies gilt auch für die Verstromung von Erdgas.

Wichtig ist mit Blick auf neue Gasinfrastrukturen, dass der rechtliche Rahmen so ausgestaltet wird, dass die Gasleitungen künftig geeignet sind, als Transportleitung ausschließlich für Wasserstoff genutzt zu werden.

b. Reduzierung Erdgasverbrauch allgemein

Mit der Einführung des nationalen Brennstoffemissionshandels durch das BEHG und der damit vorgesehenen kontinuierlich ansteigenden Bepreisung von CO₂-Emissionen vor allem im Wärme- und Verkehrssektor wird sich auch der Einsatz von Erdgas verteuern. Strom soll hingegen – abhängig von seiner klimafreundlichen Erzeugung – günstiger werden, etwa durch die geplante und bereits umgesetzte Deckelung und perspektivisch eine Regelung zur Abschaffung der EEG-Umlage auf den Stromverbrauch.

c. Erdgasbedarf und -förderung

Der Erdgasbedarf wird in Deutschland mittel- bis langfristig rückläufig sein; es werden stattdessen zunehmend mehr auf erneuerbarem Strom basierende Lösungen zur Energieversorgung genutzt werden.

In dem Zusammenhang muss der Rechtsrahmen so angepasst werden, dass die Förderung von fossilen Energieträgern in Deutschland frühzeitig beendet werden. Dabei bietet sich ein zeitiger Stopp bei der Vergabe von neuen Lizenzen sowie ein früher Ausstieg aus der heimischen Förderung an.

d. Erdgas im Wärmebereich

Auch für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme, insb. im Gebäude und GHD-Bereich, stehen heute schon effizientere und kostengünstigere auf EE beruhende Lösungen zur Verfügung, z. B. die elektrische Wärmepumpe und Solarthermie. Das Gleiche gilt für den Individual- und Lieferverkehr.

Hingegen ist der Einsatz von Biomasse und biogenen Gasen keine nachhaltige Option. Hier bedarf es noch einer Schärfung des Rechtsrahmens, damit dieser nicht die falschen Anreize setzt. Im Übrigen ist auch der Einsatz anderer erneuerbarer Gase, synthetisches Methan, Wasserstoff, im Niedertemperaturbereich keine Option. Diesem Umstand sollte auch der

Rechtsrahmen Rechnung tragen bzw. zumindest keine falschen Anreize setzen.

10. Rechtliche Zuarbeit zum Gespräch Frau BMin mit MdB Junge (Wahlkreis Grevesmühlen (09.08.2021))

Für das Gespräch wurden die wesentlichen rechtlichen Entwicklungen im Energierecht zusammengefasst.

a. KWKG

Das KWKG wurde 2020 novelliert. Mit dieser Novelle flankiert die Bundesregierung den Kohleausstieg. Moderne KWK-Anlagen passen sich dem Strommarkt an, der zunehmend von volatil einspeisenden EE geprägt ist. Gleichzeitig leistet die moderne KWK derzeit auch noch einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Neben den Anlagen muss auch die Wärmeversorgung dekarbonisiert werden. Diese beiden Ziele, Flexibilisierung und Dekarbonisierung, sind die Leitmotive des bis Ende 2029 verlängerten, novellierten KWKG. Das KWKG Fördervolumen insgesamt wurde vorsorglich von 1,5 Mrd. auf 1,8 Mrd. Euro angehoben.

Die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung ist im KWKG wie auch in weiteren Förderprogrammen adressiert. So sieht das KWKG einen Bonus für innovative Wärmeerzeugung vor. Zudem gibt es die Möglichkeit, Investitionszuschüsse für thermische Speicher und Netze zu erhalten. Für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen wird die „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“ (BEW) absehbar in Kraft treten.

Das KWKG beinhaltet einen Bonus für die Kombination mit elektrischen Wärmeerzeugern und soll für Flexibilität für Power-to-Heat sorgen.

b. EEG 2021

Das EEG 2021 wurde in dieser Legislaturperiode novelliert, um die Vorgaben der europäischen Erneuerbaren Richtlinie umzusetzen und das EEG an den Bedarf an erneuerbarer Kapazität anzupassen.

Die dezentrale, lokale Stromerzeugung und Stromnutzung vor Ort wurde durch das EEG 2021 deutlich gestärkt. So sind PV-Anlagen mit 30 kW_{el} Leistung unabhängig von ihrer Erzeugung von der EEG-Umlage befreit. Anlagen über 30 kW_{el} sind in der Eigenstromversorgung durch eine reduzierte EEG-Umlage von 40 % privilegiert.

Die Stromerzeugung durch PV wird besser gefördert, insbesondere auch dadurch, dass für gebäudenaher PV ein eigenes Ausschreibungssegment eingeführt wurde. Auch die Objektversorgung über Mieterstrommodelle wird besser gefördert und bürokratische Hürden, insbesondere bei der Gewerbesteuer, der Anlagenzusammenfassung oder im Lieferkettenmodell wurden beseitigt.

Die bis zum EEG 2020 geltenden Netzausbaugebiete im Norden Deutschlands sind durch das EEG 2021 entfallen. Damit entfällt diese Beschränkung des Ausbaus nördlich der

Netzengpässe und die großen Windpotenziale im Norden können ausgenutzt werden.

c. ARegV – Kostenerkennung Redispatch

Die Anreizregulierungsverordnung wurde unlängst novelliert. Durch die Novelle wurden die Regelungen zu der Kostenanerkennung für Netzengpassmanagement der ÜNB und VNB neugestaltet. Um Anreize für den bedarfsgerechten Netzausbau zu setzen, sollen diese Kosten künftig schrittweise in den Effizienzvergleich einbezogen werden.

d. Stromsteuergesetz

Auch durch das StromStG wird die lokale und dezentrale Stromerzeugung gefördert, indem diese in Anlagen von bis zu 2 MW unter bestimmten Bedingungen von der Stromsteuer freigestellt ist.

11. Rechtliche Analyse des Asset-Tauschs RWE – e.on zum Telefonat Ministerin am 10.05.2019

Im März 2018 haben RWE und e.on die Absicht eines umfangreichen Tauschs ihrer jeweiligen Geschäftsfelder verkündet. Danach soll die RWE-Tochter Innogy an e.on veräußert werden und im Zuge einer Umstrukturierung wie folgt aufgeteilt werden:

Vertriebs- und Versorgungsdienstleistungen und das Netzgeschäft und -strukturen gehen an e.on. RWE übernimmt im Gegenzug EE-Stromproduktionsgeschäft der innogy und Beteiligungen am österreichischen E-Versorger Kelag und Gasspeichergeschäft von e.on. RWE erhält EE-Stromproduktion der e.on und verbleibende Beteiligungen an KKW Emsland und Gundremmingen sowie eine Beteiligung an e.on i.H.v. knapp 17 %.

Damit würde e.on vollständig aus der Stromerzeugung aussteigen und ausschließlich auf deutlich lukrativere Netze und Handel setzen. RWE würde Netzgeschäft komplett abgeben. Damit hält e.on künftig weit mehr als 100 direkte und indirekte Beteiligungen an weiten Teilen der Stromverteilnetze und wäre mit rd. 20 Mio. Stromkunden größter Anbieter in DEU. RWE wird reiner Stromproduzent mit Erzeugungskapazitäten Atom, Kohle, Gas und EE. Durch Beteiligung an e.on i. H. v. von knapp 17 % sichert sich RWE weiterhin Zugang zum Netz und Handelsgeschäft. Durch Erweiterung des Erzeugungsportfolios (nicht nur Kohle-KW und AKW) sinken für RWE Risiken der Energiewende (zumindest auf Seiten der Erzeugung). Allerdings verliert RWE Netzgeschäft. Stromnetze sind reguliert und liefern eine vergleichsweise gute und berechenbare Rendite. Mit dem weiteren Ausbau der EE und Digitalisierung werden Stromnetze künftig weiter an Bedeutung gewinnen.

Umstrukturierung kann als Bereinigung des Marktes aufgefasst werden. Beide Unternehmen können sich hiernach auf eine Kernaufgabe konzentrieren. Mögliche Auswirkungen auf Strompreise werden kontrovers gesehen. Aufgrund Netzregulierung sind keine Anstiege der Netzentgelte zu befürchten. Mitbewerber (bspw. Lichtblick) befürchten insbesondere die aus der Übernahme der Kunden und Netze der RWE durch e.on entstehende „Marktmacht“ und infolge dessen ansteigende Strompreise. Eine Gefahr der Marktmacht durch die neue e.on wird insbesondere in folgenden Bereichen gesehen: In der Grundversorgung kann e.on Marktanteile von 70 % erreichen. Gemessen nach Netzlänge kommt die e.on künftig auf einen Marktanteil von 50 %; dadurch Marktmacht bei der

Nachfrage nach Dienstleistungen in den Netzen. Aufgrund des Marktanteils von rd. 40 % bei Entnahme bzw. Messtellen erhebliche Vorteile im Bereich Smart Meter und Anbieten von entspr. Dienstleistungen. Beim Anbieten von Ladesäulen wird die neue e.on dreimal so groß wie der größte Wettbewerber.

12. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Bundesverband Mittelständische Wirtschaft (BVMW) (23.04.2020)

Praktische Anwendungsfälle für digitale Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft sind z. B. virtuelle Kraftwerke, die Vernetzung von dezentralen Kleinanlagen, die Elektromobilität als Anwendung der Sektorkopplung sowie im Rahmen der Ladesäulennutzung, die Regelleistungsbeschaffung über eine Internetplattform oder blockchainbasierte Geschäftsmodelle. Der Smart-Meter-Rollout nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat mit der Markterklärung am 24.02.2020 begonnen. Voraussetzung war, dass Systeme von drei voneinander unabhängigen Unternehmen zertifiziert wurden, um die hohen Qualitäts- und Sicherheitsstandards sicherzustellen sowie Wettbewerb zwischen den Herstellern zu gewährleisten. Für den Einbau und den Betrieb der Smart Meter gelten feste Preisobergrenzen (von 23 € jährlich für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch < 2.000 kWh/a bis 200 € und mehr für Großverbraucher). Diese richten sich bei Verbrauchern am Stromkosteneinsparpotenzial und bei Erzeugern am System- und Netznutzen. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat die technischen Mindestanforderungen für Datensicherheit und Schutzprofile, für die Kommunikation und den Zugriff auf die Daten festgelegt. Bereits angelegt ist auch ein spartenübergreifender Einsatz der Smart Meter, beispielsweise für Strom, Gas, Fernwärme und Heizwärme oder im Bereich Smart Home.

13. Rechtliche Analyse im Vorfeld des Gesprächs Sts Flasbarth mit einem ÜNB (24.04.2020)

Aufgrund der geografischen Lage kommt Amprion eine wichtige Aufgabe bei der Entwicklung des europäischen Stromnetzes zu. Hierzu gehört der Bau der ersten Verbindung auf Übertragungsnetzebene zwischen den Ländern Belgien und Deutschland. Die 40 km lange Leitung (ALEGrO; BBIG-Vorhaben Nr. 30) wird in HGÜ-Technik als Erdkabel ausgeführt und soll noch dieses Jahr in Betrieb gehen. Bereits 2018 wurde eine Kuppelleitung zwischen Wesel und Doetinchem in den Niederlanden realisiert. Gemeinsam mit TransnetBW ist Amprion Träger des Vorhabens Ultranet - ein Pilotprojekt für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zwischen Osterath in Nordrhein-Westfalen und Philippsburg in Baden-Württemberg. Überwiegend sollen bereits bestehende Mastsysteme genutzt werden, wodurch Leiterseile für Gleich- und Wechselstrom an denselben Masten hängen und ein Hybrid-system entsteht. Hiergegen gibt es teils erhebliche Proteste aus der Bevölkerung. Die Gesamtinbetriebnahme ist für 2024 geplant.

Offshore: Aufgrund der Belastung des Übertragungsnetzes in der niedersächsischen Küstenregion werden zwei zukünftige Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks weiter südlich in Niedersachsen an das Stromnetz angebunden. Amprion wird die beiden geplanten Offshore-Anbindungssysteme (DoWin4 und BorWin4) auf der Landseite und

größtenteils auch auf der Seeseite parallel zueinander bis nach Hanekenfähr (Lingen) bauen. Bei DolWin4 (Fertigstellung 2028 geplant) handelt es sich um eine etwa 220 Kilometer lange Verbindung, davon verlaufen etwa 50 Kilometer auf See. BorWin4 (Fertigstellung 2029 geplant) kommt insgesamt auf eine Trassenlänge von etwa 300 Kilometern, davon etwa 130 Kilometer auf See.

Beide Systeme sind landseitig als Erdkabel in Gleichstromtechnik geplant und können jeweils eine elektrische Leistung von 900 Megawatt übertragen. Direkt neben der Amprion-Umspannanlage befindet sich das Kernkraftwerk Emsland mit einer Leistung von circa 1.400 Megawatt, das 2022 vom Netz gehen wird.

Im Jahr 2019 wurde das NABEG 2.0 verabschiedet. Kernstück war der teilweise Verzicht auf eine Planungsebene (Bundesfachplanung), die Vereinfachung von Verfahren (Anzeige-statt Genehmigungsverfahren) sowie die Möglichkeit für eine vorausschauende Planung durch die Verlegung von Leerrohren. In einem vom BMWi initiierten Controlling des Übertragungsnetzausbaus wird quartalsscharf überwacht, ob die mit Ländern und Übertragungsnetzbetreibern vereinbarten Ausbauschnitte erreicht werden. Dabei werden mit den Beteiligten Ursachen für Verzögerungen und Möglichkeiten zur Abhilfe erörtert. Das Controlling soll sicherstellen, dass ein abgestimmter Prozess erfolgt und transparent Schwierigkeiten beim Netzausbau geklärt werden. Notfalls müssen die vereinbarten Zeitpläne nach hinten angepasst werden

Gemeinsam mit Open Grid Europe (OGE) plant Amprion das Projekt Hybridge – ein PtG-Projekt im Raum Lingen. Ab 2023 soll dort mittels eines Elektrolyseurs bis zu 100 MW elektrische Leistung in Wasserstoff umgewandelt werden. Parallel soll eine Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Amprion hatte das Projekt in den aktuellen Netzentwicklungsplan 2019-2030 eingebracht. Die BNetzA hat es jedoch nicht bestätigt. Als Begründung der BNetzA wird angeführt: Die - je nach Szenario - erforderlichen 1 GW und 3 GW Power-to-Gas Anlagen im Jahr 2030 sollten von wettbewerblichen Akteuren betrieben werden. Auch sei eine Vereinbarkeit mit den Vorgaben des Clean Energy Package nicht gewährleistet und es handele sich um keine Maßnahme zur Optimierung, zur Verstärkung oder zum Ausbau des Stromnetzes. Mit „Element eins“ plant TenneT ein ähnliches Pilotprojekt. Ein weiteres Projekt in diesem Maßstab ist "GET H2 Nukleus", das ein Konsortium aus BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation ebenfalls in Lingen umsetzen will.

Der für die Elektrolyse eingesetzte Strom sollte keine „neue“ Grundlastnachfrage generieren und möglichst aus zusätzlichen EE bereitgestellt werden. Sicherzustellen wäre auch, dass keine Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz erfolgt, sondern, wie u.a. auch im Rahmen des Projektes zumindest angedacht, bestehende Gasleitungen für den Transport von 100%-igem Wasserstoff umgerüstet werden.

Die im Kontext des wirtschaftlichen Betriebs häufig erhobene Forderung, nach einer Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen bzw. einer Finanzierung über Netzentgelte werden hingegen kritisch gesehen.

Dies gilt auch insoweit, dass Investitionen in Elektrolyseleistung, soweit sie durch Netzbetreiber wie Amprion erfolgen, über die Netzentgelte und damit durch die Allgemeinheit der Stromverbraucher zu finanziert. Diese Finanzierungsmöglichkeit haben

wettbewerbliche Anbieter, die nicht reguliert sind, nicht. Die Finanzierung über Netzentgelte kann Investitionen begünstigen, die ohne diese Finanzierungsmöglichkeit nicht hervorgerufen würde. Infolgedessen kann es zu dem angesprochenen Risiko eines übermäßig hohen „Grundlast“-Strombedarfs kommen, der mangels ausreichenden EE-Stroms durch Netzstrom gedeckt würde.

14. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) (11. 05.2020)

Mit dem bne-Positionspapier „25-Punkte Programm für Photovoltaik“ hat der Verband Maßnahmen zum Ausbau der PV vorgeschlagen. Die für das Gespräch mit Herrn Sts vorgeschlagenen Punkte sind Bestandteil des Programms. Insgesamt geht der bne mit seinen Forderungen über die mit dem Klimaschutzprogramm 2030 vereinbarten Maßnahmen hinaus. Gefordert werden auch Maßnahmen außerhalb des EEG, wie bspw. eine PV-Pflicht für Neubauten, ein Förderprogramm für die Nutzung von Fassaden oder die Verbesserung von Rahmenbedingungen für die Landschaftsphotovoltaik. Teilweise beinhaltet das Programm aber auch Maßnahmen, wie etwa ein eigenes Ausschreibungssegment für große PV-Dachanlagen, die Verbesserung der Rahmenbedingungen für Mieterstrom, Änderungen im Bereich der Eigenversorgung und bei der Größenbeschränkung für ausschreibungspflichtige PV-Anlagen, die für die anstehende EEG-Novelle von Nutzen sein können

Im Koalitionsvertrag war eine stärkere Beteiligung der Standortgemeinden an der Wertschöpfung für Erneuerbare Energien ohne Einschränkung auf eine Technologie angekündigt; im Klimaschutzprogramm nur für den Bereich Wind an Land. Für die anstehende EEG-Novelle favorisiert BMWi ein EEG-integriertes Modell jährlicher Zahlungen von Betreibern neuer Windenergieanlagen an die Kommunen. Andere Instrumente (Sonderabgabe, Konzession, Außenbereichsabgabe) weisen verfassungsrechtlichen Unsicherheiten auf. Ein Beteiligungsinstrument auch für PV-Freiflächenanlagen erscheint derzeit nur schwer durchsetzbar. Aktuell erfreuen sich PV-Freiflächenanlagen vergleichbar hoher Akzeptanz. Dies könnte sich mit beschleunigtem Ausbau der PV in der Fläche jedoch ändern. Eine finanzielle Beteiligung ist daher mittelfristig vorstellbar. Eine stufenweise Einführung hätte den Vorteil, dass ein neues Beteiligungsinstrument im Bereich Wind an Land zunächst erprobt werden könnte.

Derzeit müssen nach dem EEG grds. alle EE-Anlagen 40 Prozent EEG-Umlage für die Eigenversorgung zahlen, eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage ist nur für Anlagen kleiner 10 kW für einen Verbrauch von max. 10 MWh im Jahr vorgesehen. In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), die in deutsches Recht umgesetzt werden muss, wird für die EE-Eigenversorgung eine Freigrenze von Abgaben und Umlagen bis zu 30 kW geregelt, sofern keine effektive Förderung des EE-Stroms erfolgt. Der Vorschlag des bne ist nicht näher ausgeführt, zielt jedoch wohl darauf ab, dass eine Erhöhung der 10-kW-Grenze für die EEG-umlagebefreite EE- Eigenversorgung davon abhängig gemacht wird, welchen Beitrag die Anlagen zur Systemdienlichkeit der Gesamtstromversorgung leisten. Der Umsetzungsbedarf der RED II für das EEG wird vom BMWi noch geprüft.

15. Rechtliche Zuarbeit Gespräch Ministerin mit dem h2-Netzwerk Ruhr e.V. im

Wasserstoff-Kompetenzzentrum Herten und BP Gelsenkirchen (05. 06.2020)

Aktuell besteht die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage unabhängig davon, ob „Grünstrom“ oder „Graustrom“ bezogen wird. Ausnahmen bestehen lediglich in engen Grenzen für den Bereich der Eigenversorgung. Die Befreiung von EE-Strom als Direktbelieferung von nichtgeförderten EE-Anlagen wird aktuell vor allem im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von post-EEG-Anlagen diskutiert. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass jede Herausnahme bestimmter Versorgungskonstellationen aus der EEG-Umlage eine Mehrbelastung der übrigen Verbraucher und damit eine zunehmende Entsolidarisierung mit sich bringt. Der Ausschluss der Eigenversorgung für Anlagen in der Direktvermarktung nach § 27a EEG 2017 wurde erst zum 1.1.2017 eingeführt und soll Verzerrungen des Ausschreibungsverfahrens vermeiden. Umstritten ist, ob dieses Verbot auch für den Direktverbrauch Dritter gilt. Grundsätzlich könnten hierdurch aber zusätzliche Einnahmen generiert werden, wodurch die Vergütung auskömmlicher als für andere Anlagen, ohne diese Möglichkeit, wäre. Eine dynamische EEG-Umlage wurde in der Vergangenheit häufiger diskutiert. Die Umsetzung ist jedoch äußerst komplex. Anzustreben sind gesamtheitliche Lösungen, die nicht eine bestimmte Technologieform bevorzugen.

Nach § 19 StromNEV haben Verbraucher mit einem hohen oder atypischen Stromverbrauch bereits heute die Möglichkeit ein um bis zu 90 Prozent verringertes Netzentgelt geltend zu machen. Da diese Regelung jedoch vor allem einen hohen Bandlastbezug privilegiert, hat die BNetzA eine Weiterentwicklung gefordert. Abschaltbare Lasten im Rahmen der Abschaltbaren-Lasten-Verordnung erhalten bereits heute eine Vergütung; dies gilt auch für die Anbieter positiver oder negativer Regelenergie. Darüber hinaus sollte eine Reform der Abgaben und Umlagen auf den Strompreis ganzheitlich angegangen werden, wie es auch im Klimaschutzprogramm 2050 vereinbart wurde.

Bevor Wasserstoff als eigenständiger Energieträger ins EnWG aufgenommen wird, sollte die Frage der hierfür gewollten und erforderlichen Infrastruktur diskutiert und gelöst werden.

16. Rechtliche Zuarbeit zu Gespräch Staatssekretär Flasbarth mit Gespräch mit Vorstandsvorsitzende TenneT, Manon van Beek (13.11.2020)

Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 06.11.2020 umfangreiche Änderungen an der EEG-Novelle eingebracht. Die öffentliche Anhörung zur EEG-Novelle im Deutschen Bundestag ist am 18.11.2020; Inkrafttreten der Novelle ist zum 01.01.2021 geplant. Der Gesetzentwurf novelliert das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) grundlegend. Das neue EEG 2021 enthält insbesondere folgende Regelungen: Mit dem Gesetz werden alle wesentlichen noch ausstehenden Punkte des Klimaschutzprogramms 2030 umgesetzt, soweit sie das EEG betreffen. Dies umfasst z.B. die operative Umsetzung des Ziels, dass im Jahr 2030 die erneuerbaren Energien in Deutschland 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellen, insbesondere durch ambitionierte Ausbaupfade für die einzelnen Erzeugungstechnologien in Form von installierten Leistungen, die korrespondierende Festlegung der konkreten Ausschreibungsmengen für diese Technologien sowie die Festlegung jährlicher EE-Gesamtstrommengen, die erzeugt werden müssen.

Als neues Langfristziel wird die THG-Neutralität von Erzeugung und Verbrauch des

gesamten Stroms in Deutschland vor dem Jahr 2050 gesetzlich verankert. Dabei wird klargestellt, dass der Stromsektor voranschreitet und bereits deutlich vor dem Jahr 2050 dekarbonisiert sein soll.

Zur Sicherung des Erreichens der Ausbauziele wird ein stringentes jährliches Monitoring vorgesehen, das es der Bundesregierung ermöglicht, unverzüglich die erforderlichen Nachsteuerungen vorzunehmen, wenn sich einzelne Parameter wie insbesondere die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs ändern oder eine Abweichung des Ist- vom Soll-Pfad festgestellt wird.

Zur Erhaltung der Akzeptanz für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren wird ein Instrument zur finanziellen Beteiligung der Kommunen beim Wind-Ausbau eingeführt. Außerdem werden die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den „Mieterstrom“ auf Basis des Mieterstromberichts der Bundesregierung von September 2019 verbessert. Darüber hinaus wird die Eigenversorgung gestärkt. Mit der Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für große Dachanlagen sollen zudem zusätzliche Potenziale auf Dächern und an Gebäuden für den Photovoltaik-Bereich erschlossen werden. Zudem enthält der Entwurf Anschlussregelungen für „ausgeförderte Anlagen“, von der PV-Anlagen und Windenergieanlagen an Land profitieren. Diese enthalten befristet die Möglichkeit, den Strom gegen die Erstattung des Marktwertes vom Netzbetreiber vermarkten zu lassen. Damit wird das Problem adressiert, dass Windenergieanlagen an nicht repoweringfähigen Standorten weiterbetrieben werden, die technisch noch einwandfrei funktionieren, aber nun keine Förderung mehr über das EEG-Erhalten. Die Ergebnisse können in das parlamentarische Verfahren zu diesem Gesetz eingebracht werden.

Im Bund-Länder-Beschluss vom 17.6.2020 wurde das Ziel bekräftigt, den Netzausbau zu beschleunigen. Weitere Möglichkeiten zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren und zur Verbesserung der Genehmigungssituation beim Ausbau der erneuerbaren Energien und des Netzausbaus sollen geprüft werden.

Die Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG-Novelle, Kab. 23.9.) enthält die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030 (NEP). Der Gesetzentwurf (GE) enthält auf Basis des NEP 35 neue Vorhaben (bisher 43, künftig 78 Vorhaben). Die Gesamtleitungslänge der neuen Vorhaben beträgt 3.500 km (bisher: rd. 7.700 km, davon 1.166 km im Bau und 1.068 km im Betrieb). Im GE enthalten ist eine neue „Stromautobahn“ (HGÜ-Korridor „B Nord“) von der Nordseeküste bis nach NRW. Daneben sieht der GE verfahrensrechtliche Regelungen vor, die der Planungsbeschleunigung dienen.

Zur besseren Synchronisierung des EE-Ausbaus mit dem Netzausbau sieht EEG-Novelle 2021 vor, das sog. Netzausbaugesbiet in Norddtl. durch Südquote in Ausschreibungen für Wind an Land zu ersetzen sowie eine Südquote bei Biomasse einzuführen. Bestehende Nord-Süd-Netzengpässe sind problematisch für das Gesamtsystem. Die Netzengpass-Kosten betragen in 2019 insg. 1,2 Mrd. €.

Netzausbau-Controlling: Das Netzausbau-Controlling des BMWi sieht für alle EnLAG-/BBPIG-Vorhaben konkrete Zeitpläne mit Meilensteinen für die Genehmigungsverfahren, Baubeginn und Inbetriebnahme vor. Bund, Länder, BNetzA und Übertragungsnetzbetreiber tauschen sich regelmäßig zum Fortschritt beim Netzausbau aus. Bevor weitere Potenziale

für grünen Wasserstoff im Ausland gehoben werden, ist ein solider Heimatmarkt unverzichtbar. Daher ist in der NWS das „Hochfahren“ eines Heimatmarktes für die Produktion von „grünem“ Wasserstoff inkl. der Errichtung erheblicher Elektrolysekapazitäten vorgesehen.

Zu beachten ist dabei jedoch, dass der für die Elektrolyse notwendige EE-Strom einen verstärkten Ausbau der EE erfordert, der zusätzlich zu dem ohnehin bis 2030 erfolgten Ausbau i.H.v. 65% vorzusehen ist. So erhöhen beispielsweise 10 Gigawatt Elektrolysekapazität bei energiewendetauglicher Fahrweise von (nur) 4.000 Vollbenutzungsstunden jährlich den Bedarf an EE-Strom um 40 Terawattstunden (entspricht der Stromproduktion von rd. 40 Gigawatt zusätzlicher PV- oder 20 Gigawatt zusätzlicher Wind-an-Land-Kapazität)

Die Einführung einer CO₂-Bepreisung für fossile Kraft- bzw. Brennstoffe in den Bereichen Verkehr und Wärme stellt ein wichtiges Element dafür dar und wird ergänzt um die im Klimaschutzprogramm 2030 vorgesehene Senkung der EEG-Umlage. Kurz- bis mittelfristig wird dies jedoch nicht ausreichen, um Unternehmen die Grundlage für den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland zu sichern. Gleiches gilt auch für flexible Fahrweisen und anderweitige Energiespeicherung. Daher müssen über die im Klimapaket beschlossenen Maßnahmen hinaus, wie im bereits mit dem Klimaschutzplan 2050 beschlossen, weitere Reformen der staatlich induzierten Preisbestandteile geprüft werden.

Die energiewendetaugliche Ausrichtung der heutigen Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom muss insgesamt energiewendetaugliche und an den Klimazielen ausgerichtete Betriebsweisen unterstützen und bspw. Flexibilität, Effizienz und den Einsatz Erneuerbarer belohnen. Dies wird auch die Frage umfassen, inwieweit zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendeter Strom von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden kann.

17. Rechtliche Zuarbeit zur Diskussion PSts Schwarzlühr-Sutter im Rahmen des VKU-Stadtwerkekongress (15.09.2020)

Aus aktuellen Klimaschutzszenarien lässt sich ableiten, dass der Gebäudebestand zur Erreichung der Klimaszutzziele im Zielzustand (nach Sanierung) deutlich besser sein muss, als der heutige EH 55 Standard.

Ein dabei im Diskurs um den Wärmeschutz unterrepräsentiert erscheinender Aspekt ist die Betrachtung der innerhalb von Gebäuden entstehenden Verteilverluste. Gebäude mit ambitioniertem und vollständig umgesetztem Wärmeschutz erlauben niedrige Systemtemperaturen im Heizsystem. Diese sind wiederum Voraussetzung, erneuerbare Energien und Effizienztechnologien umfänglich zu nutzen. Geringe Systemtemperaturen führen wegen des geringeren Temperaturunterschiedes auch zu geringeren Verteilverlusten und damit zur Reduktion des Energieverbrauchs. Im Zusammenhang mit der netzgebundenen Wärmeversorgung mindert ein geringes Temperaturniveau insgesamt die im Netz entstehenden Wärmeverluste und erleichtert darüber hinaus die Einbindung von aus erneuerbaren Quellen, Umweltwärme oder nichtvermeidbarer Abwärme stammender Wärme. Erfolgreiche Transformationsprozesse bei heterogenen Besitzverhältnissen von Gebäuden und Infrastrukturen der Energie- und Wärmeversorgung

(Wärmenetze) setzen eine verstärkte Koordination auf kommunaler Ebene (Wärmeleitplanung) oder auf der Ebene des Quartiers voraus.

Aufgrund der Beschlüsse zum Klimaschutzprogramm 2030 ist eine deutliche Ausweitung der Förderung der Ladeinfrastruktur geplant. Bisher standen bis 2020 300 Mio. EUR für die Förderung der öffentlich-zugänglichen Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Zugleich wurde die Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur umfangreich durch das federführende BMVI im Rahmen des Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP) gefördert. Der Wirtschaftsplan des Energie- und Klima-Fonds (EKF) sieht nun aufgrund der Beschlüsse zum Klimaschutzplan 2030 bis 2023 3,46 Mrd. EUR für die Förderung der alternativen Betankungsinfrastruktur sowie der öffentlichen LIS vor. Das BMVI hat dazu in dem entsprechenden Förderprogramm den inzwischen fünften Förderaufruf veröffentlicht. Im Rahmen der Bund-Länder-Koordinierung und als Grundlage der Förderaktivitäten wird zudem das IT-basierte StandortTOOL verwendet, mit dem eine optimale flächendeckende Versorgung mit LIS sichergestellt werden soll. Künftig sollen durch die Schaffung einer dynamischen Datenschnittstelle, an die alle Ladesäulen angebunden sind, Informationen über den Belegungszustand und Preis in dem StandortTOOL für jeden einsehbar sein.

Mit einem aktuellen Gesetzentwurf soll das Wohnungseigentumsgesetz modernisiert sowie weitere miet- und grundbuchrechtliche Vorschriften angepasst werden. Im Wesentlichen werden Ansprüche für Wohnungseigentümer und Mieter im Hinblick auf die Installation einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge (LIS), den barriere-reduzierenden Aus- und Umbau sowie Maßnahmen des Einbruchsschutzes und zum Glasfaseranschluss geschaffen. Zentraler Bestandteil ist der Abbau von Hemmnissen beim Aufbau von Ladeinfrastrukturen auf Privatgrundstücken, die dort sowohl zu privaten als auch zu gewerblichen Zwecken errichtet werden. Nach einer Einigung der Koalitionsfraktionen ist demnächst mit einem Bundestagsbeschluss zu dem Gesetzesvorhaben zu rechnen.

Beide Bereiche sind für die Entwicklung der Elektromobilität von besonderer Relevanz. Denn die Versorgung mit Fahrstrom allein über öffentlich-zugängliche LIS (Tankstellenprinzip) ist nicht zweckmäßig. Denn Elektrofahrzeuge „tanken“ häufiger (je nach Batteriegröße) und regelmäßig wesentlich länger als herkömmliche Fahrzeuge. Zur Vermeidung eines kostenintensiven Ausbaus des Elektrizitätsversorgungsnetzes können Elektrofahrzeuge hier auch netzdienlich lastgesteuert und damit „intelligent“ geladen werden, etwa wenn der Anteil erneuerbarer Energien im Netz hoch ist. Die Ergebnisse aus Forschungsprojekten und Feldversuchen der Bundesregierung sowie aktuelle Studien belegen, dass derzeit und zukünftig ein sehr großer Anteil der Ladevorgänge (bis zu 90 %) im privaten Bereich stattfindet.

Nach der aktuellen Rechtslage bedürfen Wohnungseigentümer mit Stellplatz oder Mieter für die Installation einer LIS in der Regel die Zustimmung der Wohnungseigentümergeinschaft bzw. des Vermieters, die in der Praxis oft nicht erteilt wird. Mit dem Gesetzesentwurf sollen nun erstmals Ansprüche für Mieter und Wohnungseigentümer sowie eine angemessene Kostenverteilung gesetzlich geregelt werden.

18. Rechtliche Zuarbeit für die Teilnahme der Ministerin Veranstaltung „Städte im

Klimawandel“ (17.08.2020)

Mit dem im Juli 2017 verabschiedeten Mieterstromgesetz und der Förderung von Mieterstrommodellen sollte ein zusätzlicher Anreiz für den Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen geschaffen werden. Seit Einführung der Förderung wurden lediglich rund 14 MW zugebaut (Stand: 03.07.2019), so dass die gesetzliche Begrenzung von 500 MW bei Weitem nicht zum Tragen kommt. Seit März diesen Jahres ist die finanzielle Förderung zudem auf 0 Cent gesunken.

Im September 2019 wurde vom Bundeskabinett ein Mieterstrombericht beschlossen, in dem die Defizite genannt wurden. Ebenfalls in diesem Bericht wurden u.a. verbesserte wirtschaftliche Rahmenbedingungen durch Anhebung der Vergütung für Mieterstrom angekündigt. BM Altmaier hatte mit Schreiben vom 25. Juni 2019 an die Fraktionen zugesagt, nach Auswertung des Berichts noch im Herbst 2019 Maßnahmen vorzulegen. Dies ist bisher noch nicht passiert und soll u.a. in der anstehenden EEG-Novelle aufgegriffen werden.

Vor allem hinsichtlich folgender Punkte soll die Mieterstromförderung verbessert werden: Verbesserte wirtschaftliche Rahmenbedingungen durch Anhebung der Vergütung, Präzisierung der aktuellen Regelungen zur Anlagenzusammenfassung, Nachjustierung bei der Kopplung der Vergütung an die Festvergütung und damit Anhebung der Vergütung, Klarstellung der Zulässigkeit des Lieferkettenmodells (§ 21 Abs. 3 EEG 2017)

Das Hauptthemmnis für Mieterstrommodellen sind die geringe Wirtschaftlichkeit und hohe bürokratische Hürden. Leitgedanke der Förderhöhe war bisher eine EEG-Umlagereduzierung auf 40 % der EEG-Umlage, wie dies für EE-Anlagen in Eigenversorgung größer 10 kW gilt. Da der Mieterstromzuschlag jedoch über einen Abschlagsbetrag von 8,5 ct/kWh an die Höhe der Einspeisevergütung gekoppelt ist und diese durch die Degression absinkt, ist der Mieterstromzuschlag seit der Einführung bereits stark gesunken. Lag er bei der Einführung bei 3,7 ct/kWh (10 kW-Anlage) und 2,6 ct/kWh (100 kW-Anlage) und noch Ende 2019 bei 1,5 ct/kWh (10 kW-Anlage) bzw. 0,5 ct/kWh (100 kW-Anlage) sank er ab März 2020 auf 0 Cent. Aus diesem Grund erscheint die Schlussfolgerung im Mieterstrombericht sachgerecht, die Kopplung des Mieterstromzuschlags an die Festvergütung zu überprüfen.

Soll für das Konzept der Mieterstromförderung die Gleichbehandlung mit Hauseigentümern leitend sein, müsste die Höhe der Mieterstromförderung jedoch an die EEG-Umlageprivilegierung für Hauseigentümer angeglichen werden. Hauseigentümer profitieren in der Regel von einer 100% Privilegierung, da eine Dimensionierung der PV-Anlage auf unter 10 kW ausreichend ist und diese damit unter die Umlagebefreiung von § 61a Nr. 4 EEG fällt. Bei Mehrfamilienhäusern, für die die Mieterstromregelung gedacht ist, wird die PV-Anlage regelmäßig größer dimensioniert werden müssen (derzeit ist die gesetzliche Mieterstromregelung für Anlagen bis zu 100 kW möglich).

Einer Angleichung an die Eigenversorgung steht BMWi sehr kritisch gegenüber, da hierdurch Begehrlichkeiten weiterer Akteure (z.B. PtX-Anlagen) befürchtet werden. Darüber hinaus müssen die EEG-Umlageprivilegierungen von den übrigen Verbrauchern - und damit von weniger Schultern -mitgetragen werden. Die dadurch folgende Entsolidarisierung steht im Widerspruch zu einer stärkeren Einbeziehung der Akteure in die Energiewende und dem

Gedanken der fairen Kostenteilung. Diesen Effekt kann ein Deckel, wie er aktuell existiert zwar begrenzen, von der Systematik blieben diese Bedenken aber bestehen, es sei denn, die künftige Finanzierung der EEG-Umlage belastet ohnehin nicht mehr die Verbraucher.

Ein zentraler Teil des sog „Winterpakets“ ist die am 11.12.2018 verabschiedete Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II). Bis zum 30.6.2021 muss die RED II von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt worden sein. Das Clean-Energy-Package und die RED II setzen stark auf eine Konsumentenbasierte Energieversorgung, in der diese zu aktiven Kunden, sog. „Prosumern“ werden und sich selbst über Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in die Stromerzeugung einbringen.

Die RED II erlaubt – entgegen den aktuellen Regelungen im EEG – ausdrücklich auch gemeinsam handelnde EE-Eigenversorger (Art 2. Nr. 15 RED II). Für mehrere Eigenversorger in einem Gebäude oder einem Mehrfamilienhaus gelten dieselben Regeln wie für einzelne Eigenversorger und damit insbesondere auch die entsprechende Befreiung von Abgaben und Umlagen. Zugleich werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, dass einkommensschwache Haushalte Zugang zu EE-Eigenversorgung erhalten, ungerechtfertigte rechtliche Hemmnisse für die EE-Eigenversorgung für Mieter abgeschafft und für Gebäudeeigentümer Anreize gesetzt werden, um die Möglichkeit der EE-Eigenversorgung für Mieter zu schaffen (vgl. Art 21 Abs. 6 RED II).

19. Rechtliche Zuarbeit Gespräch mit einem EVU (15.04.2021)

Beitrag zum Sachstand zur Grünstromvermarktung und zum Thema PPA:

a. Grünstromvermarktung

(1) Kernaussagen

Grünstromvermarktung ist für die zunehmende Sektorenkopplung, für EEG-Akt- und für Überlegungen bezüglich einer potenziellen Ausphasen-Strategie der EEG-Förderung unerlässlich.

Allerdings gibt es für die Grünstromvermarktung, außer für die Direktlieferung, weder eine gesetzliche Definition noch ein allgemeines Verständnis über die Dimensionen bzw. Eigenschaften (grün und/oder regional, bilanziell und/oder physisch Lieferung) einer solchen Vermarktung.

Bisher galten Ökostromprodukte (wie u.a. von Lichtblick), die zu 100 % EE-Strom (zumeist aus Wasserkraft) dem Endkunden lieferten, als grüne Stromvermarktung.

(2) Hintergrund

Grundsätzlich gilt, dass EEG finanzierte Strommengen (Marktprämie/Einspeisevergütung) aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nicht als Grünstromprodukt vermarktungsfähig sind. Alleinige Unternehmen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, erhalten das Recht, Strom finanziert aus der EEG-Umlage auf der Stromrechnung als EE-Anteil zu kennzeichnen. Allerdings nur soweit ihre Kunden EEG-Umlage gezahlt haben. Die Kennzeichnung sagt jedoch nichts über den tatsächlichen Stromeinkauf eines

Unternehmens aus.

Im Gegensatz dazu werden zur Ausweisung der grünen Eigenschaft bei der Lieferung von Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung i.d.R. Herkunftsnachweise (HKN) eingesetzt. In der EE-RL 2001/77/EG wurde die Pflicht zur Nutzung von HKNs aufgenommen, woraufhin sich seit 2001 ein europäischer HKN Markt etablierte. Grundsätzlich können HKNs unabhängig von der ursprünglich erzeugten Strommenge gehandelt werden. Folglich lässt sich in DEU über den Erwerb und die Entwertung von HKNs Graustrom in Grünstrom wandeln, indem nach dem Offsetting-Prinzip ein HKN entwertet wird.

Laut Statistik der Association of Issuing Bodies (AIB) bezog DEU 2020 fast 100 TWh HKNs aus dem Ausland (meist aus Wasserkraft) und gehört damit zum größten Nettoimporteur. Erklärbar ist diese starke Nachfrage mit komparativen Kostenvorteilen: Grünstrom kann einerseits über Graustrom plus entwerteten HKN entstehen oder andererseits bei EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (bspw. PPAs). Da der PPA-Markt in Deutschland vergleichsweise klein ist, trägt der HKN-Markt zum EE-Ausbau in DEU momentan nicht maßgebend bei. Dieses System national weiterzuentwickeln ist nicht möglich, da die Zuständigkeiten auf EU-Ebene liegen.

b. Power-Purchase-Agreements (PPA)

(1) Kernaussagen

Bislang wird der EE-Ausbau nahezu ausschließlich über die EEG-Förderung vorangetrieben.

PPAs sind Vermarktungsinstrumente für EE außerhalb staatlicher EE-Förderregime. Dabei handelt es sich um bilaterale langfristige Stromlieferverträge.

EE-Kostendegression machen PPAs zunehmend auch in DEU interessanter.

(2) Sprechpunkte (reaktiv)

Aus Sicht des BMU müsste bei einer Ausweitung des Systems und damit der Stärkung der Bedeutung von HKNs bei Stärkung PPAs sichergestellt werden – was mit dem heutigen HKN-System nicht gewährleistet ist –, dass an Anlagen, die außerhalb des EEG-finanziert werden, ebenfalls angemessene grundlegende Anforderungen gestellt werden (Umweltverträglichkeit, Flächenkulisse, räumlich-zeitliche Komponente).

Neben dem bereits ohnehin erfolgenden Ausbau außerhalb des EEG und der Etablierung von PPAs im Bereich der aus der Finanzierung des EEG fallenden Anlagen, wäre ein schrittweiser Aufwuchs eines PPA-Ziel-Anteils denkbar.

(3) Hintergrund

Da Privilegien wie vorrangiger Netzanschluss und Einspeisevorrang auch ohne EEG-Förderanspruch gelten, sind sie auf Anlagen, die über PPA finanziert werden, übertragbar.

PPA-Modelle können bei Anlagen, die einen Anspruch auf EEG-Förderung haben und bei Anlagen, bei denen dieser nicht (mehr) oder nur teilweise besteht, umgesetzt werden.

Hervorzuheben ist, dass im Falle eines Mischkonzeptes aus PPAs/EEG-Förderung der Anlagenbetreiber weitere Maßgaben, wie das Einhalten von förderfähigen Flächenkulissen, beachten muss.

Gegenwärtig tragen PPAs in DEU, wegen der Förderung durch das bestehende Marktprämienmodell und der Einspeisevergütung, nicht in relevantem Umfang zur Finanzierung des Ausbaus bei (279 MW in der ungeforderten Direktvermarktung; März 2019) bei. Gleichzeitig bilden sie bereits heute eine Möglichkeit der Anschlussfinanzierung für bestehende Anlagen, bei denen eine gesetzliche Förderung ausläuft. Gleichwohl gibt es auch im Neuanlagenbereich Anreize für PPAs, bspw. für Anlagen, die in überzeichneten Ausschreibungen keinen Zuschlag erhalten oder die mehr Standortflexibilität benötigen, als es die EEG-Förderung vorsieht. Für Verbraucher sind PPAs interessant, um sich gegen schwankende Börsenstrompreise abzusichern und über Herkunftsnachweise ihre CO₂-Bilanz zu verbessern.

EEG-Entschließungsantrag sieht vor, Einführung von PPAs zur Finanzierung des EE-Ausbaus zu prüfen.

Lichtblick hat 2019 mit dem Windkraftanlagenbetreiber PNE für den ab 2021 ausgeforderten Windpark Papenrode (13 MW) ein PPA bis 2023 (Laufzeit demnach 3 Jahre) abgeschlossen.

20. Juristische Zuarbeit zur 63. Amtschefkonferenz (ACK)/ 92. Konferenz der Umweltminister des Bundes und der Länder (UMK) zu Top 20: Hemmnisse für die Energiewende und den Klimaschutz beseitigen vom 06.- 10.05.2019

Der Beschlussvorschlag erfolgt vor dem Hintergrund einer voraussichtlichen Verfehlung des nationalen Klimaziels 2020. Mit den Vorschlägen sollen daher die zentralen Aspekte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende adressiert werden. Bezuggenommen wird darüber hinaus auf einen Beschluss der Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder vom 21. März 2019, mit dem die Chefinnen und Chefs der Staats- und Senatskanzleien der Länder gebeten werden, eine Standortbestimmung zum Klimaschutz und zur Umsetzung der Energiewende vorzunehmen. Geplant ist, einen entsprechenden Beschlussvorschlag zum Gespräch der Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder mit der Bundeskanzlerin am 6. Juni 2019 vorzulegen. Mit der Einsetzung des Klimakabinetts und der Erarbeitung des Klimaschutzgesetzes wurde insoweit ein wichtiger Prozess in Gang gesetzt:

Klimakabinett: Das Bundeskabinett hat am 20. März 2019 einen Kabinettsausschuss Klimaschutz („Klimakabinett“) unter dem Vorsitz der Bundeskanzlerin eingerichtet. Stellvertretender Vorsitzender ist BM Scholz, Frau BM'in ist die Beauftragte Vorsitzende. Daneben sind BMI, BMWi, BMEL, BMVI, St BPA und Chef BK als ständige Mitglieder benannt. Die erste Sitzung fand am 10. April 2019 im Anschluss an die reguläre Kabinettsitzung statt. BMU-Ziel ist es, dass alle für die Zielerreichung 2030 sowie für die Schließung der 2020-Lücke erforderlichen gesetzlichen Regelungen bis Ende 2019 vom Bundestag beschlossen werden. Dafür ist es erforderlich, dass das Bundeskabinett die entsprechenden Maßnahmen und Gesetzentwürfe bis zum 4. September 2019 beschließt, so dass diese bis August vom Kabinettsausschuss geeinigt worden sein sollten. Nach

bisherigem Kenntnisstand und Sitzungstaktung des Klimakabinetts wird dieser Zeitplan schwer zu halten sein. Klimaschutzgesetz: Im Koalitionsvertrag ist vereinbart, ein Gesetz zu verabschieden, das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleistet. Dazu soll 2019 rechtlich verbindliche Umsetzung verabschiedet werden. Der Koalitionsvertrag ist sinnvollerweise so zu verstehen, dass er sowohl ein übergreifendes Klimaschutzgesetz vorsieht, um die 2030-Klimaschutzziele abzusichern als auch zusätzlich erforderliche gesetzliche Einzelregelungen in den Fachgesetzen, die das Maßnahmenprogramm 2030 aus dem Klimaschutzplan gesetzlich umsetzen. Es sind also drei Schritte notwendig (und im Koalitionsvertrag festgelegt): Ein Rahmengesetz – Klimaschutzgesetz, das Ziele, Sektorbudgets, Verantwortlichkeiten, Berichterstattung und Durchsetzung regelt. Das ist die langfristige Architektur für den nationalen Klimaschutz. Das Maßnahmenprogramm 2030, in dem für alle Sektoren die Maßnahmen festgelegt werden, die von den zuständigen Ressorts umgesetzt werden müssen, um die Sektorziele und damit das 2030-Klimaschutzziel zu erfüllen (sozusagen die „Hausaufgaben“ für alle Ressorts). Damit wissen alle, was zu tun ist. Die gesetzliche Umsetzung der Maßnahmen in zahlreichen Fachgesetzen, gegebenenfalls als Klimaschutz-Sammelgesetz (Artikelgesetz), sowie die Umsetzung von nicht gesetzlichen Maßnahmen (Förderung, Öffentlichkeitsarbeit, Vernetzung). Damit werden tatsächlich Emissionen gesenkt. Das Klimaschutzgesetz-Rahmengesetz wurde im BMU erarbeitet und am 18.02. an das Kanzleramt mit der Bitte um frühzeitige Stellungnahme übersandt. Es soll zunächst die Ziele der Klimapolitik verankern. Der Entwurf enthält sowohl mittel- und langfristige deutsche Klimaziele und trifft Regelungen zur Festlegung der Sektorziele. Zudem sind strikte Kontroll- und Sicherungsmechanismen zur Einhaltung der Ziele vorgesehen. Dazu gehören auch Regelungen zur Verantwortlichkeit und Lastenteilung zwischen den Ressorts, insbes. für Zahlungen, die durch Verfehlung von EU-Klimaschutzzielen ausgelöst werden können. Die Federführung für das Gesetz liegt beim BMU.

Die Ressortabstimmung wurde noch nicht eingeleitet, um zunächst eine Befassung im Klimakabinetts zu ermöglichen. Eine Verbändeanhörung ist erst im Rahmen der Ressortabstimmung möglich.

21. Kurzanalyse zur Vorbereitung des Kamingesprächs zur 63. Amtschefkonferenz (ACK)/ 92. Konferenz der Umweltminister des Bundes und der Länder (UMK) am 09.05.2019

Nachdem ein Vorstoß zur Gründung einer Energieministerkonferenz vor einigen Jahren nicht erfolgreich war, haben der baden-württembergische Umweltminister und seine Amtskollegen aus Niedersachsen und Bayern 2017 die Energieministertreffen ins Leben gerufen. Themen waren bisher u.a. Netzausbau, Kohlekommission und EE-Ausbau. Bei dem letzten Treffen nahm erstmals auch Wirtschaftsminister Altmaier teil. Vertreter des BMU waren nicht eingeladen. Das nächste Treffen soll im Mai 2019 stattfinden.

Formal kann eine Energieministerkonferenz nur durch einen Beschluss der Ministerpräsidentenkonferenz eingerichtet werden. Durch eine solche Institutionalisierung könnte einerseits ein Gremium für eine stärkere Abstimmung in energiebezogenen Bund-Länder-Fragen geschaffen werden. Vor allem die energiebezogenen Beschlüsse der UMK erhalten derzeit häufig nicht die Resonanz, wie dies ggf. bei der Anwesenheit des

Bundeswirtschaftsministers der Fall wäre. Daneben dürfte bei energiebezogenen Beschlüssen in der WMK den Landesenergieministern, die ebenfalls die Umweltthemen in Personalunion vertreten, häufig die Umwelt- und Klimaperspektive zu kurz kommen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mangels Ressortzuständigkeit auf Bundesebene der Einfluss des BMU bei der Einrichtung einer eigenen „EMK“ hins. Themensetzung, Vorbereitung und Einwirkungsmöglichkeiten künftig wohl nur sehr begrenzt wäre. Dies könnte die Gefahr bergen, dass die Energiethemen auf Länderministerebene künftig stärker von den Umwelt- und Klimathemen getrennt betrachtet werden. Die Energieministertreffen könnten jedoch weiterhin als informelles Format stattfinden und an die UMK angehängt werden, so dass eine gemeinsame Organisation stattfindet und ggf. auch die Themen entsprechend abgestimmt werden. Auf Bundesebene sollten BM Altmaier und BM`in Schulze eingeladen werden.

22. Juristische Zuarbeit zur Vorbereitung eines Treffens der Hausleitung mit dem Verband Zukunft Erdgas e.V. am 30.04.2019

2018 lagen Erneuerbare in ihrer Bedeutung für die Stromversorgung mit rund 38 Prozent in Deutschland knapp vor Stein- und Braunkohlen. Mit dem nun anstehenden schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung, wie er Anfang des Jahres von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ empfohlen wurde, wird der Anteil der Kohle konsequent zurückgehen – Mitte der 30er Jahre wird Deutschland vollends aus der Kohleverstromung ausgestiegen sein.

Bis 2022 wird – den Empfehlungen der Kommission WSB folgend – die installierte Kohlekraftwerksleistung im Vergleich zu 2017 um rund 25 Prozent verringert werden. Zeitgleich wird Deutschland bis 2022 aus der Kernenergienutzung aussteigen. Damit ist Deutschland das einzige und erste Industrieland, das geplant gänzlich auf Kohle und Atom verzichten wird.

Mit den Vorschlägen der Kohlekommission ist es gelungen, ein lang heiß umkämpftes Thema zu befrieden und einen Kompromiss auf breiter Basis zu erarbeiten, der Klimaschutz und eine nachhaltige und in die Zukunft gerichtete Strukturentwicklung in den vom Kohleausstieg am meisten betroffenen Regionen zusammenbringt.

Schaut man auf alle Sektoren, ist Erdgas neben Erdöl der wichtigste Primärenergieträger (rund 24 % Anteil am Primärenergieverbrauch) in Deutschland. Erdgas wird auch kurz- und mittelfristig ein bedeutender Energieträger sein. Vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs bis Mitte der 30er Jahre, kann die Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung noch leicht zunehmen - abhängig von der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, der Reduzierung der Kohleverstromung und marktlichen Rahmendaten (z. B. Emissionshandel, Marktpreis für Gas).

Das heißt mittelfristig kann Erdgas – und hier insbesondere in hochflexiblen KWK-Anlagen – als idealer Partner der Erneuerbaren seine Vorteile ausspielen. Die Förderung von Investitionen in gasbasierte hochflexible KWK-Anlagen durch das KWKG wurde unlängst bis 2025 verlängert.

Neben der Stromerzeugung wird Erdgas heute auch in hohem Maße für die Wärmebereitstellung für Gebäude und für die Wärme- und Dampferzeugung sowie als

Grundstoff in der Industrie eingesetzt.

Auch wenn bei der energetischen und stofflichen Nutzung von Erdgas ggü. anderen fossilen Energieträgern in aller Regel weniger THG-Emissionen entstehen, wird Erdgas bei Verfolgung ambitionierter Klimaschutzziele an Bedeutung verlieren. Die genannten Sektoren, Stromerzeugung, Gebäude, Industrie und, nicht zu vergessen, auch der Verkehr müssen ihren Energiebedarf bis 2050 weitestgehend ohne THG-Emissionen decken.

23. Stellungnahme zu einem Projekt zur Gewinnung von „blauem Wasserstoff“ zur Vorbereitung eines Gesprächstermins mit den Projektbeteiligten (08.09.2019)

Die Gewinnung von Wasserstoff durch autotherme Reformierung (ATR) ist ein Prozess, der bislang in Raffinerien im Zuge der Kohlenwasserstoffaufbereitung zum Einsatz kam. Seit einiger Zeit ist dieses Verfahren Teil der Debatte zur Perspektive von (Erd-)Gas als auch bei der Sektorkopplung durch gasförmiger Energieträger.

Das Verfahren ist dem sogenannten Pre-Combustion-Verfahren im Kontext CCS vergleichbar (Vergasung eines Brennstoffes unter Gewinnung von Wasserstoff und Kohlendioxid mit anschließender Abtrennung – Waschverfahren oder Membrane – und Speicherung des Kohlendioxids). Der gewonnene Wasserstoff wird in Anlehnung an den aus EE-Strom bereitgestellten sog. „Grünen Wasserstoff“, „Blauer Wasserstoff“ genannt.

Die Debatte wird wesentlich getragen von der unter einigen Akteuren verbreiteten Erwartung, dass eine Sektorkopplung vorrangig mittels Elektrifizierung aufgrund der mangelnden (längerfristigen) Speicherbarkeit von Strom, als auch der Herausforderungen beim Langstreckentransport (fehlende Netze) nicht bzw. kaum umsetzbar sein wird und Strom nach der Auffassung nicht Hauptenergieträger sein kann.

Im Vergleich dazu werden die Vorteile gasförmiger Energieträger herausgestellt: langfristige Speicherbarkeit sowie Speicherung und Transport in (vorbehaltlich gewisser Anpassungen) vorhandenen Infrastrukturen und Akzeptanz der Energieträger auf der Verwenderseite. Auch werden namhafte Chancen für Industrieentwicklung und Wertschöpfung gesehen.

Die Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas und dessen Nutzung in allen Verwendungssektoren ist auch eines der bedeutenderen Elemente im aktuellen Gasdialog des BMWi, der ein strategisches Papier zur Rolle von Gas in der künftigen Energieversorgung vorbereiten soll.

Inwiefern vorhandene Gasinfrastrukturen, die auf Erdgas ausgelegt sind, tatsächlich ohne oder nur mittels geringfügiger Anpassungen Wasserstoff transportieren (und nutzen) könnten wird dabei z. T. kritisch hinterfragt. Eine Beimischung von Wasserstoff im Erdgas wird auch von der Verwendungsseite in Bereichen (bspw. chemische Industrie) kritisch gesehen, da Prozesse umgestellt und etwaige Schwankungen des Wasserstoff-Anteils vermieden werden müssten (Prozessqualität).

Die beiliegende Projektskizze ist in diesem Punkt unscharf, da einerseits die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden soll, andererseits aber die Aussage getroffen wird, dass der „blaue Wasserstoff“ über reine Wasserstoffleitungen zu den Verbrauchern transportiert werden soll (Beschreibung „H2morrow“, neben der Abbildung). Damit wird deutlich, dass

die angeführten Kostenvorteile ggü. einer stärkeren Nutzung von Strom bisher keineswegs glaubwürdig belegt sind.

BMU lehnt die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas oder anderen (Kohle)Wasserstoffen mit Blick auf die Verwendung zur Wärme- und Stromerzeugung und im Verkehrsbereich ab. Der Grund dafür ist, dass die positive Klimabilanz dieser Technologiekombination jedenfalls derzeit fraglich ist. Sie darf keineswegs zu einer längeren Nutzung fossiler Energieträger führen. Daher ist auch laut Evaluierungsbericht zum Kohlenstoffspeicherungsgesetz (CCS-Gesetz) ein Einsatz der CCS-Technologie in Deutschland im Rahmen der Energieerzeugung nicht vorgesehen.

Auch die Frage des Verbleibs des abgespaltenen CO₂ ist zentral. Bei jedem Speichervorhaben muss umfassend geprüft werden, ob CO₂ wirklich sicher eingelagert werden kann. Die größten Potenziale dafür finden sich in Europa unter der Nordsee.

In Deutschland findet, auch wegen öffentlicher Skepsis, derzeit keine Erprobung der CO₂-Speicherung mehr statt, wobei die Erprobung in Ketzin/Brandenburg grundsätzlich positive Ergebnisse hatte. Die CO₂-Abscheidung wird aber in Deutschland auch erprobt und durchgeführt, so zum Beispiel im RWE Innovationszentrum Niederaußem.

In Norwegen sind Speicher länger erprobt, weshalb eine Speicherung dort grundsätzlich denkbar ist, während diese in Deutschland aktuell weder politisch und gesellschaftlich gewollt noch gesetzlich zugelassen ist. Abscheidung und Transport sind jedoch auch in Deutschland erlaubt, weshalb CO₂ aus Deutschland nach Norwegen zur Speicherung gebracht werden könnte.

Bei der seit 1996 erfolgenden CO₂-Speicherung unter der Nordsee im norwegischen Festlandssockel hat es Berichte über CO₂-Verluste und über Störungen im Gestein gegeben. Die neuen Projekte betreffen allerdings andere Lagerformationen.

Ferner kann nicht ausgeschlossen werden, dass Wasserstoff verfahrenstechnisch oder elektrochemisch aus weiteren fossilen Energieträgern hergestellt und in entsprechende Infrastruktur gelangt, denn ein Herkunfts- oder Zertifizierungssystem für Wasserstoff ist weder zurzeit vorhanden noch ist es absehbar. Eine solche Entwicklung könnte die Transformation zu einer Stromerzeugung aus Erneuerbaren letztlich hemmen statt fördern.

Andererseits kann Wasserstoff auch aus biogenen Kohlenstoffträgern über das beschriebene Verfahren gewonnen werden oder eine zentrale Rolle mit Blick auf die nicht-energetische Verwendung von Wasserstoff in Teilen der Industrie in der Dekarbonisierung der Industrie spielen.

Ein Gespräch wird befürwortet. Dies auch, um die aus BMU-Sicht offenen Fragen anzusprechen und Fakten aus Sicht des Unternehmens zu sammeln.

VII. Beantwortung von Schreiben, Bürgeranfragen etc.

1. Rechtliche Stellungnahme Schreiben auf ein Schreiben eines EVU an MdL Michael R. Hübner (27.01.2020)

Der zügige Ausbau und die Modernisierung der Übertragungs- und Verteilnetze ist die Voraussetzung für eine gute Integration der Erneuerbaren. Zugleich muss durch den

regulatorischen Rahmen jedoch sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber für die Durchleitung von Strom- und Gas in ihren Netzen keine überhöhten Entgelte verlangen, denn Netze sind ein natürliches Monopol. Das Gesamtvolumen der Netzentgelte beträgt jährlich aktuell rund 25 Milliarden Euro. Vorgaben zur Berechnung der Erhebungsbasis für die Netzentgelte finden sich in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die im Jahr 2016 umfassend überarbeitet wurde. Eine wichtige Neuerung war, dass der Zeitverzug für die Refinanzierung von Investitionen beseitigt wurde. Bislang kam es hierbei zu Verzögerungen von bis zu 7 Jahren, da sich die Refinanzierung über die Dauer einer Regulierungsperiode (5 Jahre) erstreckte. Nach der neuen Rechtslage findet ein jährlicher Abgleich und daher eine zeitnahe Refinanzierung statt. Für Abschreibungen gilt dies entsprechend. Zur Sicherstellung bereits getätigter Investitionen zwischen 2008 und 2016 wurde jedoch der Zeitverzug bei der Berücksichtigung der Abschreibungen (sog. „Sockeleffekt“) bis zum Ende der 3. Regulierungsperiode (2021 im Gas, 2022 im Strom) beibehalten. Hierdurch wird den Netzbetreibern eine zusätzliche Rendite zugebilligt. Eine Ausweitung über diesen Zeitraum hinaus erscheint jedoch nicht sachgerecht, da dies einem angestrebten Gleichlauf der Berücksichtigung von Investitionen und Abschreibungen zuwiderlaufen würde. Das führt zu einer erhöhten Rendite der Netzbetreiber und einer zusätzlichen Kostenbelastung der Netznutzer.

Auch die vom EVU vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erhöhung der EK-Verzinsung sind nicht zielführend. Die EK-Verzinsung ist der eigentliche „Gewinn“ der Netzbetreiber und wird von der BNetzA berechnet. Ende 2016 hatte die BNetzA die Eigenkapitalzinssätze für die 3. Regulierungsperiode von 9,05 auf 6,91 Prozent für Neuanlagen und von 7,14 auf 5,12 Prozent für Altanlagen gesenkt. Hiergegen sind die Netzbetreiber rechtlich vorgegangen; der Bundesgerichtshof hat die Vorgehensweise der BNetzA jedoch bestätigt und ihr insoweit einen weiten Beurteilungsspielraum zugebilligt. Eine Erhöhung der EK-Zinssätze ist nicht der richtige Weg um dringend erforderliche Investitionen anzustoßen. Hierfür bedarf es vielmehr einer Novellierung der ARegV, die vor allem Investitionen in intelligente und innovative Lösungen anreizt.

2. Auszug aus der Bewertung der Darstellung zum Klimaschutz-Potenzial von Fracking für eine Stellungnahme zu einer Anfrage an Frau Ministerin

Weniger als 10 % des inländischen Erdgasbedarfs werden noch aus heimischen Vorkommen gedeckt. Die Tendenz ist aufgrund der zur Neige gehenden Vorkommen sinkend. Zusätzliche Mengen könnten ggf. nur dann erschlossen werden, wenn der derzeit geltende Rechtsrahmen für Fracking in Deutschland geändert werden würde. Entsprechende Änderungen - insbesondere eine Lockerung des Verbots des kommerziellen unkonventionellen Frackings - sind allerdings weder geplant, noch wäre dafür eine Akzeptanz vorhanden. Daher gibt es die in der Anfrage an Frau Ministerin genannten Potenziale in Deutschland allenfalls theoretisch.

BMU ist auch der Auffassung, dass der Einsatz von Erdgas im Vergleich zum Einsatz von Braun- und Steinkohle derzeit Klimaschutzvorteile mit sich bringt. Allerdings ist auch Erdgas ein fossiler Energieträger und kann damit zwar kurz- und mittelfristig zum Klimaschutz beitragen. Nimmt man die internationalen und nationalen Klimaziele ernst und strebt für 2050 weitgehende Treibhausgasneutralität an, kann Erdgas spätestens dann keine Rolle

mehr haben, denn die dann noch zulässigen Emissionen werden Industrie und Landwirtschaft zugeordnet werden müssen.

In Anbetracht dessen sieht BMU auch kurz- und mittelfristig eine transformative Rolle für den Einsatz von Erdgas vor. Deshalb sollten „stranded investments“ vermieden werden. Das heißt, dass aus hiesiger Sicht keine wesentlichen, zusätzlichen Investitionen in die inländische Erdgasinfrastruktur notwendig sind. Investitionen sollten vor allem in den Ausbau erneuerbarer Energien und in Energieeffizienz erfolgen.

VIII. Begleitende Teilnahme an Projektsitzungen, Arbeitskreisen und Gesprächsterminen

- Teilnahme am UBA/BMU Jour Fixe zu Biomassethemen
- Teilnahme an Hausbesprechungen der Abt. IK zu aktuellen energierechtlichen Entwicklungen
- Teilnahme an der Arbeitsgruppe intelligente Netze und Zähler des BMWi am 19.03.2019
- Teilnahme an der Vorstellung des 2. Entwurfs des NEP 2030 mit Stand 2019 am 30.04.2019
- Teilnahme an der Auftaktsitzung des Forschungsvorhabens „Klimaschutzpotenziale der Digitalisierung“ am 28.05.2019
- Teilnahme an der AG Systemsicherheit des BMWi am 03.06.2019
- Teilnahme an Sitzungen des Dialogprozesses Gas 2030 des BMWi am 13.03.2019
- Teilnahme an lfd. Projektsitzungen im UBA Vorhaben zu Potenzialen von Biogas aus Gülle und Abfall
- Teilnahme an der Arbeitsgruppe intelligente Netze und Zähler des BMWi am 02.09.2019
- Teilnahme an Projektsitzung des Forschungsvorhabens Künftige Finanzierung der Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien am 22.10.2019
- Teilnahme an Sitzungen der BMU Arbeitsgruppe PtX („PtX AG“)
- Teilnahme an der AG-Sitzung intelligente Netze und Zähler des BMWi am 13.11.2020
- Teilnahme an Planungsgespräch mit Umweltbundesamt zu einzelnen Forschungsthemen am 25.02.2020
- Teilnahme an Projektsitzung des Forschungsvorhabens zum Beschleunigten Verteilnetzausbau am 12.03.2020
- Teilnahme an Studienvorstellung Stromnetz 2050 der TransnetBW GmbH am 22.04.2020
- Teilnahme an Sitzungen der BMU Arbeitsgruppe PtX („PtX AG“)
- Teilnahme an Besprechungen im Rahmen des Gasdialogs 2030 des BMWi
- Teilnahme an einer Projektsitzung zum Forschungsvorhaben Energiespeicher am 24.06.2020 sowie an mehreren Telefonkonferenzen
- Teilnahme an Projektsitzungen und Abstimmungen, unter anderem Vorbereitungs- und Auftaktgespräch, im Vorhaben „Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz“

- Teilnahme an Treffen zur Abstimmung einzelner Themen für die Beteiligung des BMU an der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS)
- Teilnahme an einer Projektbesprechung von GO4Industry (EN 16325-Projekt) am 24.02.2021 sowie weiteren Webkonferenzen
- Teilnahme am UBA/BMU Jour Fixe zu Biomassethemen
- Teilnahme an Hausbesprechungen der Abt. IK zu aktuellen energierechtlichen Entwicklungen.

D. Vergleich des Standes des Vorhabens mit der ursprünglichen (bzw. mit Zustimmung des AG geänderten) Arbeits-, Zeit- und Kostenplanung

Die erbrachten Leistungen entsprechen der für das Projekt angesetzten Arbeits-, Zeit- und Kostenplanung.

E. Aufwand für die erbrachten Leistungen

Die im Rahmen dieses Vorhabens erbrachten Leistungen umfassten einen Arbeitsaufwand von insgesamt 739,5 Arbeitstagen, davon 103 Arbeitstage im letzten Abrechnungszeitraum 01.11.2021 bis 31.05.2022.

Berlin, den 03.06.2022



BH&W (i.V. auch für IKEM)