

Berlin, 12. November 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Positionspapier

Vorschläge zum Bürokratieabbau in der Energie- und Wasserwirtschaft

Version 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Hintergrund	3
2	Abbau von Berichts- und Informationspflichten	4
2.1	Jährliche Vereinfachung des Monitorings	4
2.2	Vereinfachungen im Bereich Biogas, insbesondere der Nachhaltigkeitszertifizierung	4
2.3	Vereinfachung und Verschlinkung der Stromkennzeichnung	5
2.4	Streichung der Pflicht zur öffentlichen Bekanntgabe bei Änderung der technischen Anschlussbedingungen	6
3	Weitere Entlastungsvorschläge	6
3.1	Probabilistik bei der artenschutzrechtlichen Signifikanzbewertung	6
3.2	Pflichtverstöße/Strafzahlungen im EEG	7
3.3	Im EnWG anpassen: BImSchV als Anzeigeerfordernis	7
3.4	Vollständige Digitalisierung der Beteiligung im Bauleitplanverfahren	8
3.5	Sonderregelung Marktintegrationslagen (MIM-Anlagen)	8
3.6	Ausfallvergütung für Anlagen > 100 kW	9
3.7	Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen an Land	9
3.8	Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen gem. EEG	10
3.9	Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für wasserwirtschaftliche Vorhaben	11
3.10	Ermessensentscheidungen im Wasserrecht	11
3.11	Ausnahmeregelungen bei Gefährdung der Trinkwasserversorgung	12
3.12	Wasserinfrastrukturvorhaben in § 48 Abs. 1 VwGO	12

1 Hintergrund

Die Energiewende ist das größte Transformationsprojekt in der Geschichte der Energiewirtschaft. Eine erfolgreiche Energiewende ist eng mit Energiesouveränität, wirtschaftlicher Entwicklung und nicht zuletzt dem Klimaschutz verbunden. Gleichzeitig ist die Energiewirtschaft stark überproportional von bürokratischen Belastungen betroffen: Von den rund 10.600 bestehenden Informationspflichten entfallen 1.059, also 10 Prozent allein auf die Energiewirtschaft. Über 15.000 Einzelnormen muss die Energiewirtschaft im Tagesgeschäft beachten. Jährlich entstehen so fast 1,5 Mrd. Euro Bürokratiekosten für die Unternehmen. Während der Bürokratiekostenindex für die Gesamtwirtschaft in etwa gleichgeblieben ist, ist er für die Energiewirtschaft seit 2021 um rund 30 Prozent gestiegen.

Ebenso wie die Energiewirtschaft ist die Wasserwirtschaft von bürokratischen Belastungen betroffen, während sie sich gleichzeitig wachsenden Herausforderungen gegenüberstellt. Jährlich muss die Wasserwirtschaft etwa 9,9 Millionen Stunden aufwenden, um allen Normen und Vorschriften zu genügen. Jedes Jahr fällt ein Erfüllungsaufwand von über 2 Mrd. Euro an.

Die kontinuierliche Erweiterung von Gesetzen, Verordnungen und Festlegungen für die Energie- und Wasserwirtschaft auf Bundes- und Landesebene und durch Behörden beanspruchen in den Unternehmen und bei zuständigen Behörden unnötig personelle und finanzielle Ressourcen. Es muss unbedingt vermieden werden, knappe Ressourcen in verzichtbaren Prozessen zu binden (siehe auch [Faktenbroschüre](#) des BDEW). Auch die Vielzahl von Informations- und Meldepflichten – zum Teil mehrfach und ohne zentrale Koordination abgefragt – stellen eine hohe und unnötige Belastung für die Unternehmen dar. Unbürokratische, planbare und verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen sind jedoch eine Gelingensbedingung für eine effiziente Transformation, wie u.a. die diesjährige [Stadtwerke studie](#) von BDEW und EY zeigt.

Neben grundsätzlichen Ansätzen zur Bürokratievermeidung, wie dem Once-Only-Prinzip ([siehe hierzu Diskussionspapier des BDEW](#)), 1:1-Umsetzungen von EU-Vorgaben und dem One-In-One-Out-Ansatz muss der direkte Abbau von Bürokratie mit langem Atem und viel Sorgfalt vorangetrieben werden. **Es gilt, Bürokratie im Kleinen wie im Großen abzubauen. Eine „silver bullet“ des Bürokratieabbaus gibt es nicht.**

Mit der Modernisierungsagenda will die Bundesregierung entscheidende Schritte für modernere Prozesse und weniger Bürokratie gehen. Mit diesem Positionspapier macht der BDEW diesbezüglich zahlreiche konkrete Vorschläge. Allein der Umfang zeigt: **ein eigenes Bürokratierückbaugesetz für die Energie- und Wasserwirtschaft ist nötig und sinnvoll.** Der BDEW wird dieses Dokument laufend überarbeiten und weitere Vorschläge sowohl in dieses Dokument als auch in laufende Gesetzgebungsverfahren einbringen.

2 Abbau von Berichts- und Informationspflichten

2.1 Jährliche Vereinfachung des Monitorings

Betroffene Norm: §§ 35 und 63 Abs. 3 EnWG (Monitoringbericht),

Problembeschreibung: Der hohe Umfang der Erhebungen zum jährlichen Monitoringbericht der BNetzA und des Bundeskartellamtes gemäß §§ 35 und 63 Abs. 3 EnWG für alle Unternehmen und Wertschöpfungsstufen der Strom- und Gaswirtschaft erfordert für die Unternehmen einen extrem hohen Aufwand. Die vorgesehenen Fragebögen beinhalten eine Vielzahl von Erhebungsmerkmalen, deren Ermittlung in den Energieversorgungsunternehmen immer mehr Ressourcen bindet und hohe Kosten verursacht. Der Umfang der Fragebögen und analog die Belastung der Unternehmen ist dabei seit Einführung der Monitoringberichte im Jahr 2006 stetig gewachsen- häufig ohne erkennbaren Mehrwert.

Verbesserungsvorschlag/Forderung: Für den Monitoringbericht 2024 wurde bereits ein reduzierter Fragenkatalog verwendet. Von den rund 550 Fragen/Fragenkomplexen wurde im Rahmen der damaligen Erhebung rund ein Drittel gestrichen. Der BDEW sieht allerdings weiteres Potential zur Verschlinkung für die Erhebungen in den nächsten Jahren.

Weitere signifikante Reduzierung des Fragenkatalogs des Monitoringberichts der BNetzA und des Bundeskartellamtes ist notwendig.

2.2 Vereinfachungen im Bereich Biogas, insbesondere der Nachhaltigkeitszertifizierung

Betroffene Normen: u. a. Betroffene §§: EEG z. B. zum Einsatzstofftagebuch, § 27 EEG 2012, RED II, Art. 29 BioSt-NachV, BioKraft-NachV, EEG 20xx und EEG 2021/2023, § 90 EEG, BEHG, § 7 EBeV 2030, MRR EU ETS, EEG § 44 b, BImSchG, 38.BImSchV Durchführungsverordnung (EU) 2022/996, RED II, Art. 30 (Anrechenbarkeit auf EE-Ziele der MS), RED II, Art. 19 (GO/HKN) -> HkNRG (zukünftig), RED II, Art. 29, EU-Taxonomie (freiwillig), GHG-Protokoll (freiwillig)

Belastung: Biomethananlagen müssen aktuell in zu vielen Registern parallel registriert werden, v. a.:

- › Marktstammdatenregister der BNetzA,
- › Nationales Emissionshandelsregister (nEHS-Register),
- › NaBiSy der BLE,
- › Herkunftsnachweisregister des UBA,
- › Massenbilanzsystem, z. B. Dena-Biogasregister.

Dies führt zu einem unnötigen Verwaltungsaufwand und widerspricht auch dem Zweck des Marktstammdatenregisters, ein „one-stop-shop“-Register zu sein (Zielstellung des Wirtschaftsministeriums bereits vor einigen Jahren).

Verbesserungsvorschlag: Vereinheitlichung der Nachweisführung (Massenbilanz inkl. Eigenschaften wie Nachhaltigkeitsnachweis und THG-Minderung) von Biomasseproduktion über die Biogas-/Biomethanproduktion bis hin zu Handel und Konversionsanlagemittels eines sektübergreifenden Registers für Biogas/Biomethan oder Erneuerbare oder Einführung eines automatisierten Datenabgleichs.

2.3 Vereinfachung und Verschlankung der Stromkennzeichnung

Betroffene Norm: § 42 EnWG i.V.m § 42a EnWG und §§ 79, 79a EEG)

Belastung: Eine Reduzierung der Stromkennzeichnung auf das notwendige Maß führt zu einer fokussierten und damit einhergehenden Erhöhung des Verständnisses für Letztverbraucher und Reduzierung des bürokratischen Aufwandes für Energielieferanten. Darüber hinaus gibt es Restriktionen hinsichtlich der Zulässigkeit der Entwertung von Herkunftsnachweisen durch Marktteilnehmer, welche in bürokratischem Mehraufwand und finanziellen Zusatzbelastungen resultieren

Verbesserungsvorschläge:

Fokussierung der Stromkennzeichnung durch alleinige Ausweisung des individuellen Produkt-/Kundenmix für aus dem Netz bezogene Energiemengen und einer Bundesdeutschen Vergleichsgröße (Anpassung § 42 Abs. 1, 3, 3a EnWG).

Entfall der nicht notwendigen und verwirrenden **Ausweisung des Unternehmensmix** und verbleibenden Energieträgermix (Anpassung § 42 Abs. 1, 3, 3a EnWG).

Entfall der wenig verständlichen und stark erklärungsbedürftigen **regionalen Grünstromkennzeichnung** (Anpassung § 42 Abs. 5 EnWG) und der **Mieterstromausweisung** (Anpassung: § 42a Abs. 5 EnWG) in Anlehnung an die Regelungen der Gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung (§ 42b Abs. 4 Nr. 1 EnWG).

Ausweisungsmöglichkeit der **Stromkennzeichnung in digitaler Form** (z.B. über QR-Code-Verweis) statt verpflichtenden Abdruckes in den Rechnungen und Werbematerial (Anpassung § 42 Abs. 1 EnWG).

Entfall der Berücksichtigung von Strom aus **erneuerbaren Energien als Anteil** des berechneten Energieträgermixes nach Maßgabe des § 42 Abs. 4 EnWG (Streichung § 42 Abs. 5 Nr. 3 EnWG).

Zulässigkeit der **Entwertung von Herkunftsnachweisen** bzw. Etablierung eines direkten Entwertungsrecht für Marktteilnehmer für die Belieferungen von Netzverlustenergie und für die Eigenversorgung/Selbstbeschaffung von Energiemengen (u.a. direkter Börsenbezug).

Fokussierung der **Stromkennzeichnung** rein auf die **Vorgaben der Strombinnenmarkt-Richtlinie** und RED II/III.

2.4 Streichung der Pflicht zur öffentlichen Bekanntgabe bei Änderung der technischen Anschlussbedingungen

Betroffene Norm: § 4 Abs. 4, § 20 NAV

Belastung: Netzbetreiber sind nach der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) verpflichtet, bei Änderungen ihrer Technischen Anschlussbedingungen (TAB) zuvor eine „öffentliche Bekanntgabe“ ebendieser Änderungen durch eine Mitteilung in der regionalen Tagespresse durchzuführen. Gerade in größeren Netzgebieten führt dies aufgrund der Vielzahl regionaler Zeitungen zu einem erheblichen Aufwand und hohen Kosten. Durch den technischen Fortschritt gibt es zudem sehr viel öfter den Bedarf, dass Netzbetreiber in ihren TAB's Änderungen vornehmen müssen.

Die Veröffentlichung der Änderungen über die regionale Tagespresse ist nicht mehr zeitgemäß. Zudem werden heute schon die TAB aller Netzbetreiber über die Internetplattform VNBDigital gemäß § 14e Abs. 2a EnWG verlinkt. Hier können Interessierte also unkompliziert, zentriert und schnell zu den TAB der jeweiligen Netzbetreiber gelangen.

Verbesserungsvorschlag: Streichung der Pflicht zur „öffentlichen Bekanntgabe“ nach § 4 Abs. 3 in Verbindung mit § 20 NAV als Voraussetzung für eine wirksame Änderung der TAB.

3 Weitere Entlastungsvorschläge

3.1 Probabilistik bei der artenschutzrechtlichen Signifikanzbewertung

Betroffene Norm: § 45b Abs. 3 BNatSchG

Belastung: Für die artenschutzrechtliche Signifikanzbewertung nach § 45b BNatSchG fehlt bisher ein Bewertungsmaßstab. Der Umfang der Artenschutz-Gutachten umfasst i. d. R. fünf Aktenordner. Die sogenannte Habitatpotentialanalyse (HPA) soll zeitnah als Instrument zur Widerlegung des Tötungsrisikos eingeführt werden und neben die Raumnutzungsanalyse (RNA) gestellt werden. Während die RNA sehr zeitintensiv ist, ist die HPA ein kompliziertes Instrument mit zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffen.

Verbesserungsvorschlag: Einführung der Probabilistik als der HPA überlegenes Bewertungsinstrument: Die Einführung der probabilistischen Methode zur Bestimmung der Signifikanz kann die Bewertung erheblich vereinfachen und beschleunigen. Die Methode wird fortlaufend auf weitere Vogelarten ausgeweitet und setzt auf verlässliche Datenbasen und wissenschaftliche Erkenntnisse. Anstatt auf langwierige verbalargumentative Gutachten zu setzen, wird das Verfahren so durch eine standardisierte Berechnung vereinfacht. Vor diesem Hintergrund sollte die Probabilistik bei Verfügbarkeit den Vorzug vor der HPA bei der Widerlegung des Tötungsrisikos erhalten und ebenso im BNatSchG verankert werden.

3.2 Pflichtverstöße/Strafzahlungen im EEG

Betroffene Norm: § 52 EEG 2023

Belastung: Die durch das EEG 2023 eingefügte, gestufte Sanktionsmechanik des § 52 EEG 2023 führt zu signifikanter bürokratischer Belastung bei Netzbetreibern. Die Regelung führt zu erheblichen Abwicklungsproblemen v.a. durch Sanktionierung mit kleinen Beträgen (weit unter dem Verwaltungsaufwand). Dies macht sich insbesondere an den Sanktionszahlungspflichten selbst für Kleinst-Anlagen mit Kleinst-Beträgen von 1,20 Euro/Kalendermonat bemerkbar. Außerdem sieht die Regelung Korrekturabrechnungen für die Vergangenheit vor, weil sich nachträglich die Sanktion geändert hat, ohne dass dies zeitlich limitiert ist.

Zu besonders viel unnötigem Aufwand für alle Beteiligten führt die Sanktion bei nicht rechtzeitiger Anmeldung zu einer Veräußerungsform (§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023). An deren Stelle sollte die alleinige Ablehnung über die Marktkommunikation bei fristgerechter Anmeldung treten. Im Übrigen hat für kleinere Anlagen hier bereits die Einführung der unentgeltlichen Abnahme und die automatische Zuordnung zu dieser Veräußerungsform bei Nichtmeldung für sinnvolle Lösungen geführt.

Verbesserungsvorschlag: Streichung der nachträglichen Änderung von Sanktionen bzw. Begrenzung auf das jeweils vorangegangene Kalenderjahr. Hier würde eine einheitliche Strafzahlung bei Pflichtverstößen mit einer Abrechnung/Monat zu einer erheblichen Entlastung führen. Es entstünden geringere Belastungen bei Netzbetreibern durch die Anwendung von § 52 EEG 2023 bei Forderungsermittlung und -durchsetzung. Streichung von § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023.

3.3 Im EnWG anpassen: BImSchV als Anzeigerfordernis

Betroffene Normen: § 4 der 26. BImSchV, § 43ff EnWG

Belastung: Die Prüfung der strengen Vorsorgeanforderungen des Minimierungsgebots für elektrische und magnetische Felder nach § 4 der 26. BImSchV (Verordnung über elektromagnetische Felder), nach denen „die von der jeweiligen Anlage ausgehenden elektrischen,

magnetischen und elektromagnetischen Felder nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Gegebenheiten im Einwirkungsbereich zu minimieren“ sind, erfordert in vielen Fällen viel Aufwand, ohne dass eine signifikante Minderung der Felder damit verbunden wäre.

Verbesserungsvorschlag: Eine Klarstellung, dass bei einer Unterschreitung der geltenden Grenzwerte um die Hälfte den Vorsorgeanforderungen ausreichend Rechnung getragen wird und eine Minimierungsprüfung entfallen könnte, würde erhebliche Erleichterungen mit sich bringen. Daneben wäre es ebenfalls hilfreich, wenn eine gesetzliche Klarstellung erfolgen würde, dass auch im Rahmen des fachplanerischen Abwägungsgebots eine Feldstärke von der Hälfte des Grenzwerts nicht mehr abwägungserheblich wäre.

3.4 Vollständige Digitalisierung der Beteiligung im Bauleitplanverfahren

Betroffene Norm: § 3 BauGB

Belastung: Die analoge Auslegung von Bauleitplänen (neben der digitalen Veröffentlichung) bringt zusätzliche (redundante) Belastungen mit sich.

Verbesserungsvorschlag: Wegfall der obligatorischen analogen Auslegung und die Implementierung des Grundsatzes der ausschließlichen digitalen Veröffentlichung in § 3 BauGB.

3.5 Sonderregelung Marktintegrationslagen (MIM-Anlagen)

Betroffene Norm: § 33 Abs. 4 EEG 2012

Belastung: Aufgrund der Anforderungen in § 33 Abs. 4 EEG 2012 müssen Marktintegrationsanlagen (MIM-Anlagen), also grundsätzlich Aufdach-Solarstromanlagen, die ab 1. April 2012 bis 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, eine separate Erzeugungsmessung für die entsprechenden MIM-Module haben. Zudem besteht eine Pflicht zum 10%igen Eigenverbrauch.

Verbesserungsvorschlag: Streichung der Vorgabe einer separaten Erzeugungsmessung für entsprechende MIM-Module, um bei Erweiterungen keinen Aufwuchs mehr mit Messkonzepten in der Kaskade entstehen zu lassen (Generatorzähler wird nach aktuell geltendem EEG nicht mehr benötigt). Damit würde eine vereinfachte Messung (keine Kaskade), eine vereinfachte Abrechnung, eine vereinfachte Anlagenerweiterung und eine Minimierung von Kundenbeschwerden erreicht werden. Zudem Streichung der gesetzlichen und entsprechend sanktionierten Pflicht eines 10%igen Eigenverbrauchs. Aufgrund aktueller Tendenzen werden diese Anlagen vorwiegend in Überschusseinspeisung betrieben werden. Entsprechende Regelungen waren im Regierungsentwurf des EnWG-Omnibus-Gesetzes bereits vorgesehen, das aber wegen Bruchs der letzten Regierungskoalition nicht weiterverfolgt worden ist. Der BDEW

erwartet daher, dass diese Regelungen in der anstehenden EEG-Novelle berücksichtigt werden.

3.6 Ausfallvergütung für Anlagen > 100 kW

Betroffene Norm: § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG

Belastung: Die Ausfallvergütung kann bis zu einer Dauer von 3 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten, max. aber 6 Kalendermonate pro Kalenderjahr, in Anspruch genommen werden. Die derzeitigen Regelungen zur Direktvermarktung zwingen Netzbetreiber zu sehr komplexen und zeitraubenden Prüf- und Umsetzungsprozessen. Insbesondere hervorzuheben sind folgende Punkte:

- › Die nachträgliche Korrektur der Bilanzkreiszuordnung der Stromeinspeisung einer Anlage in der Direktvermarktung, die sich nach der Inbetriebnahme als nicht förderfähig herausstellt, ist in den Marktprozessen nur zeitlich begrenzt vorgesehen und erfordert regelmäßig aufwändige Einzelfallklärungen zwischen Netzbetreiber und Direktvermarkter.
- › Bei der Ausfallvergütung ist die Überwachung der Fristen und Begrenzungen IT-technisch hochkomplex und in der Umsetzung aufwändig und fehleranfällig.
- › Die Frist zur Mitteilung des erstmaligen Einstiegs in eine Veräußerungsform und die zugehörige Zahlung bei Verstoß gegen diese Frist ist nicht praxisgerecht, da die Bilanzkreisankmeldung erst nach Zählereinbau möglich ist, welcher häufig erst kurz vor der Inbetriebnahme der Anlage erfolgt.

Verbesserungsvorschlag: Die Ausfallvergütung sollte sich lediglich über eine bestimmte Maximalzahl von aufeinanderfolgenden Monaten erstrecken, die so zu bemessen ist, dass nach der allgemeinen Erfahrung ein Wiedereinstieg in die verpflichtende Direktvermarktung möglich ist. Regelungen zur Präzisierung der Vorgaben für die Ausfallvergütung waren im Regierungsentwurf des EnWG-Omnibus-Gesetzes bereits vorgesehen, das aber wegen Bruchs der letzten Regierungskoalition nicht weiterverfolgt worden ist. Der BDEW erwartet daher, dass diese Regelungen in der anstehenden EEG-Novelle berücksichtigt werden.

3.7 Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen an Land

Betroffene Norm: § 36h Abs. 1 i. V. m. § 36j EEG

Belastung: Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den anzulegenden Wert auf Grundlage des Zuschlagswerts und des Korrekturfaktors des Gütefaktors auf Basis eines vom Anlagenbetreiber vorzulegenden Gutachtens zu berechnen. Der anzulegende Wert muss nach 5, 10 und 15 Jahren überprüft und ggf. auch rückwirkend angepasst werden. Zu viel oder zu wenig geleistete

Zahlungen oberhalb einer Bagatellgrenze müssen ausgeglichen werden. Rückzahlungsansprüche des Netzbetreibers müssen verzinst werden.

Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Berechnung durch den Netzbetreiber erfolgen soll, zumal der Gütefaktor nach § 36h Abs. 3, 4 EEG durch ein vom Anlagenbetreiber zu beauftragendes Gutachten nachgewiesen werden muss. Die Erstellung eines solchen Gutachtens ist für die Validität der Berechnung ausreichend. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass durch die möglichen Zusatzgebote nach § 36j EEG die Komplexität der Berechnung weiter zunimmt. Im Kontext mit der vorgesehenen regelmäßigen Überprüfung nach § 36h Abs. 2 EEG entsteht dem Netzbetreiber ein unnötig hoher Zusatzaufwand und das Risiko, den anzulegenden Wert falsch zu berechnen. Die Berechnung des anzulegenden Werts sollte daher Bestandteil des Gutachtens zum Nachweis des Gütefaktors sein.

Verbesserungsvorschlag: Bezüglich der rückwirkenden Abrechnungskorrekturen im Zuge der turnusmäßigen Überprüfung sollte zumindest gesetzlich klargestellt werden, dass die ggf. erforderlichen Ausgleichszahlungen nicht als nachträgliche Korrekturen für die vorangegangenen Kalenderjahre im Sinne von § 20 EnFG zu behandeln sind, sondern als zusätzliche Abrechnung im Jahr der Überprüfung des anzulegenden Werts (d.h. keine Stornierung und Neuberechnung zurückliegender Abrechnungsjahre). Außerdem sollte auf die Verzinsung von Rückforderungsansprüchen verzichtet werden.

3.8 Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen gem. EEG

Betroffene Normen: §§ 38, 38h, 39 EEG

Belastung: Die Förderung für Solaranlagen des ersten Segments darf nur ausgezahlt werden, wenn zusätzlich zum erteilten Ausschreibungszuschlag von der BNetzA eine Zahlungsberechtigung ausgestellt wird. Der Anlagenbetreiber muss bei Gebotsabgabe für Solaranlagen des zweiten Segments einen Projektsicherungsbeitrag an die BNetzA bezahlen, der nach Zuschlagserteilung von der BNetzA an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber überwiesen wird. Der Verteilnetzbetreiber muss nach Inbetriebnahme der Anlage den Projektsicherungsbeitrag dem Anlagenbetreiber auszahlen und kann sich diesen vom Übertragungsnetzbetreiber erstatten lassen.

Verbesserungsvorschlag: Hinsichtlich der Zahlungsberechtigung für Solaranlagen des ersten Segments fordert der BDEW eine abschließende Prüfung der Sachlage durch die BNetzA und nicht durch den Netzbetreiber. Dies gilt insbesondere für die Vorlage einer baulichen Anlage, eines Bebauungsplans und eines Moorbodens. Auch das Verfahren für den Projektsicherungsbeitrag für Solaranlagen im zweiten Segment ist unnötig aufwändig ausgestaltet. Analog zu den bei anderen Ausschreibungssegmenten von den Anlagenbetreibern bei der BNetzA zu hinterlegenden Sicherheitszahlungen sollte die BNetzA auch die Projektsicherungsbeiträge nach

Inbetriebnahme der Anlage wieder unmittelbar dem Anlagenbetreiber erstatten. Hierfür hat der Anlagenbetreiber der BNetzA den Zeitpunkt und den Umfang der Realisierung entsprechend nachzuweisen.

3.9 Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für wasserwirtschaftliche Vorhaben

Betroffene Normen: §§ 8 ff. Wasserhaushaltsgesetz

Belastung: Der Aufwand zur Erlangung langfristiger Gewässerbenutzungen und auch bei der Verlängerung von bestehenden Genehmigungen ist extrem hoch. Unter anderem muss der Bedarf nachgewiesen werden, der Einfluss auf den Wasserkörper dargestellt werden und Wechselwirkungen mit dem Naturschutz aufgezeigt werden. Die Genehmigungsprozesse dauern dabei bis zu zehn Jahre. Dabei müssen regelmäßig Aktualisierungen von Unterlagen vorgenommen werden.

Verbesserungsvorschlag: Durch eine konsequente Anwendung des bestehenden Vorrangs für die öffentliche Wasserversorgung und einer prima facie Betrachtung von bereits erteilten Genehmigungen würde eine erhebliche Beschleunigung und Entlastung für Betreiber und Wasserbehörden eintreten. Eine erleichterte Prüfung der Genehmigungen und eine Reduzierung von nicht notwendigen Prüfpflichten (im Rahmen von UVP, FFH, WRRL etc.) würde Verfahren beschleunigen, Kostenersparnis herbeiführen und die Wasserbehörden entlasten. Sinnvoll wäre zudem eine Aufhebung der UVP-Pflicht für Wasserentnahmen < 25 Mio. m³/a. Auch eine pauschale Verlängerung aller Wasserrechte um 15 Jahre sowie die Umwandlung von Wasserrechten zur Trinkwassergewinnung, die seit mehr als 50 Jahren bestehen, in unbefristete Wasserrechte würden erhebliche Vereinfachungen für die Unternehmen bedeuten. Auch in großen Verfahren könnte bei einem Vorrang für die öffentliche Trinkwasserversorgung der Abwärgaufwand erheblich reduziert werden. Vor allem die Kosten für Rechts-, Boden- und Wassergutachten würden entfallen oder seltener anfallen.

Weiterhin sollte eine Genehmigungsfiktion in Verbindung mit klaren Fristen für die Genehmigungsbehörden eingeführt werden. Handelt die Behörde innerhalb der Frist nicht, sollte auf Antrag des Betreibers eine Genehmigungsfiktion genutzt werden können.

3.10 Ermessensentscheidungen im Wasserrecht

Betroffene Norm: WHG

Belastung: Errichtung, Instandhaltung und der Betrieb von Wasserinfrastruktur (bspw. Verbundleitungen und Fernwasserleitungen) sind mit zu vielen unnötigen Aufwänden verbunden, die die Prozesse lähmen. Dabei wird mit Blick auf den Klimawandel, häufiger auftretende

Dürren und weitere Herausforderungen eine im Bedarfsfall zügige Ertüchtigung der Infrastruktur notwendig. Dies wird auch im Rahmen der nationalen Wasserstrategie deutlich.

Verbesserungsvorschlag: Aufnahme der Formulierung des „überragenden öffentlichen Interesses“ als ermessenslenkenden Grundsatz in das WHG (siehe auch oben). Dies würde auch im Rahmen der Errichtung, Instandhaltung und des Betriebs von Wasserinfrastruktur (vgl. der Regelung des § 2 EEG) zu erheblichen Erleichterungen führen. Zudem sollte für die Genehmigung eine Begrenzung der benötigten Unterlagen, klare Fristen für Behörden und eine Genehmigungsfiktion eingeführt werden, sollten die Fristen nicht gehalten werden.

3.11 Ausnahmeregelungen bei Gefährdung der Trinkwasserversorgung

Betroffene Norm: § 8 Abs. 2 WHG

Belastung: Die Genehmigungsverfahren für Maßnahmen zur Abwehr von konkreten Gefahren für Wasserressourcen sind zu langwierig.

Verbesserungsvorschlag: Erleichterungen für die Bewilligung zum Ergreifen von gefahrenabwehrenden Maßnahmen im Verfahrensrecht und der Besitzeinweisung sind auch für das Wasserrecht wünschenswert (und gehen auch über die engen Voraussetzungen des § 8 Abs. 2 WHG hinaus). Die Unternehmen der Wasserwirtschaft müssen in die Lage versetzt werden, zügig eigene Abwehrmaßnahmen ergreifen zu können.

3.12 Wasserinfrastrukturvorhaben in § 48 Abs. 1 VwGO

Betroffene Norm: §§ 48, 87b, 80c VwGO

Belastung: Ineffiziente gerichtliche Zuständigkeit sowie langwierige Gerichtsverfahren. Ein signifikanter Anteil, insbesondere bei umfangreichen Verfahren, wird schlussendlich nach der Er-fahrung der Wasserwirtschaft am VGH/OVG abschließend verhandelt.

Verbesserungsvorschlag: Erweiterung des Katalogs des § 48 Abs. 1 VwGO und damit Sicher-stellung der erstinstanzlichen Zuständigkeit des VGH/OVG statt des VG. Die Expertise der Fachsenate am VGH/OVG führen zu höherer Fachlichkeit und Zeitersparnis in Verfahren.

Durch Aufnahme wasserrechtlicher Verfahren in den Katalog des § 48 VwGO würden sich wei-tere positive Effekte der VwGO-Novelle entfalten: Erleichterungen bei Eilverfahren (§ 80c VwGO) sowie Verfahrensbeschleunigung im Beweisrecht (§ 87b VwGO).

Ansprechpartner

Tilman Schwencke

Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik

Telefonnummer: +49 30 300199-1090

tilman.schwencke@bdew.de

Martin Müller

Leiter KMU-Vertretung

Telefonnummer: +49 30 300199-1700

martin.mueller@bdew.de

Jonas Wiggers

Fachgebietsleiter Strategie und Politik

Telefonnummer: +49 30 300199-1067

jonas.wiggers@bdew.de

Rainer Lautenbacher

Fachgebietsleiter KMU-Vertretung

Telefonnummer: +49 30 300199-1717

rainer.lautenbacher@bdew.de