Berlin, 12. Mai 2026

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

Stellungnahme

Zur Festlegung zur Herausgabe von Energiemarkt-daten zur Weitergabe und Information nach § 111g EnWG (HEDWIG)

FESTLEGUNGSENTWURF

Frist: 13. Mai 2026

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 Einleitung 3

2 Allgemeiner Teil 3

3 Einzeldaten gemäß Anhang Datenerhebung 14

3.1 Strom 14

3.1.1 Netzeinspeisung disaggregiert (Anhang 4.2.3 und 4.2.4) 14

3.1.2 Nichtverfügbarkeiten (Anhang 4.4) 14

3.1.3 Systemdienstleistungen – Maßnahmen (Anhang 4.6.1) 15

3.1.4 Verbrauch – Lastgangsumme (betrieblich) (Anhang 4.7.1) 15

3.2 Gas 15

3.2.1 Ein- und Ausspeisungen (Anhang 2.2) 16

3.2.2 Füllstände (Anhang 2.6.1) 19

3.2.3 Nichtverfügbarkeit (Anhang 2.6.2) 19

3.2.4 Arbeitsgasvolumen (Anhang 2.6.4) 19

3.2.5 Speicher (Festlegungsentwurf 6.2.1.6, Bezug zu Anhang 2.6 und 3.2) 19

4 Zusammenfassung 21

1 Einleitung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 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 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Festlegung zur Herausgabe von Energiemarktdaten zur Weitergabe und Information nach § 111g EnWG (HEDWIG) bedanken wir uns herzlich.

Grundsätzlich unterstützt der BDEW Initiativen, die die Transparenz im Energiemarkt weiter verbessern und damit nicht nur Markt und Wettbewerb fördern, sondern auch erheblichen Mehrwert für Marktbeobachtung und Marktanalyse liefern. Dabei sollte der Aufwand für die beteiligten Unternehmen der Energiewirtschaft und Institutionen so gering wie möglich gehalten werden und beispielsweise dem Once-Only-Prinzip folgen. Die Regelungen zur Herausgabe von Energiemarktdaten zur Weitergabe und Information nach § 111g EnWG (HEDWIG) müssen die Ziele der Datensparsamkeit und Bürokratieentlastung berücksichtigen.

Auch die aktuelle Bundesregierung hat sich zum erklärten Ziel gesetzt, einen spürbaren Beitrag zu Bürokratievermeidung und Bürokratieentlastung zu leisten. Der aktuelle Koalitionsvertrag sieht u. a. vor:

- Datenerhebungen und Meldungen für Unternehmen werden reduziert (Rz 1976)
- Bürokratie in gesetzlichen Vorschriften wird reduziert (Rz 1969)
- Keine bürokratische Überfüllung bei der Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht (Rz 2012)
- One in, two out (Rz 1957)

Diese Ziele sollten gleichermaßen leitbildgebend auch für Behördenhandeln im Rahmen geltender Gesetze sein. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung auch mit der Modernisierungsagenda und auch mit der Föderalen Modernisierungsagenda entscheidende Schritte für modernere Prozesse und weniger Bürokratie gehen will.

2 Allgemeiner Teil

Der BDEW unterstützt alle politischen Aktivitäten, die zu einem Abbau oder zur Vermeidung übermäßiger Bürokratie führen, denn diese sind essenziell für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft sowie das Gelingen der Energiewende und der industriellen

Transformation zur Klimaneutralität. Aus Sicht des BDEW müssen nicht erforderliche bürokratische Pflichten für Unternehmen kontinuierlich reduziert und vereinfacht sowie unnötige neue Belastungen vermieden werden. Dies umso mehr, da die Energiewirtschaft entscheidend zur Dekarbonisierung, nicht nur in der Energieversorgung, sondern auch im Mobilitäts-, Wärme- und Industriesektor beiträgt. Jedoch sehen sich gerade diese Unternehmen mit einer besonders hohen bürokratischen Last konfrontiert. Dies verdeutlichen folgende Fakten:

- Die Unternehmen der Energiewirtschaft müssen aktuell über 1.050 Informationspflichten erfüllen. Für den gesamten Sektor der Energiewirtschaft beträgt der Erfüllungsaufwand zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben ca. 8,2 Mrd. €, davon entfallen allein 1,5 Mrd. € auf Bürokratiekosten zur Erfüllung von Informationspflichten, die teilweise in die Verbraucherpreise einfließen.
- Auf Bundesebene sind derzeit rund 96.500 Normen (in Form von einzelnen Paragrafen und Artikeln) in Kraft – davon 52.200 in Gesetzen und 44.300 in Rechtsverordnungen. Davon muss die Energiewirtschaft 15.500 Einzelnormen beachten. 16 % aller Bundesnormen gelten für die Energiewirtschaft. Dazu kommen noch diverse landes- und kommunalrechtliche Vorgaben.

Als einen wichtigen Beitrag zur Verwaltungsmodernisierung und als konkrete Entlastung für seine Mitglieder fordert der BDEW, das sogenannte Once-Only-Prinzip (OOP) konsequent in der Energiewirtschaft umzusetzen. Das bereits in Teilen der EU etablierte Prinzip sieht vor, dass Unternehmen ihre Daten nur einmal an eine öffentliche Stelle übermitteln müssen. Benötigen andere Behörden diese Informationen ebenfalls, greifen sie digital und zweckgebunden darauf zu – ohne erneute Abfrage bei den Unternehmen. Eine Erfüllung oder Annäherung an das Once-Only-Prinzip (OOP) sehen wir – wie später erläutert – durch die aktuellen Vorschläge des Eckpunktepapiers als nur bedingt gegeben an.

Generelle Einordnung des Festlegungsverfahrens im Verhältnis zu § 111g EnWG

Grundsätzlich gilt festzuhalten, dass der BDEW die Errichtung und den Mehrwert einer nationalen Transparenzplattform nicht in Frage stellt. Und dies nicht nur, weil damit die gesetzlichen Vorgaben gemäß § 111g (3) EnWG umgesetzt werden. Auch wir sehen den Mehrwert einer zentralen Veröffentlichungsplattform, die transparent, zeitnah und anschaulich relevante Daten der Energieversorgung zentral gebündelt erhebt und anschließend einer interessierten Öffentlichkeit, Politik und Unternehmen zur Verfügung stellt und somit Aufklärungsarbeit leistet, um die Chancen, aber auch die Herausforderungen einer in Transformation befindlichen Energieversorgung aufzuzeigen und mittels Abbau von Informationsasymmetrien mithelfen kann, die Akzeptanz für die Energiewende zu erhöhen. Zudem bietet sie auch erheblichen

Mehrwert für Marktbeobachtung und Marktanalyse durch verbesserte Vergleichbarkeit und praktische Nutzbarkeit der veröffentlichten Daten.

Zentral für die Realisierung dieses Mehrwerts ist die konsequente Umsetzung des Once-Only-Prinzips, des im Festlegungsentwurf formulierten Anspruchs, mittelfristig bestehende Meldepflichten, z.B. Monitoring nach § 35 EnWG und Maßnahmenmeldung nach § 13 EnWG durch die Erhebung nach § 111g EnWG zu ersetzen. Dafür muss ein konkreter Zeitplan angestrebt und kommuniziert werden. Im Festlegungsentwurf wird lediglich von der Möglichkeit des Ersetzens anderer Erhebungen gesprochen (II. 4., Paragraph 101 Festlegungsentwurf). Wir sind der Auffassung, dass eine zusätzliche Datenerhebung bereits vorhandener Daten durch die BNetzA zu vermeiden ist, um die nationale Transparenzplattform zu errichten.

Begrüßenswert ist die nun klare Benennung der Datenveröffentlichung in Abgrenzung zur Datenerhebung als zentralen Zweck der Festlegung, damit erhöht sich der potenzielle Mehrwert der Transparenzplattform. Aus Marktteilnehmersicht ist entscheidend, dass disaggregiert erhobene Daten möglichst auch in dieser Granularität unter Berücksichtigung fachlicher oder Geheimschutzgründen veröffentlicht werden.

Auch wenn sich die geplante Transparenzplattform vordergründig stark am Once-Only-Prinzip orientiert und für einige Unternehmen gegebenenfalls nur einen geringen Mehraufwand darstellt, sehen wir erheblichen Aufwand für die Primäreigentümer bzw. Verpflichteten und weisen deutlich auf folgende grundlegenden Kritikpunkte dazu hin:

- Eine weitergehende Erhebung zusätzlicher Kennzahlen, die über die auf anderen Plattformen bereits vorhandenen Daten hinausgeht, ist aus unserer Sicht nicht erforderlich, Eine zentralisierte Plattform existiert bereits in ähnlicher Form mit „SMARD - Strom- und Gasmarktdaten für Deutschland“ und kann zu gegebenem Zeitpunkt leicht um den Energieträger Wasserstoff erweitert werden. Mit „Energiedaten kompakt“ existiert ein weiterer Überblick, der die zahlreichen, im Rahmen der jährlichen Monitoringabfrage gesammelten Daten grafisch aufbereitet und zum Download bereitstellt. Die Pflicht zur Errichtung und zum Betrieb einer Plattform zwecks Umsetzung von EU-Vorgaben, die einen transparenten und wettbewerbsorientierten Energiemarkt fördern sollen – wie in den EU-Richtlinien zum Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt vorgesehen – ist mit den bestehenden Plattformen bereits erfüllbar, eine zusätzliche Erhebung für die geplante Transparenzplattform damit redundant und widersprüchlich zum Once-Only-Prinzip.
- Jegliches neues Datenreporting, wie es hier gefordert wird, schafft neuen bürokratischen Aufwand, da der Wegfall anderer Datenerhebungen bislang weder ersichtlich noch im Festlegungsverfahren konkret angelegt ist. Dieser Aufwand erzeugt allen Betroffenen Implementierungskosten, Kosten für den Unterhalt des Reportings und Personalaufwand.

Diese Mehraufwendungen binden knappes Fachpersonal und verzögern damit andere wichtige Vorhaben im Rahmen der Energiewende, beispielsweise Digitalisierung, Netzoptimierung etc. Angesichts der Absicht des Gesetzgebers, insbesondere in der aktuellen Lage, Energiekosten zu reduzieren, sind neue, zusätzliche Verwaltungskosten schwer zu vermitteln.

- Sowohl § 111g (1) EnWG als auch § 111g (2) EnWG sind lediglich Kann-Bestimmungen. Gemäß § 111g EnWG „kann“ die BNetzA Unternehmen verpflichten, nicht-personenbezogene energiewirtschaftliche Daten (z. B. zu Erzeugung, Transport, Handel, Vertrieb oder Verbrauch von Elektrizität, Gas oder Wasserstoff) zu melden. Verpflichtend für die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist nur § 111g (3) EnWG, der die Errichtung einer elektronischen Transparenzplattform fordert. Eine gesetzliche Verpflichtung zur Datenerhebung, wie sie beispielsweise das Statistische Bundesamt hat, ist daher aus § 111g EnWG nicht abzuleiten. Durch die oben beschriebenen Veröffentlichungen sind aus Sicht des BDEW sowohl die EU-Vorgaben bereits umfänglich erfüllt als auch die Erreichung der intendierten Ziele des § 111g EnWG ohne weitergehende Datenerhebung ermöglicht.
- Um die Vorgabe der Errichtung einer Transparenzplattform nach § 111g (3) EnWG zu erfüllen, ist es aus Sicht des BDEW eindeutig Aufgabe der Behörde, sich die Daten, die bereits an andere Stellen gemeldet und dort veröffentlicht wurden, zu beschaffen und zu verwenden. Der überwiegende Teil der Daten liegt bereits in digitalisierter Form vor, kann über bestehende Kanäle bezogen werden und ist über Schnittstellen automatisiert abrufbar. Darauf verweist die BNetzA auch selbst sowie auf die damit verbundenen europäischen und nationalen Rechtsgrundlagen, wie beispielsweise die EU-VO 2024/1789. Auch § 111g (3) EnWG besagt lediglich, dass die nach § 111d EnWG veröffentlichten Daten auch auf der nationalen Transparenzplattform bereitgestellt werden sollen. § 111d EnWG (1) verweist explizit auf die gemäß EU-VO 714/2009 übermittelten Daten der Übertragungsnetzbetreiber an ENTSO-Strom und deren Veröffentlichung durch ENTSO-Strom. Folglich können nicht die Unternehmen für die erneute, zusätzliche Datenbereitstellung verpflichtet und verantwortlich gemacht werden. Sollten dabei technische Inkompatibilitäten bezüglich der Schnittstellen auftreten, dürften diese lösbar sein.
- Als weitere Begründungen für eine Datenerhebung werden im Festlegungsentwurf die Erfüllung des Gebots der Datensparsamkeit sowie die Vermeidung von Doppelerhebungen genannt. Beide Aspekte werden mit den Vorschlägen des Festlegungsentwurfes aus unserer Sicht nicht erreicht, da die zusätzliche Datenerhebung der BNetzA und Veröffentlichung auf einer nationalen Transparenzplattform europäische gesetzliche Verpflichtungen zur Datenmeldung und Veröffentlichung nicht ersetzen kann. Dies wurde zudem im Expertenworkshop der BNetzA am 25. August 2025 durch die Aussage verstärkt, dass man

keine Weitergabe der Daten an europäische Institutionen vorsehe. Zudem hieß es, auch Meldepflichten im Rahmen des Energiesicherungsgesetz (EnSiG) blieben bestehen.

- Die Maßnahme stellt eine zusätzliche Datenerhebung dar, die für die meldenden Unternehmen einen erheblichen Implementierungsaufwand bedeutet, da zusätzliche Schnittstellen geschaffen oder bestehende Schnittstellen an die Anforderungen angepasst sowie gegebenenfalls Datenformate geändert werden müssen. Damit widerspricht das Festlegungsverfahren auch den im Koalitionsvertrag angestrebten Zielen zur Bürokratieentlastung. Zudem birgt die Datenerhebung die Gefahr von Dateninkonsistenzen, beispielsweise durch Änderung der physikalischen Einheiten bei den zu meldenden Werten.
- Zudem sieht das Verfahren aufwändige Delegationsprozesse von Zuständigkeiten zwischen Primäreigentümern und Datenlieferanten vor, die zusätzlichen Aufwand verursachen können. Im Zusammenhang mit diesen Delegationsprozessen hält der BDEW es für erforderlich, dass genauer ausgeführt wird, wie diese geregelt sind.

Aus den genannten Gründen sind wir der Auffassung, dass eine weitere, neue Datenerhebung nicht erforderlich ist und weiteren bürokratischen Aufwand impliziert. Wir plädieren dafür, dass die BNetzA allein auf vorhandene Datenquellen wie bspw. ENTSO-E, ENTSOG, GIE, ACER u. a. zurückgreift, um die nationale Transparenzplattform zu errichten. Die vorhandenen und abrufbaren Daten sind ausreichend, um den Zielen des § 1 EnWG zu dienen.

Zwar betonen wir als BDEW ebenfalls das Once-Only-Prinzip und stehen einer zentralen Datenplattform für die Energiewirtschaft positiv gegenüber, insbesondere wenn sie für alle beteiligten Akteure einen erheblichen Mehrwert für Marktbeobachtung und Marktanalyse liefert. Mit der im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Vorgehensweise sehen wir die maßgeblichen Ziele der Datensparsamkeit und Bürokratieentlastung jedoch nicht gegeben und sprechen uns daher in der im Festlegungsentwurf beschriebenen Art und Weise dagegen aus.
Die Entwicklung einer zentralen Datenplattform sollte von Beginn an alle Anforderungen und Bedürfnisse der beteiligten Akteure inklusive der europäischen Meldestellen berücksichtigen und erfüllen können und es muss sichergestellt werden, dass das Once-Only-Prinzip erreicht wird.

Datenerhebung bei Betreibern kritischer Infrastrukturen

Die Transparenzplattform soll Markttransparenz erhöhen, Versorgungssicherheit stärken, Risiken frühzeitig erkennbar machen und politische und regulatorische Entscheidungen unterstützen. Gleichzeitig bergen öffentlich zugängliche Daten Risiken: In Kombination mit Standortinformationen, historischen Lastflüssen oder Marktdaten lassen sich Rückschlüsse auf einzelne Anlagen oder Betreiber ziehen. Insbesondere nahezu Echtzeitdaten zum Lastfluss innerhalb

des Strom-, Gas- oder Wasserstoffnetzes stellen nicht nur ein Betriebsgeheimnis, sondern auch ein gesellschaftliches Sicherheitsrisiko dar, wenn Dritte Zugriff auf diese Echtzeitdaten (viertelstündige Werte je Netzverknüpfungspunkt) bekommen. In der von der BNetzA geforderten Datengranularität können die sicherheitstechnischen Anforderungen aus Sicht des BDEW nicht vollständig gewährleistet werden.

Für die Unternehmen bedeutet die Erhebung in erster Linie Bürokratieaufwuchs. Gas- und Stromnetzbetreiber unterliegen bereits diversen Veröffentlichungspflichten zu netzwirtschaftlichen Daten auf den eigenen bzw. gemeinsamen Webseiten bspw. gemäß § 23c EnWG.

Umsetzungsfrist/Meldebeginn

Wir sehen die Umsetzungsfrist zum 01.01.2027 aufgrund des hohen technischen Aufwands (neue Schnittstelle, neue Meldezeitpunkte und -fristen) bei einer Festlegung, die voraussichtlich im Juli final vorliegen wird, als sehr knapp bemessen an. Außerdem sind die technischen Spezifikationen nicht klar und bislang auch nicht Teil dieser Konsultation.

Die von der BNetzA angeführten Meldebeginn-Zeiträume ab 01.01.2027 sind aus unserer Sicht nur schwer einzuhalten. Für ein ordnungsgemäßes Reporting müssen die Schnittstellen implementiert und getestet werden. Jedoch liegt aktuell weder die Schnittstelle noch die technischen Dokumente zur Schnittstelle vor, dafür wird aber schon der regulatorische Umgang mit der Schnittstelle festgelegt. Eigentlich sollten zuerst die technischen Dokumente veröffentlicht und konsultiert werden, dann die Schnittstelle erstellt und anschließend die Festlegung erarbeitet und konsultiert werden. Ansonsten stehen alle Rückmeldung innerhalb des aktuellen Verfahrens unter dem Vorbehalt der tatsächlichen Ausgestaltung der Schnittstelle. Der Zeitraum des Inkrafttretens der Meldepflicht muss daher um mindestens den Zeitraum der Verzögerungen durch die BNetzA im aktuellen Verfahren verlängert werden, im besten Falle auf den 01.07.2027.

Zeitpunkte der Datenmeldungen

Die Zeitpunkte der zu meldenden Daten erlauben oftmals keinerlei Puffer für Datenbereinigungen, Qualitätssicherungen oder die Berücksichtigung von Ausfällen oder weiteren unvorhergesehenen Ereignissen. Damit kann die Datenqualität für die Benutzer der Plattform nicht ausreichend abgesichert werden. Daher ist aus unserer Sicht eine Abwägung erforderlich, mit welchem Verzug Daten in hinreichender Qualität zur Verfügung stehen.

Meldekaskade und Delegationsmechanismus

Die Möglichkeit der Delegation an zentrale Stellen (Festlegung, Tenorziffer 2.2) ist grundsätzlich sinnvoll. Für die Nichtverfügbarkeitsmeldungen (SEE ≥ 10 MW) nutzen viele EE-Erzeuger bereits bestehende Meldewege an die ÜNB. Wir bitten sicherzustellen, dass der Delegationsprozess im BNetzA Data Hub möglichst schlank umgesetzt wird und bestehende Meldeprozesse (etwa über RAIDA oder die ÜNB-Systeme) nahtlos integriert werden, um Doppelaufwände zu vermeiden. Konkret sollte der BNetzA Data Hub bestehende Branchenstandards für die Übermittlung von Nichtverfügbarkeiten unterstützen anstatt parallele Schnittstellenentwicklungen bei jedem einzelnen Betreiber zu erfordern. Andernfalls entstehen erhebliche Implementierungsaufwände bei den Anlagenbetreibern.

Historische Daten

Die Meldung von historischen Daten für die Datenerhebungen von vorläufigen Daten sehen wir kritisch. Zum einen liegen diese nur teilweise im System vor und zum anderen sehen wir auch keinen Nutzen darin die vorläufigen Daten der Vergangenheit darzustellen, sofern hier finale Daten vorliegen. Dies betrifft beispielsweise im Bereich Gas die Datenerhebungen 2.1.1, 2.3.2 und 2.3.4, aber auch andere. Die Erhebung dieser Daten wäre ein unverhältnismäßiger, einmaliger Aufwand, dem unseres Erachtens kein Mehrwert gegenübersteht. Hier sollte die Datenbereitstellung erst mit dem Meldebeginn starten.

Definitionen „Netzgebiet“ und „Netzpunkt“

Der Begriff „Netzgebiet“ wird weder in der Festlegung noch im Anhang definiert. Da sowohl Datenmeldungen als auch weitere Definitionen an mehreren Stellen auf den Begriff „Netzgebiet“ referenzieren, halten wir eine eindeutige und konsistente Definition für erforderlich, um Missverständnisse und unterschiedliche Interpretationen zu vermeiden.

Auch die Definition des Begriffs „Netzpunkt“ ist aus unserer Sicht unzureichend. Außerdem liegen die geforderten Daten nicht an allen dort beschriebenen Punkten vor. Beispielsweise gibt es keine Buchungen an MAPs oder Nominierungen an NKPs oder MAPs. In diesem Fall wäre es wichtig zu klären, ob nur Daten gemeldet werden sollen, sofern diese auch erhoben werden. Ferner überlappen sich bestimmte Punktarten (MAP und NKP, sowie GÜP und VIP).

Granularität der Daten

Besonders im Bereich Gas ist die Kombination aus den Beschreibungen der Datenerhebungen („pro Netzpunkt im Fernleitungsnetz“), der Granularität („Fernleitungsnetz“) und der Art der Veröffentlichung („kleinste Granularität: Netzpunkt“) auch in Verbindung mit der Definition der Netzpunkte für uns nicht eindeutig.

Unser erstes Verständnis von „Netzpunkt“ ist in dem Fall, dass jeder einzelne, physische Netzpunkt, der unter eine in der Definition genannten Kategorien fällt, gemeint ist und einer Datenmeldung bedarf. Eine Datenmeldung für jeden einzelnen Netzpunkt wäre sehr umfangreich, allein schon mit Blick auf die Datenmengen und wirft auch Fragen zur Punktbezeichnung auf, denn nicht alle Netzpunkte haben eindeutige Identifier (z.B. NKP haben keinen EIC, nur eine interne Kennung). Eine Kennzeichnung der BuG wäre in diesem Fall auch aufwändig, da nicht alle Netzpunkte auch BuG sind. Das widerspräche der aufwandsarmen Umsetzung, die die BNetzA in der Begründung in Aussicht stellt.

Eine weitere Interpretation könnte aber auch sein, dass die Netzpunkte als Netzpunkttyp begriffen werden und ohnehin aggregiert an die BNetzA zu melden sind (eine Zahl pro Netzpunkttyp, z.B. NAP). Damit ließen sich auch die oben genannten Parameter übereinander bringen. Dies entspricht auch eher der Praxis in Bezug auf die Verordnung (EU) 2024/1789, nach der die Daten für die maßgeblichen Punkte zu veröffentlichen sind. Dort sind NAP zum Beispiel grundsätzlich aggregiert.

Daher muss von der BNetzA präzisiert werden, in welcher Granularität bzw. Abgrenzung die Daten gefordert sind.

JSON-Format und technische Standards

Die Nutzung von JSON als Datenformat für die Meldung ist grundsätzlich zeitgemäß und kompatibel mit modernen IT-Architekturen. Wir regen an, die API-Spezifikationen des BNetzA Data Hub frühzeitig als OpenAPI-Dokumentation bereitzustellen, um den Implementierungsaufwand für Marktteilnehmer planbar zu gestalten. Darüber hinaus sollte ausreichend Zeit für Testphasen zur Implementierung vor dem geplanten Meldebeginn (01.01.2027) zur Verfügung stehen und im Zweifelsfall eine Verschiebung des Meldebeginns in Erwägung gezogen werden.

Nutzungsrechte an den gemeldeten Daten

Der Festlegungsentwurf greift die im Eckpunktepapier offene Frage der Nutzungsrechte inzwischen teilweise auf (Absatz 293 bis 297), insbesondere durch den Hinweis auf geeignete Lizenzrechte, die Zulassung gemeinwohlorientierter Nutzungen, die vorgesehene Downloadmöglichkeit und einen Haftungsausschluss zugunsten der Bundesnetzagentur. Diese Regelungen bleiben jedoch unzureichend. Es fehlt weiterhin an konkreten, verbindlichen Lizenz- und Nutzungsbedingungen für Dritte, insbesondere zur kommerziellen Weiterverwendung, zur Weitergabe und zur missbräuchlichen Nutzung der veröffentlichten Daten. Zudem enthält der Entwurf keinen ausdrücklichen Haftungsausschluss zugunsten der Primäreigentümer und Datenlieferanten für fehlerhafte Darstellung, Interpretation oder Weiterverarbeitung der Daten durch Dritte.

Daher sollte klargestellt werden, dass Primäreigentümer und Datenlieferanten ausschließlich für die ordnungsgemäße Erfüllung ihrer Meldepflichten nach Maßgabe der Festlegung verantwortlich sind, nicht jedoch für die Nutzung, Weitergabe, Kombination, Interpretation, Veröffentlichung oder Weiterverarbeitung der Daten durch die Bundesnetzagentur oder durch Dritte. Ebenso sollten die konkreten Lizenzbedingungen vor Inkrafttreten transparent konsultiert und in der Festlegung bzw. als verbindlicher Bestandteil der Transparenzplattform geregelt werden.

Für die Nutzung der Plattform und den Download der Daten sollen entsprechende Lizenzrechte eine unsachgemäße Nutzung verhindern. Aus unserer Sicht sollten die entsprechenden unsachgemäßen Nutzungen bereits im Vorfeld definiert werden und vor jedem Datenabruf/Download den Lizenzbedingungen durch entsprechende Nutzungsbedingungen aktiv zugestimmt werden müssen. Diese aktive Zustimmung ist im Sinne der Festlegung eine einfache Maßnahme und stellt keine große Hürde für den Nutzer dar. Sie weist jedoch auf entsprechende Sanktionierungen hin für den Fall, dass gegen die Bedingungen verstoßen wird. Damit kann den Interessen der Primäreigentümer und zentralen Stellen wenigstens zum Teil Rechnung getragen werden.

Grundsätzlich werden im Festlegungsentwurf keine Informationen dazu aufgeführt, ob und falls ja, wann die Daten von der geplanten Transparenzplattform wieder gelöscht werden sollen. Diese Information ist nachzureichen.

Zugang zur Transparenzplattform und Abruf von Daten

Der Festlegungsentwurf sieht vor, dass die veröffentlichten Daten frei zugänglich und herunterladbar sein sollen (§ 111g Abs. 3 S. 5 EnWG). Wir regen an, darüber hinaus einen standardisierten, maschinenlesbaren API-Zugang zur Transparenzplattform verbindlich vorzusehen. Nur so können Marktteilnehmer, Dritte und interessierte Öffentlichkeit die Daten automatisiert in eigene Analyse- und Steuerungssysteme integrieren – etwa für Einspeiseprognosen, Asset-Optimierung, generelles Marktmonitoring oder für wissenschaftliche Zwecke. Eine reine Download-Funktionalität würde das Potenzial der Daten erheblich einschränken.

Umgang mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Der BDEW begrüßt, dass der Festlegungsentwurf die Kritik am Eckpunktepapier zum Umgang mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen teilweise aufgreift. Positiv sind insbesondere die vorgesehene Kennzeichnung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nach Tenorziffer 3 sowie die Ausführungen in den Absätzen 279 und 280. Ebenfalls zu begrüßen ist, dass die Bundesnetzagentur in den Absätzen 292 bis 294 grundsätzlich anerkennt, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse nicht bzw. nur nach Aggregierung oder zeitverzögert veröffentlicht werden sollen. Zudem erkennt der Entwurf in Absatz 351 ausdrücklich an, dass Ein- und Ausspeisedaten grundsätzlich Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse darstellen können, weil sie Rückschlüsse auf die aktuelle und künftige Produktion bzw. Fahrweise von Anlagen ermöglichen.

Die Bedenken des BDEW werden dadurch jedoch nicht vollständig ausgeräumt. Der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen setzt weiterhin im Wesentlichen erst auf Ebene der Kennzeichnung und Veröffentlichung an. Die Erhebung entsprechender Daten wird dagegen nicht hinreichend vermieden. So sieht der Anhang weiterhin eine disaggregierte Erhebung betrieblicher und qualitätsgesicherter Netzeinspeisungs- und Netzausspeisungsdaten für alle Marktlokationen pro SEE ab 1 MW installierter Leistung vor. Diese anlagenscharfen Lastgänge können nach unserer Einschätzung regelmäßig Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Anlagenbetreiber darstellen. Zudem stellen die (kommerziellen) Parameter, die mit dem Festlegungsentwurf gefordert werden, Geschäftsgeheimnisse beispielsweise eines Speicherbetreibers dar und unterliegen höchster Vertraulichkeit.

Auch im Bereich Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien besteht konkreter Klärungsbedarf. Die vorgesehene disaggregierte Veröffentlichung von Einspeisedaten pro SEE ab 1 MW Leistung erfordert eine sorgfältige Abwägung. Insbesondere bei Anlagen in räumlicher Nähe oder bei spezifischen Erzeugungsprofilen (z. B. Wasserstoffelektrolyse-Kopplung) könnten Rückschlüsse auf wettbewerbliche Betriebsstrategien möglich sein. Wir unterstützen den im

Entwurf vorgesehenen Ansatz der Aggregierung und zeitverzögerten Veröffentlichung und bitten, die Schwellenwerte für eine Aggregierung praxisnah festzulegen.

Auch die vorgesehene Kennzeichnung von BuG durch Primäreigentümer ist nicht ausreichend praktikabel ausgestaltet. Die Annahme in Absatz 279, eine Kennzeichnung könne technisch aufwandsarm mittels Häkchensetzung und Begründung erfolgen, greift zu kurz. In bestehenden energiewirtschaftlichen Datenformaten und IT-Systemen erfolgt eine solche Kennzeichnung bislang regelmäßig nicht. Erforderlich wären daher zusätzliche Prüf-, Entscheidungs- und Pflegeprozesse, die erheblichen initialen und laufenden Aufwand verursachen. Hier wäre eine Klarstellung wünschenswert, auch im Hinblick auf die bereits genannten Unklarheiten bezüglich der Granularität (z. B. Definitionen „Netzpunkt“ und „Granularität der Daten“). Je nach Interpretation wäre eine Kennzeichnung der BuG entsprechend detailliert vorzunehmen oder in das Nachrichtenformat zu integrieren.

Der BDEW hält es deshalb weiterhin für erforderlich, bereits in der Festlegung bzw. im Anhang datenkategoriescharf festzulegen, welche Daten wegen ihres BuG-Charakters nicht oder nur aggregiert bzw. zeitverzögert veröffentlicht werden dürfen. Dies betrifft u. a. anlagenscharfe Lastgänge und Daten, die Rückschlüsse auf Produktion, Verbrauch, Fahrweise, Betriebsabläufe oder Nichtverfügbarkeiten einzelner Unternehmen oder Anlagen zulassen. Soweit disaggregierte Daten nur aggregiert veröffentlicht werden, muss zudem verbindlich beschrieben werden, wann eine Aggregation als hinreichend anonymisiert bzw. als nicht rückverfolgbar gilt.

Weiterhin fehlt eine klare Haftungsregelung zugunsten der Primäreigentümer, Datenlieferanten und Netzbetreiber. Zwar wird in Absatz 296 ein Haftungsausschluss zugunsten der Bundesnetzagentur angekündigt. Eine entsprechende Regelung zugunsten der Primäreigentümer und Datenlieferanten für Veröffentlichung, Darstellung, Nutzung, Weitergabe, Interpretation oder Weiterverarbeitung der Daten durch die Transparenzplattform oder durch Dritte enthält der Entwurf dagegen nicht. Der BDEW fordert daher eine ausdrückliche Klarstellung, dass Primäreigentümer und Datenlieferanten ausschließlich für die ordnungsgemäße Erfüllung ihrer Meldepflichten verantwortlich sind.

Schließlich begrüßt der BDEW, dass eine disaggregierte Erhebung bzw. Veröffentlichung einzelner SVE-Lastgänge in der im Eckpunktepapier angelegten Form soweit ersichtlich nicht fortgeführt wird. Es sollte jedoch ausdrücklich klargestellt werden, dass keine Veröffentlichung identifizierbarer Verbrauchsdaten einzelner Kunden oder Stromverbrauchseinheiten erfolgt.

3 Einzeldaten gemäß Anhang Datenerhebung

3.1 Strom

3.1.1 Netzeinspeisung disaggregiert (Anhang 4.2.3 und 4.2.4)

Wir begrüßen, dass die Veröffentlichung von Netzeinspeisung und Netzausspeisung ab 10 MW anlagenscharf und disaggregiert vorgesehen ist, sofern damit keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse offengelegt werden. Dabei ist von besonderer Relevanz, dass die Anlagen in der Veröffentlichung über eine eindeutige Kennzeichnung verfügen.

Im Anhang ist zudem vorgesehen, disaggregierte Daten erst mit einer Verzögerung von D+5 zu veröffentlichen. Aus Gründen des Schutzes von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sollte hier in der Tat keine Echtzeit-Veröffentlichung erfolgen, dennoch aber geprüft werden, inwieweit eine zeitnähere Veröffentlichung möglich wäre.

3.1.2 Nichtverfügbarkeiten (Anhang 4.4)

Im Anhang Datenerhebungen ist vorgesehen, Nichtverfügbarkeiten von Stromerzeugungseinheiten (Kategorie 4.4.1 und 4.4.2) erst ab > 100 MW zu veröffentlichen. Gleichzeitig werden die entsprechenden Nichtverfügbarkeitsdaten jedoch bereits anlagenscharf ab 10 MW erhoben und an den BNetzA Data Hub übermittelt.

Daher ist aus Sicht der Marktteilnehmer im Sinne einer konsistenten Nutzung der bereits erhobenen Informationen auch eine Veröffentlichung dieser Daten wünschenswert, insbesondere vor dem Hintergrund einer weiteren Dezentralisierung des Stromerzeugungsparks bzw. eines wachsenden Anteils der Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Anlagen unterhalb von 100 MW. Eine breitere und granularere Sicht auf das tatsächliche Ausmaß ungeplanter Nichtverfügbarkeiten erlaubt es Marktteilnehmern, Knappheitssituationen frühzeitig zu erkennen und eigene Entscheidungen – etwa im Hinblick auf den Zeitpunkt geplanter Nichtverfügbarkeiten oder Wartungsmaßnahmen – entsprechend auszurichten.

Um zugleich eine klare Abgrenzung zu REMIT-Veröffentlichungen nach Art. 4 sicherzustellen, erachten wir eine zeitlich verzögerte Veröffentlichung, beispielsweise ab D+1, für sinnvoll. Zudem müssen auch hier die Anforderungen an den Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen gewahrt bleiben.

Weiterhin ist zum Punkt 4.4.1 „Nichtverfügbarkeiten - Stromerzeugungseinheiten <10 MW zu berücksichtigen

- Primäreigentümer ist der Betreiber einer Stromerzeugungseinheit, da die Daten über RAIDA vom Anlagenbetreiber an den VNB gemeldet werden. Daher sollte hier der Primäreigentümer auf Anlagenbetreiber geändert werden.
- Zudem könnte hier der Schwellenwert auch auf >100 kW pro SEE angepasst werden, da im Redispatch diese Grenzen derzeit gelten.

3.1.3 Systemdienstleistungen – Maßnahmen (Anhang 4.6.1)

Der Primäreigentümer ist nicht hier nicht sauber deklariert. Primäreigentümer sollte nur der Netzbetreiber sein (eindeutige Marktrollendeklaration).

3.1.4 Verbrauch – Lastgangsumme (betrieblich) (Anhang 4.7.1)

Die Übertragung der Daten erfolgt derzeit nach MaBiS an den ÜNB als monatliche Meldung. Erst mit Einführung des MaBiS-Hub sind die Zeitreihen als tägliche Datenaustauschmeldung vorgesehen. Daher sollte hier die tägliche Meldung auch erst auf den Zeitpunkt der Einführung des MaBiS-Hub gelegt werden. Historische Daten können unter 4.7.2 „Verbrauch – Lastgangsumme (qualitätsgesichert)“ eingehen.

3.2 Gas

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA der Anregung gefolgt ist, den Marktgebietsverantwortliche (MGV) – die Trading Hub Europe GmbH (THE) – dort als zentrale Stelle einzusetzen, wo dieser als Primäreigentümer benannt wird. Dies gilt insbesondere für die Datenlieferungen des Kapitels 2.5 der Anlage „Anhang Datenerhebung“ zur Festlegung.

Im Festlegungsentwurf vom März 2026 wurden im Gegensatz zum Eckpunktpapier vom August 2025 im Anhang drei neue Kategorien für Speicher aufgenommen (2.6.5, 2.6.6, 2.6.7). Diese neuen Punkte stellen aus Sicht der Speicherbetreiber einen sehr hohen manuellen Aufwand dar, da diese Daten nicht über eine Schnittstelle (bzw. aus einem IT-System) automatisch in den Data Hub übertragen werden können. Der Umsetzungsaufwand auf Seiten eines Speicherbetreibers ist folglich enorm. Das Ziel einer Entbürokratisierung bzw. Vereinfachung ist hier nicht zu erkennen, sondern das Gegenteil ist der Fall.

Zudem stellen die (kommerziellen) Parameter, die mit dem Festlegungsentwurf vom März 2026 gefordert werden, Geschäftsgeheimnisse eines Speicherbetreibers dar und unterliegen höchster Vertraulichkeit.

3.2.1 Ein- und Ausspeisungen (Anhang 2.2)

Für die Datenmeldungen gemäß Ziffer 2.2.1 im „Anhang Datenmeldung“ ist anzumerken, dass die vorgesehene Meldefrist von D+1, 13:00 Uhr, für den MGV nicht einhaltbar ist. Gemäß § 30 KoV übermittelt der für den Netzkopplungspunkt verantwortliche Netzbetreiber (NB) täglich am Tag D+1, spätestens bis 17:00 Uhr, die Lastgänge für den Gastag D als Summe aller Netzkopplungspunkte je Netzkonto im Format ALOCAT an den MGV sowie an die angrenzenden Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund ist eine Ausdehnung der Meldefrist auf D+1, 19:00 Uhr, sachgerecht. Entsprechend ist auch der Abrufzeitpunkt auf D+1, 17:45 Uhr, anzupassen.

Hierzu wird auf den BDEW/VKU/GEODE Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas, Teil 1 („LF BKM“), Kapitel 5.5.5 „Allokation von Netzkopplungspunkten Zeitreihentyp ›Entry NKP“, verwiesen.

Für die Datenmeldungen gemäß Ziffer 2.2.2 im „Anhang Datenmeldung“ ist festzustellen, dass die vorgesehene Meldefrist von M+22 WT für den MGV nicht realisierbar ist.

Die Clearingfrist für NKP und Flüssiggas Zeitreihen beginnt frühestens M+24 WT und endet M+2M+10 WT. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Fristsetzung auf M+2M+12 WT als angemessen. Der zugehörige Abrufzeitpunkt sollte auf M+2M+11 WT angepasst werden.

Hierzu wird auf den LF BKM, Teil 1, Kapitel 8.4 „Clearing der Zeitreihentypen ›Entry NKP‹ und ›Entry Flüssiggas‹“ und auf den BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 („LF BKM“) Kapitel 8.4 „Clearing der Zeitreihentypen „Entry NKP“ und „Entry Flüssiggas“ verwiesen“.

Für die Datenmeldungen gemäß Ziffer 2.2.3 im „Anhang Datenmeldung“ ist festzuhalten, dass der benannte Primärdatenverantwortliche nicht zutreffend ist.

Zu melden sind die vorläufigen Allokationen für:

- RLM und SLP,
- Ein- und Ausspeisungen aus GÜP, LNG und Produktion (Entry/Exit),
- Speicher (EntrySP/ExitSP),
- Biogasproduktion (EntryBioP),
- Wasserstoffbeimischung (EntryH2),
- Netzkonto Bilanzierungsobjekte für Netzpuffer (NKBO).

Bei der Meldung sind folgende Informationen anzugeben: Bilanzkreis, Bilanzkreisverantwortlicher, Netzkonto, Netz sowie Netzbetreibertyp.

Die meisten dieser Daten erhält der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ausschließlich vom MGV, der seinerseits die Informationen von den jeweiligen Netzbetreibern bezieht. Dies entspricht den Regelungen des LF BKM, Teil 1, Kapitel 5.5.2 „Allokation von ausspeisenden RLM Marktlokationen“ sowie 5.5.3.1 „Allokation von Nominierungen gegenüber dem NB“.

Darüber hinaus können die geforderten Daten zu NKBO vom BKV nicht bereitgestellt werden, da lediglich Netzbetreiber über NKBO verfügen. Hierzu wird auf den LF BKM, Teil 1, Kapitel 5.5.7 „Allokation Netzpufferfahrweisen und OBA (Zeitreihentypen EntrySO und ExitSO)“, verwiesen.

Daher sollte der MGV als Primäreigentümer der Daten angesehen werden. Dies folgt aus der Definition des Primäreigentümers aus der Anlage „Anhang Datenerhebung“ zur Festlegung. Dort ist der Primäreigentümer als „Juristische Person, die die Daten generiert oder besitzt“ beschrieben.

Derzeit sind bei der THE rund 650 BKV registriert. Um eine gezielte und zentralisierte Datenerhebung zu ermöglichen und zugleich dem Gebot der Datensparsamkeit Rechnung zu tragen, erscheint es zweckmäßig, die THE von vornherein als Datenlieferantin festzulegen. Dies dient gleichermaßen den Interessen der Datenmelder wie auch einer effizienten Verwaltungsarbeit. Die erforderlichen Daten können bestehenden Datenaustauschprozessen entnommen und es kann auf bereits etablierte Meldewege (MGV BNetzA) aufgesetzt werden.

Zudem stellt sich die Frage, ob ausländische BKV, die Endkunden in Deutschland beliefern, über ein ELSTER Unternehmenskonto verfügen, welches zur Datenlieferung notwendig ist.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass auch für die täglichen und monatlichen Allokationsprozesse die Meldefrist D+1, 13:00 Uhr, für den MGV nicht umsetzbar ist. Der MGV erhält täglich am Tag D+1, spätestens bis 12:00 Uhr, vom Netzbetreiber die stündliche Summenzeitreihe des Gastages D (umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert) und leitet diese bis spätestens 13:00 Uhr an den BKV weiter. Vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Frist auf D+1, 16:00 Uhr sowie eine Anpassung des Abrufzeitpunktes auf D+1, 14:45 Uhr, erforderlich.

Die Zeitreihe zur Erfassung der Einspeiseallokationen von Biogas wird als „Entry Biogas“ (nicht mehr „EntryBioP“) bezeichnet. Hierzu wird auf den LF BKM, Teil 1, Kapitel 2.10.1 „Entry Zeitreihentypen“, verwiesen.

Für die Datenmeldungen gemäß Ziffer 2.2.4 im „Anhang Datenmeldung“ ist festzuhalten, dass der benannte Primärdatenverantwortliche nicht zutreffend ist.

Zu melden sind die vorläufigen Allokationen für:

- RLM und SLP,
- Ein- und Ausspeisungen aus GÜP, LNG und Produktion (Entry/Exit),

- Speicher (EntrySP/ExitSP),
- Biogasproduktion (EntryBioP),
- Wasserstoffbeimischung (EntryH2),
- Netzkonto Bilanzierungsobjekte für Netzpuffer (NKBO).

Bei der Meldung sind folgende Informationen anzugeben: Bilanzkreis, Bilanzkreisverantwortlicher, Netzkonto, Netz sowie Netzbetreibertyp.

Die meisten dieser Daten erhält der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ausschließlich vom MGV, der seinerseits die Informationen von den jeweiligen Netzbetreibern bezieht. Dies entspricht den Regelungen des LF BKM, Teil 1, Kapitel 5.5.2 „Allokation von ausspeisenden RLM Marktlokationen“ sowie 5.5.3.1 „Allokation von Nominierungen gegenüber dem NB“.

Darüber hinaus können die geforderten Daten zu NKBO vom BKV nicht bereitgestellt werden, da lediglich Netzbetreiber über NKBO verfügen. Hierzu wird auf den LF BKM, Teil 1, Kapitel 5.5.7 „Allokation Netzpufferfahrweisen und OBA (Zeitreihentypen EntrySO und ExitSO)“, verwiesen.

Daher sollte der MGV als Primäreigentümer der Daten angesehen werden. Dies folgt aus der Definition des Primäreigentümers in der Anlage „Anhang Datenerhebung“ zur Festlegung. Dort ist der Primäreigentümer als „Juristische Person, die die Daten generiert oder besitzt“ beschrieben.

Derzeit sind bei der THE rund 650 BKV registriert. Um eine gezielte und zentralisierte Datenerhebung zu ermöglichen und zugleich dem Gebot der Datensparsamkeit Rechnung zu tragen, erscheint es zweckmäßig, die THE von vornherein als Datenlieferantin festzulegen. Dies dient gleichermaßen den Interessen der Datenmelder wie auch einer effizienten Verwaltungsarbeit. Die erforderlichen Daten können bestehenden Datenaustauschprozessen entnommen und es kann auf bereits etablierte Meldewege (MGV BNetzA) aufgesetzt werden.

Zudem stellt sich die Frage, ob ausländische BKV, die Endkunden in Deutschland beliefern, über ein ELSTER Unternehmenskonto verfügen, welches zur Datenlieferung notwendig ist.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass auch für die täglichen und monatlichen Allokationsprozesse die Meldefrist D+22 WD für den MGV nicht einhaltbar ist. Die Clearingfrist für die Allokationen für RLM, SLP sowie EntrySO, ExitSO, EntrySP und ExitSP beträgt M+2M-10WT. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Fristsetzung auf M+2M+24 WD als angemessen. Der zugehörige Abrufzeitpunkt sollte auf M+2M+23 WD angepasst werden.

Die Zeitreihe zur Erfassung der Einspeiseallokationen von Biogas wird als „Entry Biogas“ (nicht mehr „EntryBioP“) bezeichnet. Hierzu wird auf den LF BKM, Teil 1, Kapitel 2.10.1 „Entry Zeitreihentypen“, verwiesen.

3.2.2 Füllstände (Anhang 2.6.1)

Die Meldungen sollen als technische Gasspeichereinheit gemeldet werden und nicht als energiewirtschaftliche Gasspeichereinheit bzw. Gasspeicherzone. Füllstände werden bereits (z.B. an AGSI) für eine energiewirtschaftliche Gasspeichereinheit bzw. Gasspeicherzone gemeldet. Eine Trennung ist hier nicht möglich, da die Kunden der „Vermarktungs-Zone“ zugeordnet werden und nicht einer einzelnen technischen Gasspeichereinheit.

Meldebeginn, Primäreigentümer und Datenlieferant sollten synchron zu den im Anhang 2.6.3 bis 2.6.7 genannten Daten sein.

Zudem ist eine Klarstellung erforderlich, ob Einspeisemengen Einspeichermengen und Ausspeisemengen Ausspeichermengen sind.

3.2.3 Nichtverfügbarkeit (Anhang 2.6.2)

Die Meldungen sollen als technische Gasspeichereinheit gemeldet werden und nicht als energiewirtschaftliche Gasspeichereinheit bzw. Gasspeicherzone. Nichtverfügbarkeiten werden bereits (z.B. an AGSI) für eine energiewirtschaftliche Gasspeichereinheit bzw. Gasspeicherzone gemeldet. Eine Trennung ist hier nicht sinnvoll, da etwaige technische Einschränkungen die Gasspeicherzone betreffen.

Meldebeginn, Primäreigentümer und Datenlieferant sollten synchron zu den im Anhang 2.6.3 bis 2.6.7 genannten Daten sein.

3.2.4 Arbeitsgasvolumen (Anhang 2.6.4)

Die Veröffentlichungs-Auflösung erfolgt als P1M (1 Kalendermonat). Die Auflösung, die vom Primäreigentümer übermittelt wird, ist P1Y (1 Kalenderjahr). Hier ist eine Klarstellung vonnöten, ob als Kalenderjahr das Speicherjahr (1. April) gemeint ist.

3.2.5 Speicher (Festlegungsentwurf 6.2.1.6, Bezug zu Anhang 2.6 und 3.2)

Der Meldebeginn ist auf den Zeitpunkt der Registrierungspflicht der Gasspeichereinheiten/-zonen im Marktstammdatenregister festgelegt. Eine ausreichende Vorlaufzeit zur

Implementierung der Nachrichten ist vorzusehen (Meldebeginn vs. Registrierungspflicht). Dieses gilt ebenfalls, falls die Daten auf einem anderen Weg erhoben und verknüpft werden sollen.

Preise in Speicherkapazitätsverträgen sind Momentaufnahmen zum Vermarktungszeitpunkt. Diese können anders als Börsenpreise für die Commodity Gas (sehr liquide Märkte mit unterschiedlichen Lieferperioden/Commodity-Termin-Kontrakte) nicht als Frühindikatoren für eine Marktentwicklung dienen.

Kommerzielle Daten zu Speicherkapazitätsverträgen und Auktionen bieten keinen Aufschluss über das Funktionieren des Speichermarktes bzw. das Marktverhalten der Speichernutzer. Verfügbare Speicherzugangsmöglichkeiten werden bereits über das gebuchte Arbeitsgasvolumen dargestellt. An den aktuellen Füllständen können ebenfalls die Nutzungsmöglichkeiten abgelesen werden. Ein möglicher Versorgungsengpass kann nicht an kommerziellen Parametern von Speicherkapazitätsverträgen und Auktionen abgelesen werden und bietet keine Erkenntnisse zur Krisenvorsorge. Daher ist eine Erhebung dieser Daten nicht erforderlich.

4 Zusammenfassung

Den Mehrwert einer nationalen Transparenzplattform stellen wir nicht in Frage, weder die Erfüllung der gesetzlichen Vorgabe gemäß § 111g (3) EnWG noch den erheblichen Mehrwert für die Herstellung von zeitnaher Transparenz und den daraus resultierenden Möglichkeiten zur Marktbeobachtung und Marktanalyse.

Dennoch sind wir als BDEW der Auffassung, dass für die Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben des § 111g EnWG eine Datenerhebung durch die BNetzA nicht erforderlich ist. Die Mehrzahl der zu erhebenden Daten wird bereits in geeigneter Form digitalisiert an verschiedene Stellen übermittelt und kann dort durch die BNetzA abgerufen werden. Die vorliegenden Daten und ihre Granularität im Umfang sowie zeitlich reichen aus, um eine nationale Transparenzplattform zu errichten und die in § 111g EnWG genannten Ziele zu erfüllen.

Die im Festlegungsentwurf genannten Gründe, dass die Festlegung bzw. Datenerhebung dem Gebot der Datensparsamkeit diene und dadurch andere Datenerhebungen perspektivisch entfallen könnten, können wir aktuell nicht erkennen, da bestehende gesetzlich verpflichtende Meldeprozesse durch das Festlegungsverfahren nicht vermieden werden bzw. die Ablösung bestehender Meldepflichten nicht konkret benannt wird. Dies gilt insbesondere für Meldepflichten, die aufgrund europäischer gesetzlicher Vorgaben bestehen. Damit widerspricht die Festlegung auch dem derzeitigen politischen Wunsch der Entbürokratisierung.

Daher plädieren wir dafür, dass die BNetzA bereits verfügbare Datenquellen für die erforderliche Errichtung einer nationalen Transparenzplattform nutzt und auf eine zusätzliche Datenerhebung im Zusammenhang mit dem Festlegungsverfahren verzichtet.

Ansprechpartner

[redacted]

[redacted]