



Stellungnahme der Stadtwerke München GmbH zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts

Lobbyregisternummer (Bayern): DEBYLT0164

Lobbyregisternummer (national): R000611

Transparenzregisternummer (EU): 17284292859-45

Inhalt

I. Energy Sharing	4
1. Berücksichtigung des BGH Urteils zum Begriff Kundenanlage	5
2. Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (§ 42c EnWG)	5
II. Digitale Infrastruktur und Messwesen	7
1. Grundsätzliche SWM-Position zum digitalen Messen und Steuern	7
2. Haltefrist für intelligente Messsysteme (§ 5 Abs.1 MsbG)	7
3. Veröffentlichung von Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung (§ 23c Abs.2b EnWG)	7
4. Auswahlrecht des Anschlussnehmers (Bündelangebote) (§6 MsbG)	8
5. Informationsschreiben des MSB (§37 Abs.2 MsbG)	8
6. Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität (§ 78 MsbG)	8
7. Gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber für die Abwicklung des Netzzugangs (§ 20b EnWG)	9
8. Echtzeitaufbereitung und Bereitstellung der Messwerte: API-Schnittstellen und Web-Portale zur automatisierten Messwertbereitstellung i. d. R. in 15 Minuten (§§ 61, 62 MsbG)	9
9. Rolloutpflicht für Smart Meter für Wasserstoff	10
10. Weitere Vorschläge	10
a. Messstellenbetrieb (§ 3 MsbG) und Messstelle (§ 8 MsbG)	10
b. Allgemeine Anforderungen an Messsysteme; Verordnungsermächtigung (§ 19 Absatz 2 MsbG)	11
c. Wirtschaftlichkeit und Anpassung der Preisobergrenzen (§ 30 und 32 MsbG) / Anpassung der POG für moderne Messeinrichtungen	11
d. Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers (§ 34 Absatz 1 Nr. 5 und 6 vs. § 34 Absatz 2 Nr. 2)	12
e. Resilienz der Energieversorgung und Schwarzfall (§ 34 Absatz 2 Satz 8 MsbG)	12
f. Standard- und Zusatzleistungen (§ 34 und 60 MsbG)	13
g. Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber (§12 EnWG)	16
h. Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität (§ 13l EnWG)	17
i. Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, Artikel 24)	17
aa. § 9 Abs. 2 Nummer 2b und Nummer 3 EEG	17
bb. Stand der Technik, § 10 b Absatz 2 EEG	18

cc.	Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen, § 52a (neu) EEG in Verbindung mit §12 Absatz 2 h (neu) EnWG	18
11.	Weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau im Zusammenhang mit dem Messwesen/MsbG.....	19
a.	Erleichterungen im Rollout moderner Messtechnik, § 35 MesseEV	19
b.	Terminanschreiben bei Zählerwechsel (§38 Abs. 2 MsbG)	19
c.	Ausstattungsverpflichtung (§ 45 MsbG), in Verbindung mit § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG 19	
d.	§ 45 MsbG (Ausstattungsverpflichtung), in Verbindung mit § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG, § 9 EEG (Technische Vorgaben) § 12 Abs. 2b EnWG.....	20
e.	Zusatzleistungen bei Rollout, § 34 MsbG (Standard- und Zusatzleistungen), § 40 MsbG (Anbindungsverpflichtung).....	20
III.	Netzausbaubeschleunigung und Verbraucherbeteiligung.....	21
1.	Leitungsänderungsvorhaben:.....	21
2.	Grundstücksnutzungsrecht für die Anschlussleitungen.....	22
3.	Genehmigung der DB für Trassenquerung	22
IV.	Sonstige Regelungen	23
1.	Energieeffizienzgesetz –EnEfG.....	23
a.	Umsetzungspläne von Endenergieeinsparmaßnahmen, § 9 EnEfG	23
b.	Meldepflicht über anfallende unmittelbare Abwärme, § 17 EnEfG	23
c.	Identifikation von Abwärmepotentiale gemäß den Vorgaben des Energieeffizienzgesetzes	24

Vorbemerkung:

Die kurze Konsultationsfrist von einer Woche im Rahmen der Verbändeanhörung wird der Bedeutung und Tragweite der umfangreichen Regelungen nicht gerecht. Aus Sicht der SWM ist es wichtig, dass im Rahmen des demokratischen Beteiligungsprozesses Branchenexperten und Betroffenen die Möglichkeit eingeräumt wird, die Auswirkungen gesetzlicher Regelungen sachgerecht und umfassend zu bewerten. Dies ist in diesem Fall aufgrund der kurzen Frist nicht gegeben.

I. Energy Sharing

Es sollte zulässig sein, dass klassische EVUs eine aktive Rolle im Energy Sharing übernehmen, diese dürfen nicht per Gesetz als Beteiligte ausgeschlossen sein:

- Nutzung wertvollen Knowhows rund um Anlagenplanung und -realisierung
- Nutzung wertvollen Knowhows für den technischen und kaufmännischen Betrieb der PV-Anlagen
- Bestehende Kundenbeziehungen (z.B. im Mieterstromumfeld) nutzen und weiter ausbauen

Energy Sharing sollte räumlich beschränkt werden – der Fokus sollte darauf liegen, dass lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht werden kann:

- Minimierung der Nutzung des öffentlichen Netzes für das Energy Sharing
- Damit auch Minimierung der Problematik von Ausfällen bei der solidarischen Finanzierung der Infrastruktur
- Beschränkung des Finanzbedarfes bei der Förderung

Die räumliche Beschränkung sollte vorrangig an netztopologischen Aspekten festgemacht werden (z. B. gleiche Trafostation, OVKs, Flurstücke, etc.). Andere Kriterien (Entfernung Luftlinie, PLZ, Gemeindegebiet) können ggf. ergänzend (nachrangig) angewandt werden:

- Minimierung der Nutzung des öffentlichen Netzes für das Energy Sharing
- Bei ausschließlicher/vorrangiger Anwendung anderer Kriterien kann trotz Nähe umfangreichere Netznutzung erforderlich sein

Großräumigere Ausprägungen des Energy Sharing (z. B. peer-to-peer Sharing zwischen individuellen Prosumern und Consumern über größere Entfernungen) sollten nicht über die heutigen Regelungen hinaus gefördert werden:

- Kein relevanter energiewirtschaftlicher Nutzen
- Umfangreiche Netznutzung erforderlich
- Privilegierung gefährdet solidarische Infrastrukturfinanzierung

Für das Energy Sharing sollten keine grundlegend neuen rechtlichen Konstrukte entwickelt werden, sondern bestehende Konstrukte, die bisher auf das einzelne Gebäude beschränkt sind, graduell für benachbarte Gebäude geöffnet werden (Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung):

- Keine vermeidbare weitere Steigerung der ohnehin bereits hohen Umsetzungskomplexität für NB/MSB/Lieferanten

- Etablierte skalierbare Prozesse verwenden

Die eingesetzten Mechanismen zur Förderung/Erleichterung des Energy Sharing sollten an die entsprechende Ausgestaltung bei Mieterstrom und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung anknüpfen:

- Keine vermeidbare weitere Steigerung der ohnehin bereits hohen Umsetzungskomplexität für NB/MSB/Lieferanten

Mehrere Lieferanten auf einer Malo:

- Restenergie für bestehenden Lieferanten nachteilig, bzw. Risiko liegt komplett beim Lieferanten
- Hier müsste Energiegemeinschaft finanziell beteiligt werden bzw. der Reststromlieferant entlohnt werden

1. Berücksichtigung des BGH Urteils zum Begriff Kundenanlage

Der Referentenentwurf enthält keine Anpassungen/Änderungen in Bezug auf die aktuelle branchenweite Diskussion rund um die „Kundenanlage“ nach § 3 Nr. 24a EnWG, hervorgerufen durch das BGH-Urteil vom 13.05.2025 und das damit verbundene EuGH-Urteil vom 28.11.2024. **Eine Rechtssicherheit für alle betroffenen Akteure und damit schnelle Klarheit für bspw. Mieterstrom-Projekte hinsichtlich der Einstufung als Kundenanlage ist dringend notwendig.**

2. Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (§ 42c EnWG)

Den wichtigsten und sinnvollsten Anwendungsfall für das Energy Sharing sehen wir in der nachbarschaftlichen Belieferung (benachbarte Gebäude bis hin zu einem Quartier, unterhalb einzelner Ortsnetz-Trafostationen. Wir schlagen daher vor, den Radius für das Energy Sharing geographisch deutlich enger zu ziehen. Keinesfalls sinnvoll ist die vorgesehene Ausweitung über die Grenzen eines Verteilnetzbetreibers hinaus.

Die Einführung des Energy Sharings erfordert umfangreiche Vorbereitungen in der Kommunikation zwischen den beteiligten Parteien, im Messwesen und der Abrechnungsvorbereitung. Ein Start zum 01.06.2026 erscheint vor diesem Hintergrund unrealistisch.

Energy Sharing sollte nach österreichischem Vorbild grundsätzlich in rechtsfähigen Gesellschaftsformen stattfinden. Dies stellt sicher, dass alle vorgesehen Schutzmechanismen für die Kunden greifen, wie sie im Geschäftsverkehr vorgesehen sind. Die Koordination mit anderen Netzbetreibern bedeutet enormen Mehraufwand. Dieser übersteigt den gewünschten Vorteil durch Partizipation des Endnutzers.

Für die zu entwickelnde IT-Plattform verweisen wir auf unsere Kommentierung zu § 20b (neu) EnWG unter Punkt III. 7 in dieser Stellungnahme.

Des Weiteren stellt § 42c Abs. 1 Nr. 6 und Nr. 7 EnWG Anforderungen an die Messwerteerhebung. Nummer 6 fordert eine Registrierende Lastgangmessung für alle Teilnehmer im Energy Sharing ein, Nummer 7 setzt den Zählerstandgang für die Erzeugung. Sowohl der Detailgrad der Vorgabe als auch die Tatsache, dass die Zählpunkte eines Energy Sharing-Modells unterschiedlich

auszustatten sind, erschließt sich uns nicht, sodass wir eine Vereinheitlichung und Vereinfachung vorschlagen:

WIR FORDERN DAHER FOLGENDE ANPASSUNG IN § 43C ENWG:

(1)...

1. der Betrieb der Anlage erfolgt ~~durch eine natürliche Person~~ oder durch eine rechtsfähige Personengesellschaft oder eine juristische Person des Privatrechts, deren sämtliche Gesellschafter oder Mitglieder ein oder mehrere Letztverbraucher oder eine Person des öffentlichen Rechts sind, oder eine juristische Person des öffentlichen Rechts,

~~6. der Strombezug wird an jeder belieferten Verbrauchsstelle mit einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung erfasst und~~

sowohl der Strombezug an jeder belieferten Verbrauchsstelle als auch die erzeugte oder gespeicherte Elektrizität der Anlage basiert auf einer Viertelstundenmessung.

~~7. die in der Anlage erzeugte oder gespeicherte Elektrizität wird mit einer Zählerstandsgangmessung nach § 2 Satz 1 Nummer 27 des Messstellenbetriebsgesetzes erfasst.~~

(...)

(4) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass die gemeinsame Nutzung von Elektrizität nach Absatz 1 möglich ist.

1. ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eine Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, und

~~2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone.~~

2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone unter der Voraussetzung das die Energy Sharing Community gem Abs. 1 Nr. 1 die volle Bilanzierungspflicht und Bilanzierungsverantwortung übernimmt.

Jeder Betreiber eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzes im Sinne des Satzes 1 Nummer 2 ist verpflichtet, im erforderlichen Umfang mitzuwirken.

(5) Ein Betreiber nach Absatz 1 Nummer 1 ist berechtigt, einen Dritten, der nicht die Anforderungen nach Absatz 1 Nummer 5 oder Absatz 2 erfüllt, mit einer oder mehrerer der folgenden Dienstleistungen zu beauftragen:

1. Dienstleistungen zur Erfüllung ihrer Pflichten, die sich aus dem Zugang zu den Elektrizitätsverteilernetzen nach § 20 und den auf der Grundlage des § 20 Absatz 3 erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben, insbesondere in Bezug auf die Zusammenarbeit mit Betreibern von Energieversorgungsnetzen, **Bilanzierungspflichten und -verantwortung**, Bilanzkreisverantwortlichen, Netznutzern oder Lieferanten, Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Angebot von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (...)

II. Digitale Infrastruktur und Messwesen

1. Grundsätzliche SWM-Position zum digitalen Messen und Steuern

Die Stadtwerke München sehen grundsätzlich die Notwendigkeit, das **digitale Messen und Steuern im deutschen Stromsystem einfacher, kostengünstiger und schneller umzusetzen**, insbesondere für die Vielzahl an Kleinanlagen im Niederspannungsbereich¹.

Konkret schlagen wir vor, neben intelligenten Messsystemen mit Smart Meter Gateway **weitere technische Lösungen für das digitale Messen und Steuern in Deutschland zuzulassen**. Eine **mögliche Steuerungsalternative sind Cloud-Lösungen**, die IoT-Kommunikation nutzen. Für Tarifa abrechnungen und Verbrauchstransparenz genügt zudem der **Einsatz von Smart Metern mit Basisfunktionalität**, die einem einheitlichen EU-Sicherheitsstandard entsprechen sollten.

Wir sprechen uns für **einheitliche europäische Sicherheitsstandards** und eine **technologieoffene Regulatorik** aus, die Netzbetreibern mehr Freiheit und Flexibilität bei der Auswahl der situativ geeigneten technischen Lösungen einräumt. Dies gilt für jegliche Verbraucher und Erzeugungsanlagen. Wir sehen zudem einen vollständigen Smart Meter Rollout, der die Fernauslesbarkeit digitaler Zähler sicherstellt, als erstrebenswert an.

2. Haltefrist für intelligente Messsysteme (§ 5 Abs.1 MsbG)

Im Entwurf ist vorgesehen, dass das Recht des Anschlussnutzers, einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber auszuwählen, beim Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen frühestens nach Ablauf von zwei Jahren ab Einbau eines intelligenten Messsystems ausgeübt werden kann. Eine Haltefrist erachten wir als grundsätzlich sinnvoll. Jedoch halten wir **anstelle einer Haltefrist von 2 Jahren eine Haltefrist von 5 Jahren für angemessen**, da die primären Aufwände für die Ausstattung und Administration neben den laufenden OPEX der Messstelle erst wieder erwirtschaftet werden müssen. Sollte die Architektur und die Anforderungen von Gateway- und Messtechnik künftig vereinfacht werden und damit geringere OPEX und CAPEX verursachen, wäre auch eine kürzere Haltefrist vertretbar.

3. Veröffentlichung von Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung (§ 23c Abs.2b EnWG)

Der neue Absatz 2b verpflichtet Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung sowie die aus erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen, soweit ihnen diese Daten vorliegen. Allerdings bleibt im Gesetzentwurf unklar, welche Daten genau unter die Möglichkeiten der Laststeuerung fallen. Hier wäre eine **Konkretisierung erforderlich**. Wir weisen zudem darauf hin, dass diese Datenveröffentlichung einen zusätzlichen Aufwand für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bedeutet und im Sinne des Bürokratieabbaus **auf das absolute Minimum an Daten beschränkt** werden sollte und ggf. eine Dopplung der Datenbereitstellung in der TAB darstellt.

¹ Vgl. [Positionspapier der Stadtwerke München GmbH zum digitalen Messen und Steuern](#) (05/2025).

4. Auswahlrecht des Anschlussnehmers (Bündelangebote) (§6 MsbG)

Die im Entwurf vorgesehene Ausweitung des gebündelten Messstellenbetriebs um die Sparte Wasser lehnen wir ab. Bündelangebote im Rahmen des Liegenschaftsmodells nach § 6 MsbG ergeben erst Sinn, wenn sowohl die dahinterliegenden Gesetze, Verordnungen, Prozesse und Standards allgemein und sparten-spezifisch, v. a. außerhalb regulierter Sparten, definiert und angepasst wurden. In der Praxis haben wir festgestellt, dass weder die notwendigen Marktprozesse noch technische Regelwerke für einen liberalisierten Messstellenbetrieb der Sparten Fernwärme und Wasser vorliegen. Auch die letzten Aktivitäten um die FFVAV und AVBFernwärmeV haben an diesem Missstand Zustand nichts verändert.

Bis zur abschließenden Klärung aller Rahmenbedingungen sollten Bündelangebote im Rahmen des Liegenschaftsmodells nach § 6 MsbG auf die vom EnWG umfassten Hauptmessungen der Sparten Strom und Gas begrenzt werden, ggfs. erweitert auf Leistungen im Bereich des Submeterings (bspw. Heizwärme). Darüber hinaus empfehlen wir aus Versorgungssicherheits- und Hygienegründen grundsätzlich **keine Ausweitung der berücksichtigbaren Sparten im Rahmen eines Bündelangebots nach § 6 MsbG auf die Hauptmessungen der Sparten Wasser und Fernwärme**. Insbesondere Wasser ist im Gegensatz zu den energetischen Lieferungen ein Lebensmittel und unterliegt höchsten Anforderungen. Der Zugang und ggf. sachunkundige Umgang können zu weitreichenden gesundheitsschädlichen Kontaminationen führen. Daher ist eine Liberalisierung im Messwesen von Wasser nicht sachgerecht.

5. Informationsschreiben des MSB (§37 Abs.2 MsbG)

Die Verkürzung der Frist für das Informationsschreiben des Messstellenbetreibers von drei Monaten auf sechs Wochen begrüßen wir. Aus unserer Sicht sollte **das Informationsschreiben außerdem nur an den Anschlussnutzer** gerichtet werden müssen. Ein Schreiben sowohl an den Anschlussnutzer als auch an den Anschlussnehmer führt zu einer Doppelung und zusätzlichen Aufwänden, zudem liegen dem Messstellenbetreiber oftmals die benötigten Informationen über den Anschlussnehmer nicht vor.

6. Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität (§ 78 MsbG)

Das Bestreben, die Messwertqualität intelligenter Messsysteme zu verbessern, ist nachvollziehbar. Die **Ursachen für fehlerhafte oder fehlende Messwerte** sind jedoch vielfältig und nicht immer durch die Messstellenbetreiber (MSB) zu verantworten. Beispiele sind mangelhafte WAN-Abdeckung an bestimmten Standorten oder temporäre Verbindungsausfälle, etwa durch Wartungsarbeiten.

Die gesetzlich vorgeschriebene Rolloutquote von 90 % zwingt MSB, intelligente Messsysteme auch dort einzusetzen, wo die Verbindungsqualität nicht optimal ist. Das führt zu einem Zielkonflikt zwischen der Einhaltung der Rolloutanforderungen und der Übermittlung zuverlässiger Messwerte.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) arbeitet bereits mit den MSB an Verbesserungen, etwa durch den geplanten MaBiS-Hub, der die zentrale Verarbeitung von Messwerten erleichtern soll. Solche Maßnahmen sind zielführender als die Einführung einer verschuldensunabhängigen

Haftungsregelung, wie sie derzeit vorgesehen ist. **Diese Regelung ist aus unserer Sicht zu unbestimmt und führt zu Entschädigungsansprüchen ohne Nachweis eines Mehraufwands oder eines Verschuldens seitens der MSB. Wir lehnen sie daher ab.**

7. Gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber für die Abwicklung des Netzzugangs (§ 20b EnWG)

Die Einführung einer zentralen Plattform in der vorgeschlagenen Ausprägung sehen wir aus folgenden Gründen kritisch:

- Die Zuständigkeit für die Ausgestaltung solcher Regelungen liegt bei der Bundesnetzagentur (BNetzA), weshalb das Gesetz lediglich einen Rahmen vorgeben sollte. Detailregelungen sollten vermieden werden, um die Komplexität zu reduzieren.
- Die vorgesehenen Fristen für den Aufbau der Plattform sind aus unserer Sicht unrealistisch, da die Umsetzung sowohl technisch als auch organisatorisch sehr anspruchsvoll ist. Zudem sind die Fristen nicht mit anderen gesetzlichen Vorgaben kompatibel. Der Aufbau und Betrieb der Plattform erfordert erhebliche finanzielle und personelle Ressourcen, die in der Branche bereits durch andere Transformationsprojekte stark gebunden sind. Es muss sichergestellt werden, dass die entstehenden Kosten nicht allein von Netzbetreibern getragen werden.
- Es sollte im Vorfeld grundsätzlich untersucht werden, an welchen Stellen eine Zentralisierung von Prozessschritten im Netzanschlussprozess und/oder Bestellprozess von Zusatzleistungen etc. sinnvoll ist. Aus unserer Sicht ist es, auch betriebswirtschaftlich gesehen, wenig zielführend einzelne Prozessschritte, wie z.B. die Änderung von Messkonzepten, aus dem bestehenden Prozess heraus zu lösen und zu zentralisieren.

Wir halten es für sinnvoller, bestehende Netzanschlussportale der Netzbetreiber weiterzuentwickeln und durch Standardisierung und Digitalisierung zu optimieren, anstatt eine separate Plattform einzuführen. Jegliche Doppelarbeit oder Mehraufwand durch parallele Systeme ist zu vermeiden. Bei der Einführung einer zentralen Plattform muss eine enge Abstimmung mit der Branche erfolgen, um ein praxistaugliches und zukunftsfähiges Konzept zu gewährleisten.

Wir unterstützen den Vorschlag, die Regelung auf eine Festlegungskompetenz der BNetzA zu beschränken, mit klaren Vorgaben zur Kosten-Nutzen-Abwägung und einer Berücksichtigung der bestehenden Prozesse. Positiv werten wir dabei den Ansatz der BNetzA, mit Branchenvertretern erarbeiten zu wollen, an welchen Stellen zentrale Datenverarbeitungssysteme (Hubs) sinnvoll eingesetzt werden können, um das Gesamtsystem effizienter zu gestalten.

8. Echtzeitaufbereitung und Bereitstellung der Messwerte: API-Schnittstellen und Web-Portale zur automatisierten Messwertbereitstellung i. d. R. in 15 Minuten (§§ 61, 62 MsbG)

Die Priorisierung von Online- bzw. App-Lösungen bei der Bereitstellung von Daten für Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber nach §§ 61 und 62 MsbG ist zu begrüßen. **Eine Verkürzung der Bereitstellungszeit der Daten von 24 Stunden auf 15 Minuten ist jedoch in**

der heutigen System- und Prozesswelt und den damit verbundenen TK- und Systemkosten abzulehnen.

WIR FORDERN DAHER FOLGENDE ANPASSUNG IN § 61 ABS. 2 MSBG:

(2) Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen standardmäßig innerhalb von ~~15 Minuten~~ **24 Stunden** über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder über eine Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von ~~15 Minuten~~ **24 Stunden** zur Verfügung zu stellen sind.

WIR FORDERN DAHER FOLGENDE ANPASSUNG IN § 62 ABS. 2 MSBG:

(2) Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen standardmäßig innerhalb von ~~15 Minuten~~ **24 Stunden** über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder einer Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anlagenbetreiber der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von ~~15 Minuten~~ **24 Stunden** zur Verfügung zu stellen sind.“

9. Rolloutpflicht für Smart Meter für Wasserstoff

Die Ausweitung des Rollouts für Smart Meter Wasserstoff ist abzulehnen. Es gibt absehbar keine Wasserstoffverteilnetze, daher braucht es auch keine Regelung für eine Rolloutpflicht für Wasserstoff.

10. Weitere Vorschläge

Einige Vorschläge, welche die Stadtwerke München bereits bei der letzten EnWG-Novelle (Solarspitzenengesetz) eingebracht haben, sind nicht vom Gesetzgeber aufgegriffen worden. Wir bitten daher weiterhin um Berücksichtigung der folgenden Punkte:

a. Messstellenbetrieb (§ 3 MsbG) und Messstelle (§ 8 MsbG)

Die im Zuge der letzten Gesetzesnovelle erfolgte Streichung der Wörter „beauftragten technischen Einrichtungen“ in § 3 Abs. 3 MsbG sollte insofern angepasst werden, dass lediglich das Wort „beauftragten“ gestrichen wird. Der MSB benötigt zur Erfüllung seiner Pflichten aus Gesetz oder Vertrag ggf. weitere technische Einrichtungen wie Zählerschankerweiterungen, Stromstoßrelais, Zusatzkomponenten zu Router, Modems, etc. Mit der erfolgten Streichung von „beauftragten

technischen Einrichtungen“ wurde dem MSB die rechtliche Grundlage entzogen entsprechende Gerätschaften verbauen zu können. Daher ist § 3 Abs. 3 MsbG entsprechend abzuändern. Ebenso wie § 8 Abs. 1. Eine komplette Streichung kann dann in Betracht gezogen werden, wenn in der Definition der Messstelle alle für den Messstellenbetreiber technischen Einrichtungen enthalten sind.

§ 3 Absatz 3 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

In Absatz 3 werden nach dem Wort „oder“ die Wörter „technischen Einrichtungen einschließlich“ eingefügt.

§ 8 Absatz 1 MsbG sollte wie folgt geändert werden:

In § 8 Absatz 1 werden die Wörter „sowie, soweit erforderlich, von“ durch die Wörter „, technischen Einrichtungen einschließlich“ ersetzt.

Alternativ: Anpassung § 2 Nr. 11:

Messstelle: die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- ~~und~~, Kommunikationseinrichtungen **und notwendigen technischen Einrichtungen** zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und Steuerungsinformationen und zur sicheren Anbindung von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten an Zählpunkten eines Anschlussnutzers,

b. Allgemeine Anforderungen an Messsysteme; Verordnungsermächtigung (§ 19 Absatz 2 MsbG)

Aus Sicht der Stadtwerke München sollte anstelle der genannten Bundesministerien (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und Bundesministerium des Innern und für Heimat) die Bundesnetzagentur ermächtigt werden, die notwendigen Sicherheitsanforderungen aufzustellen. Dies steht aus unserer Sicht im besseren Einklang mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden sowie zur Umsetzung entflechtungsrechtlicher Vorgaben im Energiebereich.

c. Wirtschaftlichkeit und Anpassung der Preisobergrenzen (§ 30 und 32 MsbG) / Anpassung der POG für moderne Messeinrichtungen

Grundsätzlich sehen wir es als zielführender für einen wirtschaftlichen Rollout an, wenn die technischen Vorgaben vereinfacht würden anstelle von regelmäßigen Preiserhöhungen. Für das geforderte Leistungspaket reichen auch die ab Januar 2025 erhöhten Preisobergrenzen nicht aus, da der technische Mehraufwand nicht entsprechend mit eingepreist ist. Aus unserer Sicht wäre eine Vereinfachung der Technik eine weitaus bessere Alternative.

Um in der aktuellen Situation eine Verbesserung für den Messstellenbetrieb zu erreichen ist die in der letzten Gesetzesnovelle erfolgte Anpassung der Preisobergrenzen (§ 30 MsbG) ein positiver Schritt, da aktuell eine wirtschaftliche Unterdeckung in allen Einbaufallgruppen besteht. Dies wurde auch durch die Voruntersuchung zum Digitalisierungsbericht von EY und BET, die im Auftrag des BMWK erstellt wurde, bestätigt. Eine auskömmliche Anhebung der POG ist die Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit und den Erhalt der Leistungsfähigkeit von Messstellenbetreibern.

Die erfolgte Anpassung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen von 20 Euro auf 25 Euro p.a. entspricht jedoch nicht der Empfehlung aus der Gutachter EY und BET, welche sich für eine Preisobergrenze von 30 Euro jährlich aussprechen. Eine POG von 25 Euro spiegelt weder die gestiegenen Kosten, noch den erweiterten Leistungsumfangs der modernen Messeinrichtung wider. Eine Anhebung auf 30 Euro jährlich ist notwendig, um die wirtschaftliche Belastung der gMSB zu reduzieren und gleichzeitig die Ziele der Energiewende zu unterstützen.

Das Gutachten nach § 48 MsbG von EY & BET von 2024 hat klar aufgezeigt, dass auch die **Messentgelte für intelligente Messsysteme selbst für effiziente MSB nicht kostendeckend sind und daher angehoben werden sollten**. Aus Sicht der Stadtwerke München sollten weitere Prozessthemen, wie am Beispiel der sicheren Lieferkette für Smart Meter Gateways, vereinfacht werden, um **Komplexität und Kosten im Betrieb zu reduzieren**. Gleichzeitig sollte auch hier den Empfehlungen der Gutachten gefolgt werden und die **Preisobergrenzen für intelligente Messsysteme angehoben werden sowie Einmalentgelte für Bestellungen erhoben werden dürfen**. Dabei ist zu beachten, dass die Abrechnungsprozesse nicht verkompliziert werden, beispielsweise durch eine "Besteller-PoG" oder andere zusätzliche Preiskomponenten.

§ 32 Absatz 1 Satz 1 MsBG sollte wie folgt geändert werden:

1) Die Ausstattung einer Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung nach § 29 Absatz 3 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als **25 30 Euro** brutto jährlich in Rechnung gestellt werden. § 61 Absatz 3 gilt entsprechend

d. Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers (§ 34 Absatz 1 Nr. 5 und 6 vs. § 34 Absatz 2 Nr. 2)

Mit der Neufassung der Standard- und Zusatzleistung im Zuge der letzten Gesetzesnovelle (Solarspitzenengesetz) wurde die Steuerung von ehemals §34 Abs. 2 in die Standardleistungen § 34 Abs 1 integriert werden. Aus dem Gesetzestext und der Gesetzesbegründung geht nicht hervor, in welchen Fällen der MSB gem. § 34 Abs. 2 Nr. 2 Zusatzleistung oder Standardleistung zu erbringen hat und dementsprechend Entgelte verlangen darf. Hier bedarf es Klärung, welchen Umfang die Standardleistung im Rahmen der Aufwände des Anschlussnehmers umfasst.

e. Resilienz der Energieversorgung und Schwarzfall (§ 34 Absatz 2 Satz 8 MsbG)

Als grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen wir Initiativen zur Steigerung der Resilienz der Energieversorgung. Unter Resilienz wird in diesem Zusammenhang die Widerstandsfähigkeit des Stromsystems gegen innere und äußere Störfaktoren verstanden und die Fähigkeit, trotz dieser Einwirkungen die Stabilität und Verfügbarkeit zu gewährleisten. Hierzu ist ein abgestimmtes System aus Datenanbindung, Steuerung, einschließlich dem Verhalten der zu steuernden Anlagen notwendig.

Eine schwarzfallfeste Telekommunikation-Anbindung ist für die Resilienz der Energieversorgung nicht erforderlich und sogar kritisch zu sehen, da mit dem Fokus auf Schwarzfallfestigkeit bei einem Schwarzfall nach Ablauf der gesicherten schwarzfallfesten Zeitspanne ein undefinierter Zustand entstehen würde. Auch in anderen europäischen Ländern findet sich keine derartige Anforderung. Die Forderung fand sich allerdings im Digitalisierungsbericht nach § 48 MsbG des BMWK sowie in der aktuellen Gesetzesfassung (§ 34 MsbG). Belegte technische Gründe wie auch fundierte Kosten-Nutzen-Vergleiche liegen derzeit für eine derartige Forderung nicht vor.

Kritisch ist aus heutiger Sicht zudem, dass zum einen das Verhalten der Kundenanlage (definiertes Schwarzstartverhalten der Kundenanlage) nicht festgeschrieben wird und andererseits eine

schwarzfallfeste TK-Verbindung ausschließlich und flächendeckend für alle Anwendungsfälle nur mit dem 450-MHz-Netz bzw. über das Serviceangebot der 450connect GmbH realisiert werden könnte. Auch wenn wir das 450-MHz-Netz als **mögliche** Kommunikationslösung ansehen, kritisieren wir den fehlenden Wettbewerb, der durch nicht erforderliche hohe technische Anforderungen wie der Schwarzfallfestigkeit resultieren würde.

Die Forderung nach einer schwarzfallfesten TK-Strecke impliziert die Notwendigkeit einer teuren und wartungsintensiven Batterie-Pufferung am Kundenstandort. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) sowie das SMGW greifen auf Computertechnik zurück, die im Falle eines Netzausfalls einen Boot-Vorgang durchlaufen muss, bevor sie wieder funktionsfähig ist. Die Zeitspanne für die Rückkehr zur Funktionalität der TK-Strecke, inklusive des TK-Core Netzes, entspricht etwa der Boot-Zeit der SteuVE bzw. SMGWs. Eine batteriegepufferte Schwarzfallfestigkeit der TK-Strecke einschließlich des TK-Core Netzes und damit auch dieser Geräte würde daher keinen zusätzlichen Funktionsgewinn bringen. Andererseits ist zur Steigerung der Robustheit die Festschreibung eines definierten Start-Zustandes der zu steuernden Kundenanlage bei einem Schwarzstart wichtig und würde eine allgemeine und dauerhafte gesteigerte Robustheit bewirken.

Aus den aufgeführten Gründen sprechen wir uns weiterhin für eine Streichung von §34 Absatz 2 Satz 8 MsbG aus. Die darin enthaltene Forderung ist aus Sicht der SWM überflüssig und kostenschädlich für den weiteren Rollout.

§ 34 Absatz 2 Satz 8 MsBG sollte ersatzlos gestrichen werden

f. Standard- und Zusatzleistungen (§ 34 und 60 MsbG)

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Standard- und Zusatzleistungen beinhalten für Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber ein Leistungspaket, für dessen Erfüllung auch angehobene Preisobergrenzen nicht ausreichend sind, da der technische Mehraufwand nicht entsprechend mit eingepreist ist. Die SWM sprechen sich daher an einigen Stellen für schlankere Anforderungen aus. In beiden Absätzen von §34 Abs. 1 Ziff 5 und Abs. 2 Ziff 2 MsBG sollte eindeutiger dargestellt werden, dass die Verantwortung für die Verkabelung des MSB bei der FNN Steuerbox endet, so wie es auch in der Gesetzesbegründung steht. Die Formulierung aus der Gesetzesbegründung sollte in den Gesetzestext aufgenommen werden.

§ 34 Absatz 1 Nummer 5 und § 34 Absatz 2 Nummer 2: Verpflichtender Einbau Steuereinrichtung & SMGW

§ 34 Abs. 1

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

Ziff. 5.

der Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einschließlich, soweit erforderlich, ihrer informationstechnischen Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an zum Ausstattungszeitpunkt vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, sowie der

Konfiguration und Parametrierung des Smart-Meter-Gateways und der Steuerungseinrichtung, **wobei die Anbindungsverpflichtung die Herstellung der Kommunikationsverbindung zur Steuerungseinrichtung am Zählerplatz beziehungsweise am Hausanschlussraum umfasst, nicht jedoch etwaige Vorbereitungsmaßnahmen in der Kundenanlage, etwa die Verlegung von Datenkabeln bis zum Hausanschlussraum**

(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, die über die Standardleistungen nach Absatz 1 hinausgehen (Zusatzleistungen). Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmen, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können für sich oder ihre Kunden folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen:

Ziff. 2. die zusätzliche Ausstattung von Messstellen mit Steuerungseinrichtungen, soweit erforderlich, ihre informationstechnische Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, sowie die Konfiguration und Parametrierung von Smart-Meter-Gateway und Steuerungseinrichtungen, **wobei die Anbindungsverpflichtung die Herstellung der Kommunikationsverbindung zur Steuerungseinrichtung am Zählerplatz beziehungsweise am Hausanschlussraum umfasst, nicht jedoch etwaige Vorbereitungsmaßnahmen in der Kundenanlage, etwa die Verlegung von Datenkabeln bis zum Hausanschlussraum**

Die netzorientierte Steuerung und insbesondere das Enablement der Kundenstandorte wird zur Pflicht. Hierbei ist nicht klar, was gemeint und was zu tun ist - aus unserer Sicht ist die Installation von SMGW & Steuerbox ausreichend.

§ 34 Absatz 1 Nummer 6b

§ 34 Abs. 1

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

(...)

Ziff. 6 zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes

a) (...)

~~b) über Buchstabe a hinausgehende erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes~~

,

Eine verpflichtende vorzeitige Ausstattung auf Anfrage innerhalb von 4 Monaten belastet ab einer gewissen Menge den Pflichtrollout und die vom Gesetzgeber priorisierten Ausstattungsfälle intelligenter Messsysteme. Es ist daher wichtig, diese Verpflichtung beispielsweise durch eine einfache Quotenregelung zu begrenzen, um die Rolloutziele nicht zu gefährden. Für die Sparte Gas besteht aktuell fast kein Interesse im Markt, da es im Wärmemarkt stark rückläufig ist. Daher sollte die Anbindung von Gaszählern und entsprechende Datenbereitstellung als freiwillige Zusatzleistung den Messstellenbetreibern überlassen werden und nicht verpflichtend vorgeschrieben werden. Ebenso sollte es keine Verpflichtung des Messstellenbetreibers für die Anbindung von Unterzählpunkten in der Kundenanlage an das Smart Meter Gateway geben. Bei entsprechendem Interesse und Geschäftsfällen wird eine Zahlungsbereitschaft bestehen und diese können als freiwillige Zusatzleistungen von Messstellenbetreibern im liberalisierten Markt angeboten werden, da auch jederzeit Wechsel des Messstellenbetreibers möglich sind.

§ 34 Absatz 2 Nummer 1 MsBG: Einbau auf Kundenwunsch:

1. ab dem 1. Januar 2025 die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, auch an nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen, ~~insbesondere an nicht bilanzierungsrelevanten Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen im Sinne des § 3 Nummer 59 und 60 des Energiewirtschaftsgesetzes, ab dem 1. Juli 2026 auch an Zählpunkten der Sparte Gas innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung,~~

Die häufigere Datenübertragung in 15-Minuten-Zyklen (anstelle der bestehenden 24h) ist in der derzeit eingesetzten Technik und Systemarchitektur nicht darstellbar. Neben der technischen Ertüchtigung des Backends für den Datenempfang und die Datenverarbeitung führt das massiv steigende Datenvolumen (Mobilfunk-Kosten) zu höheren Kosten. Derzeit existiert weder im gültigen Gesetz noch in den Standard- oder Zusatzleistung eine entsprechende Position, welche die Kosten entsprechend einpreist. Zudem sind die technischen Vorgaben aus unserer Sicht nicht kurzfristig erfüllbar.

§ 60 Absatz 3 Nummer 2: Übermittlung Last- und Zählerstandsgänge

(3) Zur Erfüllung seiner energiewirtschaftlichen Verpflichtungen nach Absatz 1 übermittelt der Messstellenbetreiber unter Beachtung der Anforderungen nach Absatz 2 und des § 52 Absatz 3 standardmäßig

2. dem Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich,~~ die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich,~~ die Lastgänge,

c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 6 sowie § 67 Absatz 1 Nummer

1) genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich~~, die Zählerstandsgänge,

d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich~~, die Lastgänge,

e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 4 und 6 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich~~, die Zählerstandsgänge,

f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, ~~auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich~~, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

g) bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis f erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte

g. Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber (§12 EnWG)

Die SWM lehnen §12 EnWG, wie er im Zuge der letzten Gesetzesnovelle beschlossen wurde, ab.

Die in § 12 EnWG enthaltenen Verpflichtungen erstrecken sich lediglich auf den Verteilnetzbetreiber (VNB) und grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB). Schon heute sind eine Vielzahl der Erzeugungsanlagen nicht mehr beim grundzuständigen, sondern beim wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB). Dieser findet hier keinerlei Berücksichtigung. Es entsteht dadurch eine Ungleichbehandlung zwischen g und wMSB, sowie eine Verpflichtung für den VNB, bei der er auf die Mitwirkung eines wMSB zwingend angewiesen ist. Es entsteht dadurch eine direkte Abhängigkeit vom wMSB zur Erfüllung der Aufgaben nach §12a ff., mit dem Risiko, bei Nichterfüllung bis zur Abgabe der Ausübung der Betriebsführung von Erzeugungsanlagen. Dies stellt in jeglicher Hinsicht einen unverhältnismäßigen Eingriff in die hoheitliche Aufgabe des VNB dar und ist daher auch ein Risiko für die Versorgungs- und Arbeitssicherheit. Dieses Konzept stößt zudem in der Praxis auf zu viele Sonderformen der vor- und nachgelagerten Netze und ist nur schwer vereinbar mit der heutigen Netzwelt. **Aus unserer Sicht besteht die Gefahr, dass so in einem regulatorischen Netz eine geteilte Betriebsführung zwischen zwei Netzbetreibern stattfindet.** Die Gesetzesbegründung schafft an dieser Stelle nicht eindeutige Klarheit um diese Gefahr auszuräumen. Steuerbefehle aus verschiedenen Quellen für ein Netz können zudem die Stabilität gefährden. **Insgesondere ist der Absatz 2e) abzulehnen.**

h. Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität (§ 13l EnWG)

Eine Umrüstung auf rotierende Phasenschieberanlagen (rPSA) könnte für Anlagenbetreiber erhebliche Nachteile mit sich bringen. Ein Rückbau der Anlage wäre für den Anlagenbetreiber nicht möglich, sodass die Flächen nicht für eine neue Nutzung, beispielsweise im Rahmen eines Transformationsprozesses, z.B. zur Realisierung von steuerbaren Erzeugungskapazitäten, zur Verfügung stünden. Gleichzeitig wären durch das Umrüstungsverlangen Personalkapazitäten gebunden, die an anderer Stelle fehlen. Der Mangel an Fachpersonal führt auch dazu, dass andere Projekte (zumeist Transformationsprojekte) nicht nur aufgrund von Flächenkonkurrenz, sondern auch aufgrund von Ressourcenkonkurrenz nicht umgesetzt werden können. Auch dies sollte sowohl in der Abwägung, ob eine Umrüstung sinnvoll ist, als auch bzgl. des finanziellen Ausgleichs mit in die Erwägung einfließen.

Aus den genannten Beweggründen heraus sprechen sich die SWM für eine Streichung des § 13l n EnWG aus.

i. Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, Artikel 24)

aa. § 9 Abs. 2 Nummer 2b und Nummer 3 EEG

Eine pauschale Drosselung auf 60% von EEG und KWK-Anlagen im Fall von bestehender Steuerungstechnik ist abzulehnen. Die Notwendigkeit für die Drosselung sollte im Ermessen des Verteilnetzbetreibers liegen. Nur der VNB kann bewerten, ob eine pauschale Drosselung der Anlagen den gewünschten Zweck erfüllen kann. Gerade für bilanziell verbrauchende Netzgebiete, wie z.B. Metropolnetze, stellt diese pauschale Drosselung eine kontraproduktive Maßnahme dar.

Die Drosselung sollte nur auf Anlagen größer 7 kW angewendet werden. Für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 7 kW gibt es keine Ausstattungsverpflichtung nach dem Entwurf. Ohne den Anpassungsvorschlag oben würden die Anlagen kleiner 7 kW gedrosselt werden ohne, dass diese durch einen Einbau eines iMSys und Steuerungseinrichtung jemals verpflichtend wieder freigeschaltet werden würden.

Wir schlagen daher folgende Änderung zu § 9 Abs. 2 Nummer 2b und Nummer 3 EEG vor:

c) soweit es sich um Anlagen handelt, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind **und bei denen der Netzbetreiber die Notwendigkeit zu einer Drosselung festgestellt hat**, am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen, oder

3. Betreiber von Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind und die eine installierte Leistung von weniger als 25 Kilowatt **und mehr als 7 kW** haben, oder von KWK-Anlagen, die jeweils eine installierte

Leistung von weniger als 25 Kilowatt **und mehr als 7 kW** haben, am Verknüpfungspunkt dieser Anlagen mit dem Netz jeweils die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen, **sofern der Netzbetreiber die Notwendigkeit zu dieser Drosselung festgestellt hat**

bb. Stand der Technik, § 10 b Absatz 2 EEG

Die Einhaltung des Stands der Technik für klassische Mess- und Steuerungstechnik bei Bestand und Neuanlagen sollte sich stärker an internationalen und europäischen Standards und Empfehlungen orientieren, um internationale Weiterentwicklungen besser zu berücksichtigen.

Begründung: Der Stand der Technik wird vermutet, wenn international anerkannte Standards verwendet werden. Am Beispiel SMGW sehen wir eine deutliche Diskrepanz zwischen europäischem Stand der Technik und der nationalen Umsetzung nach Vorgabe des BSI.

cc. Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen, § 52a (neu) EEG in Verbindung mit §12 Absatz 2 h (neu) EnWG

Laut Gesetzesbegründung im Zuge der letzten Gesetzesnovelle (Solarspitzengesetz) zu § 12 Absatz 2h) EnWG räumt Satz 3 dem Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Schadensersatzanspruch gegen den Messstellenbetreiber als Verursacher der durch die Maßnahmen nach Satz 1 abgewehrten Gefahr ein. Durch diesen Schadensersatzanspruch soll der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Ausgleich dafür erlangen, dass die Einspeisung seiner Anlage aufgrund des Fehlverhaltens eines Dritten unterbunden wird. Da die Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG in die Sphäre des Messstellenbetreibers fallen und ihre Erfüllung durch den Anlagenbetreiber nur schwer überprüft werden kann, wird dabei nach Satz 4 widerleglich vermutet, dass der Anlagenbetreiber eine Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 zu vertreten hat. Der Messstellenbetreiber kann sich exkulpieren. Satz 5 stellt klar, dass weitergehende Ersatzansprüche im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Messstellenbetreiber unberührt bleiben.

Wir lehnen die widerlegliche Vermutung ab, dass der Messstellenbetreiber eine Pflichtverletzung zu vertreten hat und sich aktiv exkulpieren muss. Der MSB ist dafür verantwortlich die Steuerungsinformation bis an den Übergabepunkt der Information, CLS-Ausgang des SMGW im Falle voll digitaler Steuerung und Relaisausgang einer Steuereinheit (z.B. FNN Steuerbox) bei analoger Steuerung, bereit zu stellen. Die Übertragung von Bereitstellungspunkt bis zur Anlage/Steuerbare Einheit und Interpretation des Signals durch z.B. Wechselrichter oder Energiemanagementsystem obliegt dem Anlagenbetreiber. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass die Hauptfehlerquellen im Hoheitsbereich des Anlagenbetreibers liegen werden. Daher sollte der Anlagenbetreiber nachweisen, dass die Informationsbereitstellung durch den MSB nicht erfolgt ist. Dies ist einfach durch Messung oder Anforderung der Logfiles beim MSB möglich.

11. Weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau im Zusammenhang mit dem Messwesen/MsbG

Im Zusammenhang mit den vorgesehenen Anpassungen des MsbG haben wir noch folgende weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau:

a. Erleichterungen im Rollout moderner Messtechnik, § 35 MessEV

Verursachte Belastung:

Mit Einführung der MessEV Ende 2014 mit expliziten Vorgaben zur Verlängerung der Eichfrist im Stichprobenverfahren (§35 MessEV, Speziell Absatz 1) sowie durch teilweise kürzere Eichfristen (speziell Sparte Wasser) sind moderne, elektronische Zähler benachteiligt. Dies äußert sich in höherem Aufwand bei den Stichprobenprüfungen, vermehrten Zählerwechseln mit Bindung dringend benötigter Personalressourcen oder dem Festhalten an herkömmlicher, mechanischer Messtechnik, da diese kommerziell vorteilhafter ist. Dies behindert den Rollout moderner Zählertechnik und widerspricht somit den Zielen der Energiewende.

Verbesserungsvorschlag:

Vereinfachung des Stichprobenverfahrens auf den Stand von vor 2015 sowie einheitliche Eichfristen für mechanische und elektronische Messgeräte.

b. Terminanschreiben bei Zählerwechsel (§38 Abs. 2 MsbG)

Verursachte Belastung:

Die starre Frist von mind. zwei Wochen mit Angabe eines Ersatztermins verhindert eine flexible Disposition der einzubauenden intelligenten Messsysteme und modernen Messeinrichtungen.

Verbesserungsvorschlag:

Änderung auf „angemessene Frist“, so dass die Unternehmen kurzfristig auf Krankheiten, Ausfälle usw. reagieren können. Der Kunde hat immer die Möglichkeit auch nach Terminankündigung einen individuellen Termin zu vereinbaren.

c. Ausstattungsverpflichtung (§ 45 MsbG), in Verbindung mit § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG

Verursachte Belastung:

Der Rollout und die Fristen für moderne Messeinrichtungen (mME) und intelligente Messsysteme (iMSys) erfordern, dass bestimmte Zielvorgaben, wie beispielsweise der Einbau von iMSys in 20% aller Pflichtanlagen bis zum 31.12.2025, erreicht werden. Aufgrund mangelnder systemischer Möglichkeiten und fehlender Fachkräfte können diese Anforderungen oft nicht in der benötigten Geschwindigkeit umgesetzt werden und erfordern mehr Zeit. Wenn es keine festen Fristen bzw. die Möglichkeit einer Fristverlängerung gäbe, wäre es einfacher, das Einbauziel zu erreichen, ohne andere Prozesse zu vernachlässigen.

Verbesserungsvorschlag:

Es sollte vermieden werden, andere wichtige Prozesse, wie den Ausbau erneuerbarer Energien nach dem EEG, zu stark einzuschränken. Stattdessen sollte eine ausgewogene Vorgehensweise angestrebt werden, die sowohl den Rollout der iMSys als auch andere zentrale Aufgaben im Energiebereich ermöglicht.

d. § 45 MsbG (Ausstattungsverpflichtung), in Verbindung mit § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG, § 9 EEG (Technische Vorgaben) § 12 Abs. 2b EnWG**Verursachte Belastung:**

Der Rollout der intelligenten Messsysteme (iMSys) bei EEG-Anlagen ist derzeit nur dann als Pflichteinbau anzuerkennen, wenn eine Steuerbox installiert wird. Derzeit ist es technisch nicht machbar, eine Steuerbox zu verbauen, was den Rollout erheblich hemmt. Es sollte den Messstellenbetreibern (MSB) überlassen werden, eine Anlage zunächst auf iMSys umzurüsten und die Steuerbox nachträglich zu installieren, sobald dies möglich ist.

Verbesserungsvorschlag:

Es sollte nicht notwendig sein, EEG-Anlagen zurückzuhalten, bis die Installation der Steuerbox möglich ist. Ein flexiblerer Ansatz würde den iMSys-Rollout umfassender und effizienter gestalten.

e. Zusatzleistungen bei Rollout, § 34 MsbG (Standard- und Zusatzleistungen), § 40 MsbG (Anbindungsverpflichtung)**Verursachte Belastung:**

Zusatzleistungen über § 34 Absatz 1 MsbG hinaus erhöhen die Anforderungen an den Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys). Vor allem die Vorgabe verbindlicher Daten der Verfügbarkeit einzelner Zusatzleistungen, wie wir es bspw. beim „iMSys Gas auf Kundenwunsch“ ab 01.06.2026 nach § 34 Abs. 2 Nr. 1 oder der Anbindungsverpflichtung Gas RLM ab 2028 entsprechend § 40 MsbG sehen, führen gezwungenermaßen zu einem Fokus-Shift im Rollout. Viele der Zusatzleistungen sind branchenweit noch nicht gelebt, sind nicht aufwandsarm in die jeweilige bestehende Infrastruktur und Prozesse integrierbar und bedingen damit Entwicklungsaufwand. Eine Kopplung der Zusatzleistungen an die technische Machbarkeit oder Deklaration als „optional“, weg von strikten Daten, wäre wünschenswert und würde der Fokussierung im Rollout dienen.

Verbesserungsvorschlag:

Anstatt strikte Vorgaben bzgl. Zusatzleistungen zu setzen, die wichtige Projekte verzögern könnten, sollte mehr Flexibilität gegeben werden, damit die begrenzten Ressourcen Rollout-gerecht eingesetzt werden können.

III. Netzausbaubeschleunigung und Verbraucherbeteiligung

1. Leitungsänderungsvorhaben:

Die Realisierung von Netzausbauvorhaben stellt sich in rechtlicher und tatsächlicher Hinsicht als sehr komplex dar. Um die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau deutlich zu vereinfachen und kurze behördliche Entscheidungsfristen einzuführen, schlagen wir folgende Änderungen im EnWG vor: Leitungsänderungsvorhaben, die den Transport von Strom aus EE-Anlagen sicherstellen sollen, sind von der Pflicht zur Durchführung eines Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens auszunehmen.

WIR SCHLAGEN DAHER FOLGENDE IN §43 F ENWG VOR:

§ 43f Änderungen im Anzeigeverfahren

(1) Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können anstelle des Planfeststellungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden. Eine Änderung oder Erweiterung ist nur dann unwesentlich, wenn

1. nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung oder nach Absatz 2 hierfür keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist,
2. andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen und
3. Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden.

(2) Abweichend von den Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung für die Änderung oder Erweiterung nicht durchzuführen bei

1. Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff nach § 43I Absatz 4,
2. Umbeseilungen,
3. Zubeseilungen oder
4. standortnahen Maständerungen **einschließlich Mastersatzbauten, auch wenn diese zu einer Leistungserhöhung führen.**

Satz 1 Nummer 2 und 3 ist nur anzuwenden, wenn die nach Landesrecht zuständige Behörde feststellt, dass die Vorgaben der §§ 3, 3a und 4 der Verordnung über elektromagnetische Felder und die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind. Einer Feststellung, dass die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind, bedarf es nicht bei Änderungen, welche nicht zu Änderungen der Beurteilungspegel im Sinne der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm in der jeweils geltenden Fassung führen. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist ferner jeweils nur anzuwenden, sofern einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Vorhaben eine erhebliche Beeinträchtigung eines Natura 2000-Gebiets oder eines bedeutenden Brut- oder Rastgebiets geschützter Vogelarten nicht zu erwarten ist. **Die Auswirkungen der zu ändernden oder zu ersetzenden Bestandsanlagen müssen bei der Betrachtung nach Satz 4 als Vorbelastung berücksichtigt werden. Soweit die Auswirkungen der Neu- oder Ersatzanlagen unter Berücksichtigung der gebotenen, fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen geringer als oder gleich die der Bestandsanlagen sind, ist davon auszugehen, dass eine erhebliche Beeinträchtigung im Sinne von Satz 4 nicht zu erwarten ist. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist bei Höchstspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 220 Kilovolt oder mehr ferner nur anzuwenden, wenn die Zubeseilung eine Länge von höchstens 15 Kilometern hat, oder die standortnahen**

~~**Maständerungen oder die bei einer Umbeseilung erforderlichen Masterrhöhungen räumlich zusammenhängend auf einer Länge von höchstens 15 Kilometern erfolgen.**~~

(3)...

2. Grundstücksnutzungsrecht für die Anschlussleitungen

Ein praktisches Problem bei der Entwicklung von PV-FFA ist stets die langfristige Sicherung der notwendigen Grundstücksflächen. Gerade die Kabeltrasse zur Anbindung des PV-Parks an den nächsten Einspeisepunkt verläuft oft über viele Grundstücke von unterschiedlichen Eigentümern.

Bislang gibt es keine Duldungspflicht für Leitungen, die EE-Anlagen an den Netzverknüpfungspunkt anschließen. Projektentwickler sind daher auf das Wohlwollen der Flächeneigentümer angewiesen und/oder müssen entsprechend hohe Entschädigungszahlungen an die Flächeneigentümer leisten oder Umwege mit entsprechend höheren Kosten für die Kabeltrasse in Kauf nehmen.

Notwendig ist daher die Schaffung einer Regelung für ein Wegenutzungsrecht für die Anschlussleitungen für PV-Freiflächenanlagen (bzw. EE-Anlagen im Allgemeinen), die die Verlegung und den Betrieb von Anschlussleitungen gegen eine (moderate) Entschädigung ermöglicht. Ziel der Regelung ist, den Anschluss von PV-Freiflächenanlagen an das Netz zu beschleunigen und die Kosten zu reduzieren. Das Wegenutzungsrecht gegen moderate Entschädigung sollte insbesondere auch Bahntrassen miteinbeziehen, da diese zunehmend mit Anschlussleitungen gequert werden müssen. (Stichwort: Mondpreise und lange Genehmigungszeiten bei DB-Gestattungsverträge.)

WIR SCHLAGEN DAHER FOLGENDE ÄNDERUNG VOR:

► **Duldungspflicht von Grundstückseigentümern für das Anbringen und Verlegen von Leitungen zum Anschluss von EE-Anlagen an das allgemeine Stromversorgungsnetz gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung.**

3. Genehmigung der DB für Trassenquerung

Betreiber von PV-FFA (und EE-Anlagen im Allgemeinen) müssen die Anlagen an bestimmte Netzeinspeisepunkte anschließen, die ihnen von den Netzbetreibern zugewiesen werden. Häufig müssen die Stromkabel dafür eine Bahntrasse queren. Für die Erlaubnis, die Kabel unter einer Trasse verlegen zu dürfen, verlangt die Deutsche Bahn eine Entschädigung.

Während in der Vergangenheit die DB Preise um die 4.000 Euro für die Genehmigung verlangt hat, forderte sie zuletzt bei mehreren Projekten um die 100.000 Euro. Solche Summen können kleinere Projekte in die Unwirtschaftlichkeit führen.

Will ein privater Grundstückseigentümer nicht, dass das Kabel unter seinem Grundstück verläuft, können Projektentwickler einen Umweg gehen. Bei der Bahntrasse geht aber kein Weg an Bahn-Grundstücken vorbei, was zu einer günstigen Ausgangssituation für die Bahn führt. Dies darf aber nicht dazu führen, dass die DB als Staatskonzern unangemessene Preise für die Genehmigung verlangt und EE-Projekte damit unwirtschaftlich und deshalb nicht realisiert werden.

IV. Sonstige Regelungen

1. Energieeffizienzgesetz –EnEfG

Im Zusammenhang mit den vorgesehenen Anpassungen des Energieeffizienzgesetzes haben wir noch folgende weitere Vorschläge zum Bürokratieabbau:

a. Umsetzungspläne von Endenergieeinsparmaßnahmen, § 9 EnEfG

Das Identifizieren von Endenergieeinsparmaßnahmen und die Veröffentlichung dieser stellt eine Dopplung mit den Pflichten aus dem Umweltmanagementsystem dar. Die EMAS-validierten Bereiche sind bereits dazu verpflichtet, auch Endenergieeinsparpotenziale und den Umsetzungsstatus der Einsparmaßnahme als Teil der Verbesserung der Umweltleistung zu veröffentlichen. Eine Bewertung der Maßnahmen nach DIN EN 17463 bedeutet einen Mehraufwand und erzeugt keinen Mehrwert.

Zudem bieten die Zertifizierungsgesellschaften die nach Gesetz ebenfalls geforderte Prüfpflicht vor Veröffentlichung bis dato nicht als Teil ihres beauftragten Zertifizierungs- oder Validierungsumfangs an, da es hier um eine direkte Prüfung und Bestätigung spezifischer Einhaltung von Rechtsgrundlagen geht. Hierdurch entstehen nochmals Zusatzaufwände.

Verbesserungsvorschlag:

Eine zusätzlich durch Auditor*innen zu prüfende Bewertung der Einsparmaßnahmen nach DIN EN 17463 ist in Frage zu stellen, da die Maßnahmen aktuell bereits auf Wirtschaftlichkeit und technische Realisierbarkeit untersucht werden.

b. Meldepflicht über anfallende unmittelbare Abwärme, § 17 EnEfG

Die Meldepflicht sämtlicher nicht von einem Schwellenwert ausgenommenen Abwärmepotenziale stellt einen erheblichen Mehraufwand dar. An den Erzeugungsanlagen müssen alle Abwärmequellen nach den im Gesetz und im offiziellen Merkblatt für die Plattform für Abwärme vorhandenen Regeln klassifiziert und bewertet werden.

Die Identifikation der vorhandenen Abwärmequellen ist an großen Erzeugungsstandorten auf Grund der hohen verfahrenstechnischen Komplexität und der räumlichen Dimensionen mit erheblichem Aufwand verbunden.

Die Klassifizierung erfolgt durch eine detaillierte Datenerhebung und -auswertung. Daraufhin erfolgt eine Differenzierung zwischen vermeidbaren und nicht-vermeidbaren Abwärmequellen. Die nicht vermeidbaren Abwärmequellen sind in der Plattform für Abwärme zu veröffentlichen. Ziel ist es, eine Sichtbarkeit von Abwärmepotenzialen zu schaffen. Damit soll bspw. benachbarte Industriezentren ermöglicht werden in Kooperation mit den Erzeugern die Abwärme nutzbar zu machen.

Die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme ist fraglich, da an den SWM-Standorten bereits Fernwärme bereitgestellt wird, die in der direkten Umgebung genutzt wird. Außerdem ist das nutzbare Temperaturniveau der Abwärmequellen zum Großteil zu gering, um es für eine effiziente Vorwärmung im Fernwärmesystem zu nutzen.

Zusätzlich ist die Nutzung der Abwärme aus einem Großteil der nicht vermeidbaren Abwärmequellen technisch und wirtschaftlich fraglich, da die Wärme technisch vom Erzeugungsstandort zum Abnehmenden transportiert werden muss. Eine entsprechende Infrastruktur hierfür ist nicht vorhanden, außer der existenten Fernwärme-Infrastruktur. Da räumliche Kapazitäten an den SWM-Erzeugungsstandorten knapp sind, ist eine zusätzliche Einbindung oder ein Bau von Infrastruktur ohne Einschränkung des operativen Betriebs nicht realistisch.

Verbesserungsvorschlag:

Schwellenwerte (Temperaturniveaus, Energieinhalt etc.) von nutzbaren Abwärmequellen müssten für KWK-Anlagen erhöht werden, damit der Aufwand zur Identifikation relevanter Abwärmequellen an den komplexen Erzeugungsstandorten verringert wird. Außerdem muss darüber diskutiert werden, ob KWK-Anlagen, die nach dem Stand der Technik erbaut sind, von der Meldung der Abwärme ausgenommen werden.

c. Identifikation von Abwärmepotentiale gemäß den Vorgaben des Energieeffizienzgesetzes

Bei Unternehmen mit einem Energieverbrauch von mehr als 7,5 GWh/a müssen Abwärmepotentiale ermittelt, erfasst und wesentliche Abwärmepotentiale in einer zentralen Datenbank hinterlegt werden. Der Termin hierfür war der 01.01.2025. Der Stand ist jährlich zu aktualisieren. In dem BAFA Merkblatt: Plattform für die Abwärme zu den gesetzlichen Regelungen des § 17 Energieeffizienzgesetz (EnEfG) ist beschrieben, wie und welche Abwärmepotentiale zu erfassen sind. Es muss ein Nachweis erbracht werden, dass Abwärmepotentiale identifiziert wurden (Übersicht) und diese Übersicht ist jährlich zu aktualisieren. Zugleich ist es möglich, die meisten Abwärmepotentiale als nicht wesentliche Abwärmepotentiale einzustufen. Bedeutet: hier wird für Unternehmen ein bürokratischer Aufwand erzeugt, eine Übersicht der Abwärmepotentiale zu führen, bei denen aufgrund der Einstufung keine Nutzungsmaßnahmen umgesetzt werden müssen.

Verbesserungsvorschlag:

Streichung der Verpflichtung zur Ermittlung, Erfassung und Hinterlegung der Abwärmepotenziale > 7,5 GWh/a.