



**Zusammenstellung der Stellungnahmen zur öffentlichen Anhörung
am Mittwoch, dem 15. März 2023
11:00 bis 13:00 Uhr, MELH, Sitzungssaal 3.101**

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlagen



Sachverständigenliste Öffentliche Anhörung

Mark Becker–von Bredow¹

Bereichsleiter Elektrifizierung und Klima
ZVEI e. V.
A-Drs. 20(25)303 neu

Tobias Boegelein²

Softwareentwickler
Bits & Bäume
A-Drs. 20(25)304 neu

Prof. em. Alwin Burgholte³

Jade Hochschule Wilhelmshaven
A-Drs. 20(25)296

Felix Dembski⁴

Vice President Regulatory
sonnen GmbH
A-Drs. 20(25)305

Dr. Thomas Engelke⁵

Leiter Team Energie und Bauen
Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv)
A-Drs. 20(25)297

Dr. Ernesto Garnier⁴

CEO und Gründer
EINHUNDERT Energie GmbH
A-Drs. 20(25)302

Oliver Pfeifer⁶

Grundsätze und Strategie Messstellenbetrieb
Netze BW GmbH
A-Drs. 20(25)306

¹ Benannt durch die Fraktion der FDP

² Benannt durch die Fraktion DIE LINKE.

³ Benannt durch die Fraktion der AfD

⁴ Benannt durch die Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

⁵ Benannt durch die Fraktion der SPD



Friedrich Rojahn⁶

Geschäftsführer
Solandeo GmbH
A-Drs. 20(25)307

Marco Sauer⁵

Head of Regulatory Affairs & Business Development
Theben AG
A-Drs. 20(25)300

Thomas Seltmann⁵

Referent Solartechnik & Speicher
Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
A-Drs. 20(25)308

Rainer Stock⁶

Bereichsleiter Netzwirtschaft
Verband Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
A-Drs. 20(25)301

⁶ Benannt durch die Fraktion der CDU/CSU



Stellungnahme
ZVEI e. V.

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)

**Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Energie und Klima
am 15. März 2023, BT-Drs. 20/5549**

Einführung

Strom wird der zentrale Energieträger der Zukunft sein und die Stromnetze damit das Rückgrat des künftigen Energiesystems. Die zunehmende Elektrifizierung von Anwendungen und Prozessen steigert den Strombedarf bis zum Jahr 2030 u. a. durch ca. 15 Mio. Ladepunkte und sechs Mio. Wärmepumpen auf rund 700 TWh/a. Bis zum Jahr 2045 wird sich der Strombedarf gegenüber heute auf mind. 1.000 TWh/a verdoppeln.

Neben der absoluten Zunahme des Stromverbrauchs und damit des notwendigen Transports in den Stromnetzen findet auch eine Änderung in der Erzeugungsstruktur statt. Durch den geplanten und enorm ansteigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung kommt es zu einer Abkehr von der bisher dominierenden zentralen und unidirektionalen Energieversorgung hin zu einer dezentralen, bidirektionalen Energieversorgung mit einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen. Gleichzeitig bieten neuartige Verbraucher wie Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge Flexibilitäten, die für den Ausgleich von Nachfrage und fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien genutzt werden können.

Die Anforderungen an das Stromnetz steigen enorm. Zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs werden künftig zusätzliche Daten über das Verbrauchsverhalten und über die Netzauslastung benötigt. Gleichzeitig sollen dynamische Preissignale oder direkte Steuersignale zielgerichtet übermittelt werden können. Zur Bewältigung dieser Aufgaben bedarf es neben dem weiteren Netzausbau vor allem der Digitalisierung der Netzinfrastruktur – und das über alle Spannungsebenen.

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf wird der Dringlichkeit einer beschleunigten Digitalisierung der Stromnetze auf Verteilnetzebene Rechnung getragen und die Grundlage für den massentauglichen Rollout intelligenter Messsysteme als einem wichtigen Baustein für eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur gelegt. Der ZVEI unterstützt die im Gesetzentwurf genannten Ziele, den Rollout insbesondere intelligenter Messsysteme zu beschleunigen, Verfahren rund um den Rollout zu entbürokratisieren und die Rechtssicherheit für die Beteiligten zu erhöhen.

Anmerkungen zum Gesetzentwurf

Mit dem Gesetzentwurf würde der Rahmen für einen beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme geschaffen. Die geplanten Maßnahmen gilt es daher vollumfänglich und zügig umzusetzen.

Rollout beschleunigen

Der im Gesetzentwurf vorgesehene beschleunigte Rollout intelligenter Messsysteme bis 2030 unterstützt die Erreichung der Energiewendeziele der Bundesregierung. Der Gesetzentwurf kann helfen, die notwendige Rechts- und Investitionssicherheit für die beteiligten Akteure zu schaffen.

- Eine Verstetigung des Rollouts mit gleichmäßigeren jährlichen Ausbauquoten trägt bei Anwendern, Messstellenbetreibern, Netzbetreibern und Herstellern zu Effizienz und Nachhaltigkeit bei. Der ZVEI unterstützt daher die Festlegung, bis 2025 mind. 20 Prozent der Anschlusspunkte mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Es muss jetzt auf eine entsprechende Einhaltung der festgelegten Zwischenziele geachtet werden.
- Darüber hinaus unterstützt der ZVEI ausdrücklich, dass ein agiler Ausbau nunmehr für Endanwender mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100.000 kWh statt, wie bisher im Entwurf vorgesehen, 20.000 kWh erfolgen kann. Die Erweiterung des Bereichs stellt sicher, dass die größtmögliche Anzahl intelligenter Messsysteme verbaut werden kann.

- Die Abschaffung der Markterklärung schafft Klarheit bezüglich des weiteren Vorgehens und somit Rechts- und Planungssicherheit. Der Wegfall der 3-Herstellerregelung fördert überdies den Wettbewerb für die Technologieanbieter und schafft so Raum für Innovationen.
- Das verankerte Recht, im Standardleistungsumfang Viertelstundenmesswerte und verpflichtend als Zusatzleistung anzubietende Minuten-Messwerte nach § 34 Messstellenbetriebsgesetz für Netzbetrieb, Netzplanung, Netzauslastung und intelligente Steuerung bereitzustellen, ist ausdrücklich zu begrüßen. Dies fördert die angestrebte Beschleunigung innovativer Tarifkonzepte und die Ausgestaltung eines auf Netzdienlichkeit ausgerichteten Strommarktdesigns. Darüber hinaus sind die somit erhobenen Daten Grundlage für verlässliche Prognosen, um Engpässen im Netz frühzeitig durch Marktmechanismen und Sollwertvorgaben zu begegnen und kurative Maßnahmen zu vermeiden.

Endkunden stärken

Für das Gelingen der Energiewende sind die Akzeptanz und die Partizipationsmöglichkeiten der Endkunden entscheidend. Die weitere Stärkung der Rolle der Endkunden im GNDWE ist daher richtig.

- Der beschleunigte Rollout intelligenter Messsysteme ist kein Selbstzweck, sondern zählt als ein Baustein für die Digitalisierung der Netze auf die Schaffung eines zukunftsfähigen Energiesystems ein. Der Rollout der technischen Infrastruktur ist eine wichtige Voraussetzung, um endkunden- und verbraucherseitig neben beispielsweise dynamischen Tarifen auch Mehrwertdienste und Dienstleistungen Dritter zu nutzen. Die hierfür notwendigen Daten werden auf Basis von § 60 Abs. 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes durch den Messstellenbetreiber oder direkt aus dem Smart Meter Gateway bereitgestellt.
- Die Kosten für die moderne Messeinrichtung beim Endkunden zukünftig auf höchstens 20 € zu begrenzen stärkt die Akzeptanz bei den Endverbrauchern. Positiv ist auch die Möglichkeit zur Verrechnung der Differenz bis zu Preisobergrenze vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber benötigt nun Rechtssicherheit zur Anerkennung der Kosten in der Erlösobergrenze. Diese Kostenreduktion für den Privathaushalt sollte nun breit und deutlich kommuniziert werden.
- Für das Gelingen der Energiewende sind die Überwachung des Netzzustands und die zielgerichtete Übermittlung von Steuerbefehlen essenziell. Diese Notwendigkeit zeigt der Gesetzentwurf deutlich auf, insbesondere im Zusammenspiel mit dem BNetzA-Eckpunktepapier zu § 14a EnWG vom 24.11.2022 und mit dem nun verfolgten Ansatz eines digitalen Netzanschlusses. Allerdings fehlen konkrete Maßnahmen für die Erreichung dieses Ziels bis zum 01.01.2024. In der Gesetzesbegründung wird auf den digitalen Netzanschlusspunkt mit Sollwertvorgaben hingewiesen. Er sollte im Gesetz als Zielbild für Steuerungsvorgaben über das Smart Meter Gateway fest verankert werden. Steuerungsvorgaben wirken zukünftig im Regelfall nicht mehr auf Einzelanlagen, sondern es wird ein im Netzanschluss zwischengeschaltetes Energiemanagementsystem adressiert. Dieser Fall ist auch in den Eckpunkten der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG vorgesehen. Die Endkunden werden durch dieses Konzept zu aktiven Partnern der Energiewende und sorgen eigenverantwortlich für die Einhaltung der Sollwerte. Das Gesetz stellt bisher nicht ausreichend auf die Rolle eines für eine Liegenschaft installierten Energiemanagementsystems zur Umsetzung von Sollwertvorgaben aus dem Smart Meter Gateway ab.
- Dynamische Tarife und die Direktvermarktung stärken den Endkunden und die Energiewende im Gebäude. Die Umstellung auf Viertelstunden-Bilanzierung ist die Grundlage für dynamische Tarife und die Direktvermarktung. Auch ist es folgerichtig, dynamische Tarife verpflichtend für alle Stromkunden bereits ab dem 01.01.2025 und unabhängig von der Größe des Lieferanten einzuführen.

Anmerkungen über das GNDWE hinaus

Der mit dem GNDWE geplante beschleunigte Rollout intelligenter Messsysteme ist ein wichtiger Baustein zur Schaffung eines zukunftsfähigen Stromnetzes. Begleitend zu diesem Prozess erachtet der ZVEI Anpassungen in weiteren Bereichen für sinnvoll.

- Durch das GNDWE sollen ein agiler Rollout mit fortlaufenden Softwareupdates und die schnellere Implementierung von Innovationen durch den Wegfall der 3-Herstellerregelung gefördert werden. Parallel erscheinen daher Änderungen im Eichrecht sinnvoll, die einen agilen Rollout und die schnelle Umsetzung von Software-Updates unterstützen. Derzeit wären für Software-Updates der Smart Meter Gateways zusätzliche Freigaben durch die jeweils verantwortlichen Landeseichbehörden erforderlich. Hier wäre noch einmal zu prüfen, ob zur Beschleunigung solcher Updates bei bereits installierten Smart Meter Gateways analog zu Neugeräten die ohnehin vorhandenen Zertifikate der BSI und Baumusterprüfbescheinigungen der PTB ausreichend sind.

- Das Recht des Endkunden auf ein intelligentes Messsystem, dem der Messstellenbetreiber nachkommen muss, steigert die Partizipationsmöglichkeiten an der Energiewende. Die Deckelung der Kosten für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme ist ein wichtiger Baustein zur Steigerung der Akzeptanz und spiegelt die Nutzenverteilung wider. Im Weiteren sollte geklärt werden, wie eine zumindest anteilige Anrechnung der an den Verteilnetzbetreiber zu verrechnenden Kosten in der ARegV erfolgen kann.
- Der ZVEI begrüßt das parallel laufende Festlegungsverfahren der BNetzA zu § 14a EnWG, mit dem die Basis für die verpflichtende Teilnahme aller Verteilnetzbetreiber und Letztverbraucher an der netzorientierten Steuerung entsprechender Verbrauchseinrichtungen geschaffen wird. Angestrebt wird einerseits ein steuernder Eingriff für den Netzbetreiber zur sicheren Aufrechterhaltung des Netzbetriebs. Andererseits soll nur so viel wie unbedingt nötig gesteuert werden und der Komfort des Endverbrauchers so wenig wie möglich eingeschränkt werden. Hiervon unabhängig sind weitere Maßnahmen zu prüfen, die eine präventive Steuerung und die marktliche Erschließung von Flexibilitäten ermöglichen. Die BNetzA sollte dazu von der Festlegung nach § 14c EnWG Gebrauch machen. Die BNetzA sollte zeitnah Spezifikationen für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen und geeignete standardisierte Marktprodukte festlegen. Das würde wiederum die Akzeptanz und freiwillige Bereitstellung von Flexibilitäten durch die Marktteilnehmer fördern. Eine Einspeisung, für die sich Kunden freiwillig zu einem marktlichen Preis entscheiden, ist weniger eingriffsintensiv als eine verpflichtende Leistungsreduzierung. Darüber hinaus brauchen Hersteller steuerbarer Verbrauchseinrichtungen die notwendige Klarheit über zukünftige Produkthanforderungen.
- Die branchenübergreifend abgestimmte und gemeinsam mit dem BSI erarbeitete Technische Richtlinie 03109-5 für Anwendungen im Bereich HAN-CLS sollte fertiggestellt und zeitnah veröffentlicht werden.

Kontakt

Mark Becker-von Bredow • Bereichsleiter Elektrifizierung und Klima
Tel.: +49 30 306960 15 • Mobil: +49 151 26 44 19 09 • E-Mail: Mark.Becker@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org

Datum: 13.03.2023



Stellungnahme

Bits & Bäume, Tobias Boegelein

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Der Gesetzesentwurf hat gute Ansätze, jedoch werden diese nicht konsequent zu Ende gedacht. Somit entstehen unnötige Kosten und Elektroschrott bei der Installation der Smartmeter Gateways und deren Systemkomponenten.

SMGWs sollen die Konsument*innen dazu bewegen Strom aus den Netzen abzunehmen, wenn dieser aus erneuerbarer Energie und damit günstig verfügbar ist. Die dafür vorgesehenen dynamischen Tarife sollen sich nach dem bundesweit gehandelten Börsenstrompreis richten. Erstens ist eine solche Regelung via Geldbeutel ist per Definition sozial ungerecht, denn auch jetzt schon verbrauchen finanziell starke Haushalte sehr viel mehr Strom. Sinnvoller wäre es zudem, eine Regelung voranzutreiben, die es ermöglicht, Tarife regional zu gestalten, sodass Anreize geschaffen werden, den vor Ort nachhaltig produzierten Strom direkt zu verbrauchen oder zu speichern. Dies würde die Akzeptanz von erneuerbaren Energien vor Ort erhöhen und auch kurzfristig den Bedarf an Stromtrassen reduzieren. Das geht technisch durchaus, wenn der rechtliche Rahmen stimmt.

Außerdem erzeugen Liegenschaften, die mit intelligenten Messsystemen wie Smart Meter Gateways ausgestattet sind unnötigen Datenverkehr hin zu den Messstellenbetreibern. Eine Nutzungsaufzeichnung von Privathaushalten in Viertelstundenabschnitten lässt detaillierte Schlüsse zu Personen und Lebensstilen zu, ist gar nicht nötig und somit völlig unverhältnismäßig. Eine aufsummierte Analyse von Verbrauchsstatistiken, wie es etwa in den Netzknotenpunkten der Versorger möglich ist, wäre genauso nützlich, aber in Wartung in Installation viel einfacher und zudem datenschutzfreundlich. Besser wäre auch eine Lösung wie es aktuell die Schweiz praktiziert. Dort bleiben die Daten zuerst in den Liegenschaften und werden von den Messstellenbetreibern anlassbezogen abgeholt.

Dem Gesetzesentwurf zufolge soll die Datenkommunikation "unter Einhaltung des Datenschutzes" erweitert werden. Was das bedeutet, ist vorerst unklar. Bislang darf bei den meisten Verbrauchenden der Strom nur einmal im Jahr abgelesen werden. Aus meiner Sicht sind die Daten, die über Mehrwertdienste, wie z.B. Rauchwarnmelder oder auch Wasserzähler über den CLS-Kanal entstehen nicht ausreichend geregelt. Angesichts der Situation im Wohnungsmarkt ist es überhaupt nicht möglich, rechtlich gültige Datenschutzeinwilligungen von Mieter*innen für die SMGWs zu erhalten, da keine freie Entscheidung vorliegt.

Wie bereits in der Stellungnahme des OMS-Group e.V. erörtert, schreibt das Messtellenbetriebsgesetz in §25 Abs. 2 als Montageort den ungemessenen Bereich vor, das heißt, die Smartmeter Gateways müssen ihren Strom aus den Leitungen hin zum Stromzähler beziehen. Das Gesetz gibt hier eine unnötige technische Einschränkung vor. Der Einbau in den ungemessenen Bereich kann in einigen Fällen zu einem zwangsweisen Umbau des Zählerschranks führen, sollte dieser für eine Installation des SMGWs nicht geeignet sein. Auch ältere, bereits nicht VDE konforme Zählerschränke müssen eventuell umgebaut oder ersetzt werden. Eine Aufhebung der gesetzlichen Vorgabe, dass SMGWs in den ungemessenen Bereich verbaut werden müssen, schafft hier Abhilfe!

Es fehlen Standards zur Steuerung von Haushaltsgeräten. KNX Systeme sind teuer und eine Steuerung mittels Schaltboxen wird als zu kompliziert empfunden, wie eine Studie vom Klimabündnis Baden-Württemberg bereits im Jahr 2013 belegte. Seitdem verläuft die Standardisierung der Schnittstellen am SMGW eher schleppend. Auf die TR 03109-5 des BSI, die die Anbindung und Zertifizierung fernsteuer- und fernablesbarer Geräte am sogenannten CLS Kanal der Gateways spezifizieren soll, warten die Hersteller bis heute sehnsüchtig und vergebens. Eine angestrebte Regelung über das VDI Normengremium wird die Umsetzung dieser Funktionen immer weiter bis auf unbestimmte Zeit verzögern.



Stellungnahme

Prof. em. Alwin Burgholte

Jade Hochschule Wilhelmshaven

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Was soll das Gesetz bewirken?

Zitat: *Die Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Netzzustand sollen besser als bisher Netzbetrieb, Netzplanung und Strombelieferung unterstützen, auch auf Basis von dynamischen Stromtarifen....*

Die Netzbetreiber werden zugleich stärker an der Kostentragung beteiligt. Denn sie profitieren in besonderer Weise vom Rollout der intelligenten Messsysteme: *Im künftigen Energiesystem hängt die Systemstabilität maßgeblich von einer flächendeckenden Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der fluktuierenden Erzeuger und Verbraucher in den Verteilernetzen ab....*

Dynamische Stromtarife ermöglichen es Letztverbrauchern, ihren Strombezug in kostengünstigere Zeiten mit hoher Erzeugung erneuerbarer Energien zu verlagern....

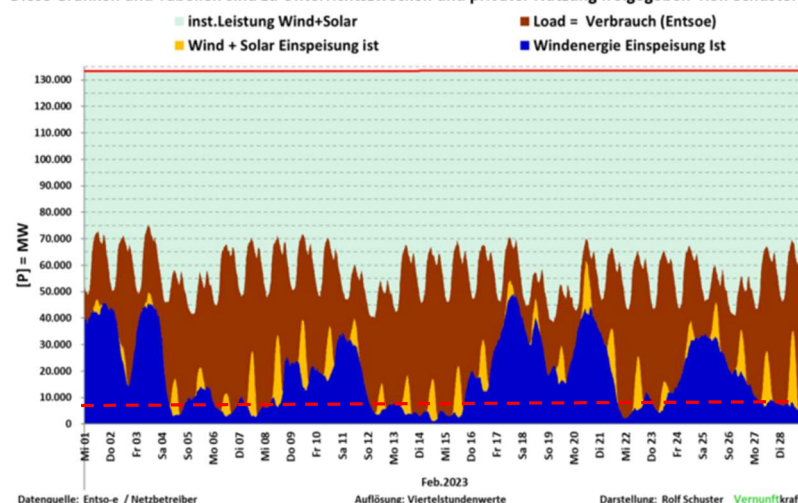
Technische Fakten werden ignoriert, erforderliche Konsequenzen werden nicht gezogen.

Wind- und Solaranlagen speisen wetterabhängig stark schwankende Leistung ins Netz. Die Voraussetzung dafür ist ein frequenzstabiles Netz und das die Leistung über die verfügbaren Leitungen auch abführen kann. Die Netzstabilität können nur die konventionellen Kraftwerke garantieren. Dafür müssen sie eine Mindestleistung von ca. 25% bis 35% der erforderlichen Verbraucherleistung einspeisen. Begründung: Die gespeicherte Energie in den rotierenden mechanischen Massen der Generatoren und Turbinen stützen das Netz und sind in der Lage, bei Netzkurzschlüssen die erforderlichen Kurzschlussströme zur Auslösung der Sicherheitselemente (Sicherungen und Leistungsschalter) zu liefern. Wind- und Solaranlagen sind dagegen stromgeregelt, auch bei Kurzschlüssen liefern sie nur den eingestellten Nennstrom.

Sogenannte Dunkelflauten treten dann auf, wenn zu wenig Wind und Sonne verfügbar sind. Die Bundesnetzagentur stuft die **Leistungsverfügbarkeit** aus Windanlagen mit 1% und aus Solaranlagen mit 0% ein. Dunkelflauten treten regelmäßig, auch großflächig in Deutschland und europaweit auf. Derzeit können in diesen Zeiten nur konventionelle Kraftwerke und Importe die Stromversorgung sichern. Die erforderlichen großen Speicher im Gigawattstundenbereich (GWh) für Wind- und Solarleistung sind nicht verfügbar und auch für die nächsten zehn Jahre nicht absehbar. Es müssten dafür Elektrolyseure im Gigawattbereich gebaut werden, um aus Ökostrom Wasserstoff zu produzieren. Um daraus elektrische Leistung zu erzeugen, müssten dann noch über 50 neue Gaskraftwerke á 800 MW gebaut werden.

Um eine Vorstellung von den Größenordnungen zu erhalten, einige Beispiele: Februar 2023: An 14 Tagen lag die Einspeiseleistung von Wind- und Solaranlagen bei etwa 10% der installierten Leistung von 133,6 GW. Der Leistungsbedarf schwankte zwischen 80 GW und 42 GW.

Diese Grafiken und Tabellen sind zu Unterrichtszwecken und privater Nutzung freigegeben Rolf Schuster



Feb 2023	Load D	Wind	Solar	Wind + Solar	Proz. der Nennleist.
inst. Nennleistung		66.569MW	67.029MW	133.598MW	
Max	75.124MW	49.160MW	27.474MW	62.227MW	46,58%
Mittelwert	56.786MW	18.529MW	3.500MW	22.029MW	16,49%
Min	38.459MW	1.066MW	0MW	2.041MW	1,53%
Summe Monat	38.160GWh	12.451GWh	2.352GWh	14.803GWh	16,49%

Die mögliche Einspeiseleistung von Windanlagen hängt von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab. Bei Windstärke 3, ca. (3,4 -5,4) m/s, laufen die Anlagen an. Dabei liegt die Einspeiseleistung bei ca. 10% der Nennleistung. Ab Windstärke 5, das sind. (8 -10,7) m/s, werden ca. 21,1% bis 30% erreicht. Die Nennleistung wird ab Windstärke 6 erreicht, s. Leistungskennlinie Windanlage ENERCON E 126, 7,58 MW.

<https://www.enercon.de/de/produkte/ep-8/e-126/>

Die Windgeschwindigkeiten sind in Mitteleuropa unterschiedlich verteilt, wie der Windatlas zeigt:

<https://www.forwind.de/de/presse/news/20190702-neuer-windatlas-fur-europa-fertiggestellt/>

Danach ist die Forderung unsinnig, in Süddeutschland, bei unter 6 m/s durchschnittlicher Windgeschwindigkeit, mehr Anlagen aufzubauen.

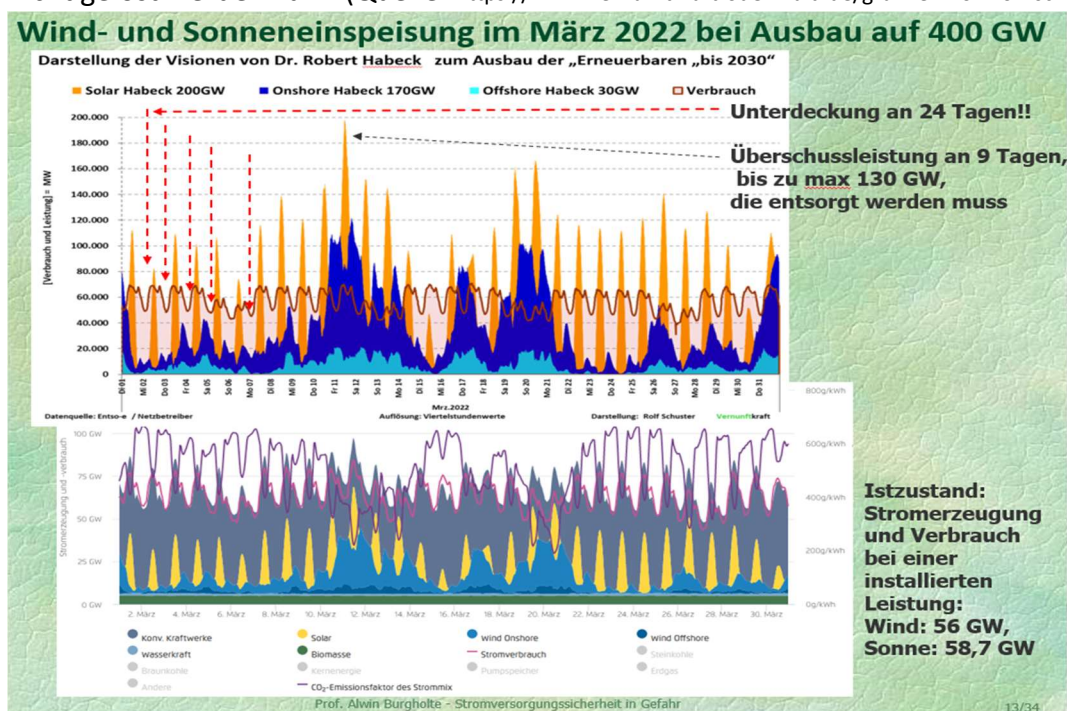
Gesicherte Stromversorgung bedeutet, dass zu jeder Zeit die erforderliche Leistung in kW zur Verfügung steht. Die Energieangaben in Kilowattstunden (kWh) sagen darüber nichts aus. Die Angabe, „*der Windpark würde xy Haushalte mit Strom versorgen*“, ist technisch falsch; denn wenn kein Wind weht, wird auch kein Haushalt versorgt.

März 2022:

Einspeiseleistung von Wind- und Solaranlagen an 13 Tagen kleiner 10 GW bei 122 GW installierter Leistung:

Mrz-2022	Load-D	Wind	Solar	Wind+Solar	Proz.-der-Nennleist.
inst.-Nennleistung	%	63.963MW	57.969MW	121.932MW	%
Max	70.910MW	39.235MW	32.665MW	60.115MW	49,30%
Mittelwert	57.043MW	11.221MW	7.397MW	18.618MW	15,27%
Min	31.006MW	206MW	0MW	1.094MW	0,90%
Summe-Monat	42.383GWh	8.337GWh	5.496GWh	13.833GWh	15,27%

Der massive Ausbau der Wind- und Solaranlagen ändert an dem Zustand der Unterdeckung kaum etwas. Wenn kein Wind weht, dann helfen auch mehr Windanlagen nicht. Eine Hochrechnung der installierten Wind- und Solarleistung auf die geplanten 400 GW bis 2030 zeigt, dass damit das Problem der Unterdeckung nicht gelöst werden kann. (Quelle: <https://www.vernunftkraft-odenwald.de/grafiken-von-rolf-schuster-zur-energiewende/>)



Quelle: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/01.03.2022/31.03.2022/today/

Damit wird der Vorgabe des §1 ENWG Abs. 1) „*Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht*“ widersprochen; denn Wind und Solarleistung sind weder sicher noch preisgünstig.

Ohne verfügbare Großspeicher kann eine Digitalisierung auch nicht helfen. Die 31 Pumpspeicherwerke in Deutschland könnten täglich für 4 bis 8 Stunden etwa 6,7 GW liefern, vorausgesetzt, dass sie auch täglich wieder aufgefüllt werden. Die Gesamtspeicherkapazität beträgt 37,4 GWh. Täglich werden in Deutschland ca. 1300 GWh benötigt. Batteriespeicher sind aufgrund ihrer geringen Speicherkapazität nur zur Überbrückung von Stunden geeignet.

Das Gesetz will die Energiezuteilung verlagern. Das entspricht einem Einstieg in die Energie-Planwirtschaft. Darüber hinaus ist ein Eingriff in die Erzeuger- und Verbraucherstruktur mit den schon installierten Smart

Metern derzeit nicht möglich. Die alten Smart Meter müssten gegen die neuen ausgetauscht werden. Das verursacht erhebliche Kosten.

Die gesetzliche Zielvorgabe „*Beschleunigte Einführung dynamischer Stromtarife, verpflichtend ab 2025 für sämtliche Lieferanten und Letztverbraucher*“ hat folgende Konsequenzen:

1. Für Verbraucher, die auf eine gesicherte konstante Stromversorgung angewiesen sind, ist keine Planungssicherheit für die Produktionskosten mehr möglich. Eine vermehrte Nutzung der günstigeren Strompreise ist für einen konstanten Produktionsprozess auch nicht möglich.
2. Die Mehrheit der Kleinverbraucher, Haushalte werden den Strom wie bisher nach konkreten Bedarf beziehen. Wie sollte eine Überwachung der Stromtarife von ihnen erfolgen? Und kann z. B. der Betrieb einer Wasch- oder Geschirrspülmaschine um Tage verschoben werden?

Die Aussage „*Das Gesetz ist erforderlich, um die für die Energiewende notwendige Digitalisierung des Energiesystems zu beschleunigen, zu entbürokratisieren und die Rechtssicherheit beim Smart-Meter-Rollout zu stärken*“ bedeutet ausschließlich die politischen Interessen zur Umsetzung der Energiewende zu befriedigen und dieses in einer nicht zu realisierenden kurzen Übergangsfrist. Technische Fakten und Marktbedingungen werden nicht berücksichtigt. Das ist auch der Grund, dass viele Betriebe nicht mehr in Deutschland investieren sondern ins Ausland abwandern. Es ist doch bemerkenswert, dass kein europäisches Land unserer Energiepolitik folgt.

Im Kapitel „*Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand*“ wird der erforderliche jährliche Finanzbedarf von 3 454 671 € aufgeführt. Hinzu kommen noch die Mehrkosten für Installation und Betrieb der Smart Meter und weitere Kosten für Forschungsvorhaben, mit denen sich ja die außeruniversitären Institute gern finanzieren.

Weil der geplante massive Ausbau von Wind- und Solaranlagen weder das Problem der Unterdeckung löst, dafür aber neue Probleme mit der erzeugten Überschussleistung schafft, die z.T. verschenkt oder mit negativen Strompreisen entsorgt werden muss, ist die eingeplante Finanzierung nicht gerechtfertigt. Dringender müsste in den Aufbau von Elektrolyseuren und neuer Gaskraftwerke investiert werden. Auch wird Deutschland nicht auf den Einsatz der neuen Kernkraftwerke vierter Generation verzichten können. Diese Anlagen sind inhärent sicher und können die als Atommüll bezeichneten Reststoffe der Kernkraftwerke über hundert Jahre verbrennen. So investieren auch unsere europäischen Nachbarn.

Politische Verantwortung: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima hat am Parlament vorbei direkte erhebliche Einflussmöglichkeiten auf die Bundesnetzagentur, Netzbetreiber und Verbraucher. Benutzt werden dafür planwirtschaftliche Methoden, die bisher in keiner Volkswirtschaft funktioniert haben.

Fazit:

Mit dem Gesetz soll das alte Schlagwort „*Spitzenglättung*“ umgesetzt werden. Der massive Ausbau der regenerativen Erzeuger wird ohne verfügbare Elektrolyseure im GW-Leistungsbereich und den Bau neuer Gaskraftwerke (über 50 Anlagen á 800 MW) keine Verbesserung erbringen. Mangels verfügbarer Leistungserzeuger kann die Digitalisierung der Netze keine Lösung bieten. Durch den Mehrbedarf für die E-Mobilität und den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen wird eine gesicherte Stromversorgung mehr gefährdet. Auch ein gesteigertes Importieren elektrischer Leistung von unseren europäischen Nachbarn kann keine Abhilfe leisten. Die erforderlichen Übertragungsleitungen stehen nicht zur Verfügung. Es wird heute schon eine Versorgungslücke für das Jahr 2025 prognostiziert. Das vorzeitige Abschalten der Kohlekraftwerke bis 2030 wird mit Sicherheit nicht ausführbar sein, wenn nicht die gesamte Stromversorgung zusammenbrechen soll.

Die Verantwortung tragen Sie als Abgeordnete, die entsprechend ihres geleisteten Eids „zum Wohle des deutschen Volkes“ entscheiden müssen. Diese Verantwortung wird Ihnen keiner abnehmen können.

Prof. (i. R.) Alwin Burgholte, Wilhelmshaven, E.-Mail: aburgholte@gmail.com



Stellungnahme
sonnen GmbH, Felix Dembski

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stellungnahme GNDEW – Kabinettsentwurf

13.03.23

Die sonnen GmbH ist mit 100.000 verkauften Anlagen einer der weltweit größten Hersteller von intelligenten Stromspeichern. In Deutschland ist sonnen zudem Direktvermarkter für Erneuerbare Energien, Lieferant für Strom und erbringt mit einem virtuellen Kraftwerk aus Speichern Primärregelleistung. Intelligente Messsysteme sind für unsere Kunden die Zugangsgeräte zum Energiesystem und werden dringend benötigt. Wir nehmen zu dem Kabinettsentwurf für ein Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wie folgt Stellung:

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende bleibt die Regelungsmaterie des gesetzlichen Messwesens zwar extrem komplex, wird aber an vielen Stellen signifikant verbessert. Allein die drohende Pflicht, nahezu sämtliche digitale Kommunikation über das SMGW abwickeln zu müssen, bereitet uns Sorgen. Im Einzelnen:

I. Positiv:

Konzentration der Kompetenz beim BMWK: Es ist sinnvoll, ein einheitliches Projektmanagement beim BMWK zu verankern. Das BMWK sollte für das SMGW zusätzlich auch das Eichrecht abschließend regeln können. Die mögliche Beteiligung aller 16 Landeseichbehörden wirkt für eine Digitaltechnologie befremdlich.

Intelligentes Messsystem auf Wunsch, § 34 Abs. 2 Nr. 2 MsbG: Herausragend wichtig ist die europäische Vorgabe eines Intelligenten Messsystems auf Wunsch innerhalb von vier Monaten. Wer mit den Geräten etwas Sinnvolles anfangen kann, der soll auch eins bekommen. Insbesondere für Einspeise-Anlagen werden die Geräte heute von den grundzuständigen Messstellenbetreibern kaum angeboten, selbst wenn ein Anlagenbetreiber sich das wünscht.

Agiler Rollout, § 31: Für viele Anwendungen genügen die heute bereits BSI-zertifizierten Basisfunktionen des SMGW - etwa für kleine PV-Anlagen. Dort sollten sie heute schon eingesetzt werden dürfen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass 2025 keine teuren Hardware-Nachrüstungen notwendig werden. Wenn keine Nachrüstungen drohen, scheint uns der agile Rollout gut geeignet, um aus der Phase der Standardisierung in der Theorie in die Phase des Lernens in der Praxis überzugehen.

Lediglich der fehlende agile Rollout für Anlagen zwischen 25 kW und 100 kW ist nicht nachvollziehbar. Hier besteht das Risiko, dass der Netzbetreiber zwecks Übermittlung der IST-Einspeisung auf dem Einbau von teuren RLM-Zählern beharrt, die dann aber gemäß § 19 Abs. 5 (neu) MsbG bis zum 31.12.2025 wieder ausgebaut und durch IMSys ersetzt werden müssten. Der agile Rollout sollte stattdessen auch für Anlagen zwischen 25 kW und 100 kW gelten, andernfalls besteht ein starker Anreiz, vorhandene Dachflächen nicht zu nutzen und stets nur PV-Anlagen mit 24,9 kW Leistung zu bauen.

Kostenstruktur und -verteilung, § 34ff. MsbG: Wir begrüßen die neue Aufteilung der Kostentragungspflichten im MsbG zwischen Anschlussnutzer und dem Betreiber der ebenfalls profitierenden Infrastruktur. Wenn teilweise die fehlende Wirtschaftlichkeit der Preisobergrenzen (POG)

bemängelt wird, dann sollte sich der Gesetzgeber vor Augen führen, dass der Entwurf für diesen Fall bereits zwei Frühwarnsysteme enthält: Die Pflicht zur Übertragung der Grundzuständigkeit bei Verfehlung der Rollout-Quoten gemäß § 45 MsbG und die Analyse der Wirtschaftlichkeit der Preisobergrenzen durch das BMWK gemäß § 48 Abs. 1 Nr. 3 (neu) MsbG. Beide scheinen uns als Korrektiv ausreichend, sollte sich der Gesetzgeber bei den POG noch unsicher sein.

Klare Preisobergrenzen für Zusatzleistungen, § 35 MsbG: Wir begrüßen, dass das Gesetz eine umfangreiche Liste an Zusatzleistungen enthält, die der Kunde in Anspruch nehmen kann. Entscheidend ist, dass diese einen festen Preis haben – wie im Entwurf vorgesehen. Viele dieser Zusatzleistungen muss ein Anlagenbetreiber aufgrund gesetzlicher Vorgaben zukünftig über das SMGW erbringen lassen. Nur wenn hier bundesweit die Preise einheitlich sind, können auch bundesweit einheitliche Produkte angeboten werden – statt 900 verschiedene.

Rechtlicher Datenschutz, § 49ff. MsbG: Der rechtliche Datenschutz erscheint schlüssig und lückenlos geregelt.

Technischer Datenschutz, TR-3109: Die Standardisierung durch das BSI folgt zu Recht dem Grundsatz „privacy by design“, d.h. es muss stets ein Maximum an Datenschutz umsetzbar sein, was zu begrüßen ist.

Verschlinkung der Standardisierung, § 27 MsbG: Wir begrüßen den Ansatz, bei der Standardisierung neuer Funktionen auf Partnerschaften mit den Verbänden der technischen Normung zu setzen. Da einige dieser Verbände historisch stark von den Netzbetreibern dominiert sind, bedarf es jedoch einer Letztentscheidungsbefugnis von BSI und/oder BMWK, um stark einseitige Standardisierungsvorschläge noch korrigieren zu können.

Mitspracherecht hinsichtlich des Anbringungsortes, § 8 MsbG: Wir begrüßen, dass der MSB den Anschlussnutzer hinsichtlich des Ortes der Anbringung konsultieren muss, § 8 Abs. 1 MsbG. Sobald mehrere Messeinrichtungen verbaut werden müssen, muss häufig ein neuer Zählerschrank für bis zu mehrere Tausend Euro verbaut werden. Hier wäre eine dezentrale Anbringung zusätzlicher Zähler – etwa direkt an der PV-Anlage oder am Speicher – für den Verbraucher viel kostengünstiger. Hier sollte der Kunde auch eine *dezentrale* Anbringung weiterer Zähler verlangen dürfen, solange der Netzverknüpfungszähler am Netzverknüpfungspunkt angebracht ist.

II. Kritik:

Eine erhebliche Hürde für digitale Innovationen dürfte dagegen der drohende Zwang sein, zukünftig nahezu jeden relevanten Datenaustausch mit Anlagen über das Smart Meter Gateway abwickeln zu müssen:

Zukünftig soll die Fernsteuerung von EEG-Anlagen und sogenannten steuerbaren Verbrauchern (Wallboxen, Wärmepumpen, Speichern, Klimaanlage), nur noch über Intelligente Messsysteme erfolgen dürfen. Siehe hierzu §§ 9, 10b EEG und § 14a Abs. 4 EnWG.

Der Begriff der Fernsteuerung ist dabei viel weiter, als der Wortlaut es vermuten lässt: Für sämtliche „energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgänge“ dürfen zukünftig ausschließlich Smart Meter Gateways eingesetzt werden, § 19 Abs.2 MsbG. Dies umfasst laut BNetzA (BK6-22-253) „sowohl direkte als auch *mittelbare* Steuersignale, wie z.B. Preissignale, die in den Systemen des Anschlussnutzers/Anschlussnehmers als Auslöser einer Steuerungshandlung hinterlegt sein können.“

PV-Anlagen, Speicher oder Wallboxen nehmen heute stets komplexe Optimierungen auf Basis einer Vielzahl von Wetterdaten, Preisdaten, zugesagten Netzdienstleistungen, etc. vor, um ihre Einsatzentscheidungen zu treffen. Daher müsste zukünftig eine kaum abzuschätzende Menge an Daten über das SMGW übermittelt werden – das technisch darauf kaum vorbereitet ist.

Selbst die einfache Fernsteuerung von Anlagen über SMGW – im Sinne von an/aus-Befehlen wird seit Jahren erprobt, aber nach unserem Wissen noch von keinem MSB erfolgreich im Massengeschäft umgesetzt. Eine darüber hinaus gehende Datenkommunikation aller energiewirtschaftlich relevanten Daten wurde nach unserem Kenntnisstand noch gar nicht erprobt.

Heutige virtuelle Kraftwerke müssen laufend und innerhalb kürzester Zeit Daten austauschen. Es ist nicht absehbar, ob die für den gelegentlichen Austausch von Zählerdaten definierte IT-Architektur der SMGW dafür überhaupt geeignet ist. Die 900 grundzuständigen Messstellenbetreiber sind nicht ansatzweise dafür aufgestellt, die Kommunikationsanforderungen sämtlicher Hersteller von PV-Anlagen, Speichern, Wallboxen und Wärmepumpen über SMGW umzusetzen. Uns scheint es wichtiger, hier zu priorisieren: Die wirklich wichtigen Daten müssen zuverlässig über den hochsicheren Kanal versandt werden. Alle anderen Daten müssen auch einen anderen Weg nehmen können und sollten zudem den hochsicheren Kanal nicht verstopfen.

Hier sollte eine Pflicht zur Nutzung des SMGW immer erst dann greifen, wenn für Anwender und Kunden die Abwicklung darüber verlässlich funktioniert und von vielen MSB auch angeboten wird. Dabei kann stufenweise vorgegangen werden: Wichtige Befehle zur Wahrung der Netzsicherheit durch den VNB könnten bereits früh verpflichtend über das SMGW versandt werden. Komplexere Datenströme sollten erst dann über das SMGW fließen, wenn dieses sich in der Praxis bewährt hat.

Kontakt: Felix Dembski, Vice President Regulatory



Stellungnahme

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv)

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

SMART METER MÜSSEN DAUERHAFT KOSTENGÜNSTIG SEIN

Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

27. Januar 2023

Impressum

Verbraucherzentrale
Bundesverband e.V.

Team
Energie und Bauen

Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin

Energie@vzbv.de

INHALT

I. ZUSAMMENFASSUNG	3
II. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN	4
1. Smart Meter Rollout nicht zu lasten klassischer Haushalte finanzieren	4
2. Preisobergrenzen für Verbraucher:innen langfristig niedrig halten	5
3. Faire Kosten im agilen Rollout.....	6
4. Reduktion der Messentgelte für mangelhafte Smart Meter	6
5. Hohe Standards für Datenschutz umsetzen	7
6. Mindeststandards und Transparenz für dynamische Tarife	7
7. Steckersolargeräte entbürokratisieren.....	8

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die Digitalisierung stellt neben der Energieeffizienz und dem Ausbau der erneuerbaren Energien einen Eckpfeiler der Energiewende dar. Zentral sind dabei die sogenannten intelligenten Messsysteme (Smart Meter). Dabei handelt es sich um einen digitalen Stromzähler mit einer angebundenen Kommunikationseinheit, die Fernauslesbarkeit ermöglicht. Die Nutzung dieser Messsysteme bietet die Möglichkeit, Stromnetze besser zu nutzen, Stromerzeugung und -verbrauch besser zu koordinieren und den Energieverbrauch sowie die Kosten für die Verbraucher:innen zu senken.

Gleichzeitig fallen bisher für die privaten Haushalte Kosten für den Betrieb der Smart Meter zwischen 23 Euro und 100 Euro jährlich sowie gegebenenfalls für den Austausch von Zählerschränken an. Diese Kosten konnten bisher in der Regel nicht eingespart werden. Zudem kam der sogenannte Smart Meter Rollout aufgrund vielfältiger Probleme in den letzten Jahren kaum voran.

Die Bundesregierung plant nun mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) den Rollout zu beschleunigen und die Kosten gerechter zu verteilen.

Der Entwurf sieht vor, einen gesetzlichen Fahrplan für den Rollout mit verbindlichen Einbauzielen einzuführen. Dieser soll das Erfordernis der Marktanalyse und Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ersetzen. Gleichzeitig soll es die Möglichkeit eines sogenannten agilen Rollouts geben. Dieser sieht vor, aufwendigere Funktionen wie Steuern und Schalten von Geräten erst nachträglich via Updates zur Verfügung zu stellen. Weiterhin sieht der Gesetzentwurf eine gerechtere Kostenverteilung vor. Dazu sollen die Messentgelte für Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen deutlich gesenkt werden. Parallele Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sollen zudem das Angebot von dynamischen Stromtarifen ausweiten.

Der vzbv hat bereits im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) eine Stellungnahme abgegeben.¹ Der vzbv begrüßt, dass der Regierungsentwurf einige Anpassungen enthält, die auf vzbv-Forderungen eingehen.² Der vzbv legt hiermit auf Grundlage des Regierungsentwurfs eine aktualisierte Fassung seiner Stellungnahme vom 14. Dezember 2022 vor.

Der vzbv begrüßt, dass

- ❖ die Verpflichtung, dynamische Stromtarife anzubieten, ab dem Jahr 2025 für alle Lieferanten gelten soll,
- ❖ die Preisobergrenze für den Einbau intelligenter Messsysteme für Verbraucher:innen abgesenkt wird.

¹ vgl. vzbv, 2022, Smart Meter müssen dauerhaft kostengünstig sein, https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-12/22-12-14_Stellungnahme_vzbv_Smart%20Meter.pdf, 25.01.23.

² Zum einen sollen die Verbraucher:innen weiterhin drei Monate vor der Ausstattung der Messstelle über den Einbau und die Möglichkeit zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers informiert werden. Zum anderen soll die vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem den Verbraucher:innen nur einmalig in Rechnung gestellt werden.

Der vzbv fordert unter anderem

- ❖ die Preisobergrenzen frühestens im Jahr 2027 zu erhöhen und dies um maximal zwei Prozent pro Jahr,
- ❖ die den Netzbetreibern im Rahmen von § 30 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) anfallenden Kosten aus Steuergeldern zu finanzieren und nicht auf die Netzentgelte umzulegen,
- ❖ , dass für alle Geräte, die im agilen Rollout eingebaut werden, die Preisobergrenze bis zum Update bei 20 Euro pro Jahr liegen sollte,
- ❖ eine Absenkung der Messentgelte für Messsysteme, die den Anforderungen in § 19 Absätzen 2 und 3 nicht entsprechen, auf 20 Euro pro Jahr,
- ❖ transparente Preisinformationen, um die Marktangebote, auch auf Vergleichsportalen, besser miteinander vergleichen zu können. Zudem sollten für die Informationen über dynamische Tarife klare Mindeststandards eingeführt werden,
- ❖ , die Einführung einer übergangsweisen Nutzung von Steckersolargeräten ohne Zweirichtungszähler im Rahmen einer Bagatellgrenze.

II. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN

1. SMART METER ROLLOUT NICHT ZU LASTEN KLASSISCHER HAUSHALTE FINANZIEREN

Ziel des Gesetzes ist es laut Gesetzesbegründung die Kosten des Smart Meter Rollouts gerecht zu verteilen. Dafür sollen die Messentgelte für intelligente Messsysteme für Verbraucher:innen mit einem Jahresstromverbrauch von bis zu 10.000 Kilowattstunden (kWh) und Anlagenbetreiber:innen mit einer installierten Leistung von sieben bis 15 Kilowatt (kW) auf 20 Euro pro Jahr gesenkt werden. Die Messentgelte für Verbraucher:innen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Wallboxen sowie Anlagenbetreiber:innen mit einer installierten Leistung von über 15 bis einschließlich 25 kW sollen auf 50 Euro pro Jahr gesenkt werden. Dies bedeutet für alle diese Kundengruppen eine Kostensenkung bei den Messentgelten. Im Gegenzug sollen die Netzbetreiber stärker an den Kosten beteiligt werden.

Der vzbv begrüßt die Absenkung der Preisobergrenzen für Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen. Bisher überstiegen die Messentgelte für intelligente Messsysteme in der Regel die durch die Nutzung eines intelligenten Messsystems möglichen Kosteneinsparungen. Das ist für die privaten Haushalte nicht attraktiv. Eine aktuelle Umfrage unter Verbraucher:innen ergibt, dass 60 Prozent der Befragten den Einbau von Smart Metern nur befürworten, wenn die Kosteneinsparung durch weniger Energieverbrauch die Zusatzkosten durch die Smart Meter übersteigt.³

Gleichzeitig sollte die Absenkung der Preisobergrenzen für Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen nicht indirekt zu stark ansteigenden Netzentgelten auch für alle anderen privaten Haushalte („klassische Haushalte“ ohne steuerbare Verbrauchsgeräte und ohne PV-Anlagen) führen. Durch die neugeregelten Preisobergrenzen sollen die Netzbetreiber in Zukunft einen signifikanten Teil des Entgelts für den Messstellenbetrieb übernehmen. Dadurch entstehen ihnen auf der einen Seite höhere Kosten. Auf

³ Vgl. vzbv, 2022, Smart Meter dauerhaft vergünstigen, <https://www.vzbv.de/publikationen/smart-meter-dauerhaft-verguenstigen>, 14.12.2022.

der anderen Seite werden sie von der besseren Datengrundlage im Zuge des Rollouts profitieren. Laut Gesetzesbegründung könnte dies zu erheblichen Kosteneinsparungen im Bereich Netzausbauplanung und Netzbetrieb führen. Allerdings sei die genaue Höhe dieser Entlastungen schwer zu berechnen. Es wird zudem klargestellt, dass das MsbG keine Aussage über den Umfang der auf die Netzentgelte umzulegenden Kosten trifft und die Festlegungskompetenz sowie die behördliche Umsetzung ausschließlich der Bundesnetzagentur (BNetzA) obliegt.

Eine zusätzliche Belastung durch ansteigende Netzentgelte, gerade für Verbraucher:innen ohne intelligente Messsysteme, ist somit nicht auszuschließen. Gleichzeitig ist die Absenkung der Preisobergrenzen für Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen zu begrüßen. Der vzbv fordert daher, die den Netzbetreibern im Rahmen von § 30 MsbG anfallenden Kosten aus Steuergeldern zu finanzieren und nicht auf die Netzentgelte umzulegen.

Auch für den Austausch von Zählerschränken sollten Fördermittel zur Verfügung stehen. Denn bei der Installation einer moderneren Messeinrichtung oder eines intelligenten Messsystems kann ein Umbau des Zählerschranks notwendig sein. Diese Kosten sind von den jeweiligen Hauseigentümer:innen zu tragen und können sich im Einzelfall auf mehrere Tausend Euro belaufen.⁴

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, die den Netzbetreibern im Rahmen von § 30 anfallenden Kosten aus Steuergeldern zu finanzieren und nicht auf die Netzentgelte umzulegen.

Der vzbv fordert, Fördermittel für den Austausch von Zählerschränken bereitzustellen.

2. PREISOBERGRENZEN FÜR VERBRAUCHER:INNEN LANGFRISTIG NIEDRIG HALTEN

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass das BMWK ermächtigt wird, einzelne oder alle Preisobergrenzen anzupassen. Dabei sind alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile, einschließlich des Systemnutzens auf Grundlage eines bis zum 31. Dezember 2024 vorzulegenden Berichts zu beachten. Eine Erhöhung der Preisobergrenzen wäre anschließend höchstens alle vier Jahre zulässig. Der vzbv begrüßt, dass der Regierungsentwurf im Vergleich zum Referentenentwurf des BMWK verbraucherschützende Grenzen für den Anteil der von der Anschlussnutzer:in zu tragenden Preisobergrenze vorsieht. Allerdings besteht weiterhin die Möglichkeit, dass die Preisobergrenzen im Ganzen zeitnah und erheblich angehoben werden. Nach bisheriger Fassung des MsbG bestand der frühestmögliche Zeitpunkt das Jahr 2027. Der vzbv kritisiert, dass die nun angepassten Erlösobergrenzen bereits zeitnah erneut angepasst werden können und damit auch die 20 Euro-Preisobergrenze nach oben geändert werden könnte. Der Neuregelungsbedarf nach einem derart kurzen Zeitraum ist nicht ersichtlich und würde die neuen niedrigeren Preisobergrenzen sofort wieder entwerten.

⁴ vgl. vzbv, 2021, Digitale Zähler, https://www.vzbv.de/sites/default/files/2021-07/Mai%202021%20-%20MBE%20-%20Bericht%20-%20SmartMeter_0.pdf, 25.01.2023

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, die Preisobergrenzen frühestens im Jahr 2027 zu erhöhen und dies um maximal zwei Prozent pro Jahr.

3. FAIRE KOSTEN IM AGILEN ROLLOUT

Laut Gesetzesbegründung war bisher die Rolloutfreigabe durch das BSI an die technische Umsetzbarkeit aller in § 21 MsbG aufgeführter Mindestfunktionalitäten geknüpft. Ein Einbau der Geräte mit anschließender sukzessiver Einführung von Funktionalitäten anhand schrittweiser Updates war nicht möglich. Die Einführung des sogenannten agilen Rollouts soll nun ein flexibleres Vorgehen ermöglichen. Messstellenbetreiber dürfen in einer bis zum Jahr 2025 zeitlich befristeten Hochlaufphase Geräte einbauen, die nicht alle Mindestfunktionalitäten besitzen. Bestimmte Funktionen können nachträglich mit Hilfe von Updates bereitgestellt werden. Es wird ihnen somit ermöglicht bestimmte Vorgänge zu erproben und Erfahrungen zu sammeln. Der agile Rollout soll bei den meisten Einbäufällen ermöglicht werden.⁵ Es ist zu begrüßen, dass die Geräte spätestens ab dem Jahr 2025 mit den notwendigen Updates ausgestattet werden müssen. Eine Umsetzung dieser Verpflichtung muss sichergestellt werden. Grundsätzlich sollten für intelligente Messsysteme, die nicht alle Mindestfunktionalitäten erfüllen, Messentgelte für Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen auf maximal 20 Euro pro Jahr begrenzt werden. Dies sollte für das jeweilige Gerät bis zur Herstellung der kompletten Funktionsfähigkeit gelten.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass für alle Geräte, die im agilen Rollout eingebaut werden, die Preisobergrenze bis zum Update bei 20 Euro pro Jahr liegen sollte.

4. REDUKTION DER MESSENTGELTE FÜR MANGELHAFTE SMART METER

Bisher regelte § 19 Absatz 5 MsbG a.F. einen Bestandsschutz für Messsysteme, die nicht den technischen Anforderungen an intelligente Messsysteme entsprechen. Diese Messsysteme durften eingebaut werden und unterlagen den gleichen Preisobergrenzen wie die übrigen intelligenten Messsysteme. In einer Stellungnahme im Jahr 2021 forderte der vzbv die Deckelung der Messentgelte auf 20 Euro pro Jahr.⁶ Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass die beschriebenen Geräte noch bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems genutzt werden können. Dieser Einbau kann durch den Pflichtrollout des Messstellenbetreibers oder durch eine vorzeitige Ausstattung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 MsbG geschehen. Die Messentgelte für diese Messsysteme sollten bis zum Einbau eines Gerätes mit dem vollen Funktionsumfang auf 20 Euro pro Jahr gedeckelt werden. Dies sollte auch für Verbraucher:innen mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG und Anlagenbetreiber:innen, deren Anlagen über 15 kW installierter Leistung besitzen, gelten.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass die Messentgelte für Messsysteme, die den Anforderungen in § 19 Absätzen 2 und 3 nicht entsprechen, auf 20 Euro pro Jahr gesenkt werden.

⁵ Der agile Rollout soll verbrauchsseitig bis Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh und erzeugungsseitig bis zu einer installierten Leistung von 25 kW möglich sein.

⁶ Vgl. vzbv, 2021, Verbraucher für mangelhafte Smart Meter nicht länger zur Kasse bitten, https://www.vzbv.de/sites/default/files/2021-06/2021_06_04_Stn_VZBV_FH_MsbG.pdf, 14.12.2022.

5. HOHE STANDARDS FÜR DATENSCHUTZ UMSETZEN

Mit den intelligenten Messsystemen werden zusätzliche Daten der Verbraucher:innen erhoben und an den Messstellenbetreiber und andere Unternehmen weitergeleitet. Die Regelungen dieses Gesetzes dürfen nicht hinter dem Schutzniveau der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) zurückbleiben. Deshalb muss die Datenverarbeitung einer klaren Zweckbindung unterliegen. Zudem muss das Prinzip der Datensparsamkeit beachtet werden. Unternehmen dürfen nur die für sie unbedingt notwendigen Daten erhalten und müssen diese nach den vorgeschriebenen Fristen löschen. Die Empfehlungen und Forderungen des Datenschutzbeauftragten sind vollständig umzusetzen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, die Empfehlungen und Forderungen des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit vollständig umzusetzen.

6. MINDESTANDARDS UND TRANSPARENZ FÜR DYNAMISCHE TARIFE

Mit dem Gesetzentwurf soll die flächendeckende Einführung dynamischer Tarife vorangebracht werden. Bisher sind Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100.000 Letzverbraucher:innen beliefern, nach § 41a Abs. 2 Satz 3 EnWG verpflichtet, Verbraucher:innen, die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des MsbG verfügen, Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen anzubieten. Der Gesetzentwurf sieht vor, diese Verpflichtung ab Inkrafttreten des Gesetzes für alle Lieferanten vorzusehen, die 50.000 Letzverbraucher:innen beliefern. Ab dem 1. Januar 2025 soll die Verpflichtung für alle Stromlieferanten gelten. Der vzbv begrüßt diese Regelung. Seit Langem weist der vzbv darauf hin, dass es Verbraucher:innen möglich sein muss, mit Hilfe von dynamischen Tarifen ihren Stromverbrauch anzupassen und gleichzeitig von geringeren Strompreisen zu profitieren. Dies kann zu einer Kostenersparnis führen und die intelligenten Messsysteme für Verbraucher:innen attraktiv machen. Insbesondere Verbraucher:innen mit Wärmepumpen oder Wallboxen könnten profitieren. Gleichzeitig können dynamische Tarife zu einer besseren Auslastung der Stromnetze beitragen.

Bisher handelt es sich bei dynamischen Tarifen um Nischenprodukte. Mit dem zunehmenden Einbau intelligenter Messsysteme und dem größer werdenden Angebot dieser Tarife werden diese auch vermehrt genutzt werden. Bisher haben Stromlieferanten nach § 41a Abs. 2 Satz 3 EnWG Letzverbraucher:innen über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile der dynamischen Tarife beziehungsweise des Vertrages zu unterrichten. Klare Regeln zur Umsetzung dieser Pflicht bestehen nicht. Da sich für diese Tarife voraussichtlich immer mehr Anwender:innen finden werden, braucht es unter anderem klare Mindeststandards für die Unterrichtung der Kosten sowie Vor- und Nachteile des jeweiligen Tarifs. Dies sollte beispielsweise eine Preishistorie des jeweiligen Tarifs umfassen. Zentral sollte die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Tarife sein. Nur so können Verbraucher:innen den für sie passenden Tarif wählen. Aktuell werden auf einigen Vergleichsportalen dynamische Tarife neben klassischen Tarifmodellen angeboten. Die Gegenüberstellung verschiedener Tarifmodelle kann Verbraucher:innen vor Probleme stellen, die Preise zu vergleichen. Grundsätzlich braucht es dementsprechend auch dort transparentere Preisinformationen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert transparente Preisinformationen, um die Marktangebote, auch auf Vergleichsportalen, besser miteinander vergleichen zu können. Zudem sollten für die Informationen über dynamische Tarife klare Mindeststandards eingeführt werden.

7. STECKERSOLARGERÄTE ENTBÜROKRATISIEREN

Steckersolargeräte erfreuen sich zunehmender Beliebtheit bei Verbraucher:innen. Gerade für Bewohner:innen von Mehrfamilienhäusern eröffnen diese Anlagen einen einfachen Zugang zur eigenen Erzeugung von Solarstrom. Daher sollten Installation und Betrieb dieser Anlagen so einfach wie möglich ausgelegt werden.

Der vzbv begrüßt die im kürzlich veröffentlichten Positionspapier „Steckerfertige Mini-Energieerzeugungsanlagen“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informatik e.V. (VDE) vorgeschlagenen vereinfachten Regeln für Steckersolargeräte.⁷ Diese Vorschläge sollten nun Stück für Stück umgesetzt werden. Um die Attraktivität der Steckersolargeräte zu erhöhen, sollten diese, wie vom VDE gefordert, vorübergehend mit jedem Stromzählertyp verwendet werden dürfen.

Bisher mussten Haushalte, bei denen durch den Messstellenbetreiber noch keine moderne Messeinrichtung oder ein intelligentes Messsystem eingebaut wurde, vor Inbetriebnahme der Steckersolargeräte ihren alten Ferraris Zähler gegen einen Zweirichtungszähler austauschen lassen. Dieser vorzeitige Einbau der entsprechenden Messeinrichtung war mit hohen Kosten verbunden und überstieg häufig auch die Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber beziehungsweise der grundzuständigen Messstellenbetreiber.

Der VDE spricht sich nun dafür aus, dass der vorhandene Zähler bis zum durch den Messstellenbetreiber geplanten Einbau eines Zweirichtungszählers nicht vorzeitig ausgetauscht werden muss. Dies würde die Steckersolargeräte für Verbraucher:innen deutlich attraktiver machen.

Bereits heute verzichten einige Netzbetreiber auf die Bilanzkreiszuordnung der ohnehin vernachlässigbar geringen Einspeisemengen aus den Kleinstanlagen. Um für die Verteilnetzbetreiber Rechtssicherheit zur Einführung dieser Praxis zu schaffen, ist eine Änderung im MsbG erforderlich. Konkret ist in § 55 Abs. 5 geregelt, dass sobald Erzeugungs- und Verbrauchssituationen an einem Anschlusspunkt zusammenfallen, die entnommene und eingespeiste Energie in einem einheitlichen Verfahren zu messen sei. Für Steckersolargeräte bis 800 Watt Nettogesamtleistung sollte in Bezug auf diese Regelung eine Ausnahme eingeführt werden, welche bis zum ohnehin verpflichtenden Einbau einer modernen Messeinrichtung beziehungsweise eines intelligenten Messsystems im Rahmen des im MsbG festgelegten Smart-Meter-Rollouts gilt.

Neben der Änderung im MsbG bedarf es laut VDE ergänzender Änderungen zur Umsetzung der Bagatellregelung. Dies betrifft die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) und die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV).⁸

VORSCHLAG EINFÜGUNG EINES NEUEN § 55 ABS. 7 MSBG

Folgender Passus sollte als neuer Abs. 7 in § 55 MsbG eingeführt werden: „(7) Ausgenommen von den Regelungen der Absätze 4 und 5 ist die Messung von Strom bzw. elektrischer Arbeit aus Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit

⁷ vgl. VDE, 2023, Steckerfertige Mini-Energieerzeugungsanlagen, <https://www.vde.com/resource/blob/2229846/fb80285717d068549c7528ed4419d1f4/positionspapier-data.pdf>, 25.01.2023.

⁸ vgl. VDE, 2023, Steckerfertige Mini-Energieerzeugungsanlagen.

einer Nettogesamtleistung von bis zu 800 Watt. Dies gilt jedoch nur bis zur Ausstattung der Messstelle mit einer modernen Messeinrichtung oder eines intelligenten Messsystems im Rahmen der Erfüllung der Pflichten nach § 29.“

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)302**

13. März 2023

Stellungnahme

EINHUNDERT Energie GmbH

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stellungnahme Dr. Ernesto Garnier | EINHUNDERT Energie GmbH

Inhalte im Überblick

Ausgangslage: Der PV-Rollout in Liegenschaften hinkt	1
GNDEW Vorschlag 1: Mit dem Virtuellen Summenzähler überflüssige Messtechnik einsparen	2
GNDEW Vorschlag 2: Mit der Eingrenzung der Anlagenzusammenfassung überflüssige Steuertechnik einsparen	3
Zu Vorschlag 1: Textvorlagen Virtueller Summenzähler	4
Zu Vorschlag 2: Textvorlagen Anlagenzusammenfassung	5
Praxisbeispiel Rheinwohnungsbau Düsseldorf	6
Über EINHUNDERT Energie GmbH	6

Ausgangslage: Der PV-Rollout in Liegenschaften hinkt

Die PV-Versorgung von Wohn- und Gewerbequartieren liegt weit hinter den Erwartungen zurück. Anstelle von bis zu 3 Gigawatt (GW) Zubau bei PV-Mieterstrom, die seit Gesetzesänderung 2017 förderfähig gewesen wären, sind es Stand Mitte Februar 2023 gerade einmal 116 Megawatt (MW) - mehr als 95% unter Plan. Was ist zu tun, um die städtischen Dachflächen für mehrere Gigawatt PV zu nutzen und so auch die lokale Belastung des Verteilnetzes durch Wärmepumpen und Ladesäulen abzufedern?

Es braucht eine deutliche Vereinfachung, die sich aufwands- und kostensenkend auswirkt. Und die mit Strommarkt, Verteilnetz sowie Messstellenbetrieb intelligent zusammenspielt.

Im Folgenden schlagen wir zwei einfache Ergänzungen des GNDEW vor, die eine erhebliche Beschleunigung des PV- und Wärmepumpen-Rollouts in Quartieren mittels Digitalisierung ermöglichen würden - ohne systemische Mehrkosten oder Subventionen.

Der Effekt unserer Vorschläge auf die Kosten jeder einzelnen PV-Anlage in Wohn- und Gewerbeliegenschaften:

- €8.000 Einsparung (20%) je Netzanschluss durch virtuellen Summenzähler (Vorschlag #1)
- €6.000 Einsparung (15%) je Netzanschluss durch eingesparte Fernwirktechnik (Vorschlag #2)
- Ca. 90 Stunden eingesparter Elektrikeraufwand je Netzanschluss
- **Im Ergebnis könnten ca. doppelt so viele Bestandsgebäude mit PV ausgestattet werden**

GNDEW Vorschlag 1: Mit dem *Virtuellen Summenzähler* überflüssige Messtechnik einsparen

Der *virtuelle Summenzähler* ist ein digitales Messkonzept, welches die Energiewende beschleunigt, zugleich Investitionsbedarf senkt und Handwerkerkapazitäten schont. Und all das ohne Subventionen.

Status Quo und Lösungsansatz

Für die Umsetzung einer lokalen Solarstromversorgung in Wohn- und Gewerbeliegenschaften kommt heute meist das Modell des *physischen Summenzählers* zum Einsatz. Der *physische Summenzähler* wird installiert, um den gemeinschaftlichen Solarstromverbrauch mehrerer Verbraucher sowie den Solarstromüberschuss am Netzanschlusspunkt direkt zu messen.

Der *physische Summenzähler* ist aufgrund der Stromlast in aller Regel eine Wandlermessung mit eigenem Wandlerschrank. Das führt zu Mehrkosten bei PV-Anlagen auf Mehrfamilien- und Gewerbeliegenschaften von ca. €8.000 je Netzanschluss (ca. 20% der Gesamtkosten). In der Konsequenz wird die Installation in über 50% der eigentlich geeigneten Objekte unwirtschaftlich. Gleichzeitig schafft der *physische Summenzähler* keinen Mehrwert für das Verteilnetz, da er lediglich die Lastgänge der hinter dem Netzanschluss liegenden Verbraucher und Erzeuger aggregiert, welche ohnehin durch eigene Zähler gemessen werden (*Untermessungen*).

Stattdessen kann man für die Untermessungen intelligente Messsysteme einsetzen, um die PV-Stromerzeugung und die Stromverbräuche der Nutzer innerhalb einer Liegenschaft viertelstündlich zu erfassen und sie dann digital zu aggregieren. Anstelle des *physischen Summenzählers* tritt so ein digitaler *virtueller Summenzähler*.

Vorteile des *virtuellen Summenzählers* im Überblick

Der *virtuelle Summenzähler* hat erhebliche positive Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit des PV-Rollout in Quartieren mit Mehrfamilienhäusern oder Gewerbeimmobilien:

- Stromproduktion und -verbrauch werden viertelstündlich erfasst und netzdienlich bilanziert (nicht mehr nur jährlich). Netzbetreiber haben eine hohe Transparenz über die Verteilnetzauslastung.
- Eine messtechnische Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach §14a wird deutlich erleichtert, wiederum im Sinne der Netzstabilität.
- Stromverbraucher in Liegenschaften mit Solarstromversorgung können flexibel nach üblicher Marktkommunikation in die kollektive Eigenverbrauchsgemeinschaft eintreten sowie aus ihr heraustreten, ohne technische Umbaumaßnahmen oder Sonderaufwände für Netzbetreiber.
- Die hohen Mehrkosten für den *physischen Summenzähler* entfallen (ca. 20% Mehrkosten), sodass deutlich mehr Liegenschaften im Bestand mit PV-Strom ausgestattet werden können. Es werden ca. 70 Stunden Elektrikerkapazität je Netzanschluss eingespart.
- Es könnten je nach Ausgestaltung auch Verbraucher aus benachbarten Liegenschaften, z.B. hinter demselben Trafo, mit in die Eigenverbrauchsgemeinschaft eintreten, um "Energy Communities" zu ermöglichen (siehe unten: Textvorlagen MsbG „optionale Ergänzung“).

Der virtuelle Summenzähler ist praxiserprobt, jedoch nicht bundesweit durchsetzbar

Die virtuelle Bilanzierung von viertelstündlichen Messungen ist zu anderen Zwecken auch heute schon üblich. So werden registrierende Leistungsmessungen von Industrie- oder Gewerbebetrieben bereits standardmäßig zur Netzentgeltabrechnung aggregiert.

Auch in Mieterstromprojekten wird der virtuelle Summenzähler heute schon vereinzelt umgesetzt. Einige Netzbetreiber haben das Modell für PV-Mieterstrom in ihren Netzgebieten freigegeben¹. Diese Freigaben verdeutlichen, dass das Modell netztechnisch unbedenklich ist. Sie sind jedoch Ergebnis zeitintensiver individueller Abstimmungen. An dieser Stelle sei ausdrücklich betont, dass der *virtuelle Summenzähler* aktuell nicht bundesweit umsetzbar ist. Denn die meisten Netzbetreiber und die BNetzA sehen derzeit keinen rechtlichen Anlass, das Modell grundsätzlich zu genehmigen.

GNDew Vorschlag 2: Mit der Eingrenzung der Anlagenzusammenfassung überflüssige Steuertechnik einsparen

Status Quo und Lösungsansatz

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz § 9 Abs. 3 und § 24 Abs. 1 wird bislang geregelt, dass PV-Anlagen, wenn sie auf demselben Grundstück liegen, als eine zusammenhängende Anlage betrachtet werden. Sprich: Zehn PV-Anlagen à 15 Kilowatt (kWp) auf zehn benachbarten Gebäuden eines Vermieters werden in der Betrachtung des Netzbetreibers zu einer PV-Anlage mit 150 kWp. Entsprechend entsteht eine Pflicht zur Direktvermarktung mit teurer Steuerungstechnik.

De facto sind es aber weiterhin zehn Anlagen an zehn Netzanschlüssen, sodass die Kosten für Mess- und Steuerungstechnik auch zehnfach anfallen. Die Anlagen werden also regulatorisch als Großanlage definiert, obwohl sie technisch und in ihren Kostenstrukturen Einzelanlagen bleiben. § 9 ist somit in sich inkonsistent. Da § 9 unspezifisch definiert ist, obliegt es den Netzbetreibern, die erforderliche Steuerungstechnik festzulegen. Im Zweifelsfall verlangen sie teure Fernwirktechnik. In der Konsequenz entstehen Kostensteigerungen von 10% bis 20%. Pro Netzanschluss werden unnötigerweise ca. 20 Stunden Elektrikerkapazität gebunden.

Diese Gesetzgebung torpediert insbesondere die Umsetzung von PV-Anlagen und damit auch Wärmepumpen in zusammenhängenden städtischen Mietquartieren - ohne netztechnische Rechtfertigung. Im Segment der Einfamilienhäuser mit aufgeteilten Grundstücken greift diese Regelung nicht. Sie ist somit auch sozial betrachtet heikel.

Eine einfache Begrenzung der Anlagenzusammenfassung auf den Netzanschlusspunkt (nicht mehr auf das Grundstück) würde dieses Problem sofort lösen. Zusätzlich sollte klargestellt werden, dass in Fällen von Anlagenzusammenfassungen hinter Netzanschlusspunkten iMSys anstelle von teurer Fernwirktechnik zum Einsatz kommt.

¹ Freigabe (inklusive Piloten) erteilt: Düsseldorf, inetz, Bayernwerk, Stromnetz Berlin.

Zu Vorschlag 1: Textvorlagen Virtueller Summenzähler

Gesetz	Stelle	Text	Ziel
MsbG	§ 19 Abs. 3	„Für mehrere Zählpunkte können die Anforderungen an eine gemeinsame Messung zur summierten Abrechnung und Errichtung einer Kundenanlage nach § 3 Nr. 24 a und b EnWG durch eine rechnerisch ermittelte Marktllokation erfüllt werden (= Lokationsbündel), soweit die für die Aufsummierung verwendeten Messdaten aus Messsystemen nach §21 (1) MsbG stammen.“ Optionale Ergänzung: „Das gilt auch, wenn sich die Zählpunkte an mehreren Netzanschlüssen im Bereich desselben Netzknotens gleicher Spannungsebene befinden.“	Das Grundkonzept des virtuellen Summenzählers muss im MsbG verankert werden, in § 19. Als optionale Ergänzung könnte die Bilanzierung auch über Netzanschlusspunkte hinweg in Quartieren ermöglicht werden (“Energy Community”).
MsbG	§ 34 Abs. 2 Satz 2	„(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, [...] können folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen: 1. die vorzeitige Ausstattung von Messstellen mit einem intelligenten Messsystem innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, auch an nicht von § 29 Absatz 1 oder 2 erfassten Messstellen, insbesondere an nicht-bilanzierungsrelevanten Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen im Sinne von § 3 Nummer 24a und 24b des Energiewirtschaftsgesetzes, ...“	Es muss klargestellt werden, dass für Messstellen von Letztverbrauchern, die als Unterzählpunkte ohne Marktllokation einem virtuellen oder physischen Summenzähler zugeordnet sind, auf Verlangen des Anschlussnutzers iMSys als Zusatzleistung des MSB bestellt werden können, zu den selben Konditionen von Messstellen mit MaLo.
MsbG	§ 6 Abs. 1	„Statt des Anschlussnutzers kann ab dem 1. Januar 2021 der Anschlussnehmer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn hinter dem Netzanschlusspunkt sowohl Erzeugung aus einer Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) in der jeweils geltenden Fassung als auch Verbrauch stattfindet oder der Messstellenbetreiber dieser verbindlich anbietet, ...“	Als zusätzliche Vereinfachung könnte die Möglichkeit der gesamthaften Ausstattung mit iMSys aller Messstellen in Liegenschaften mit EE-Anlage ermöglicht werden.
EnWG	§ 20 Abs. 1d	„(1d) Der Betreiber des Energieversorgungsnetzes, an das eine Kundenanlage oder eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist, hat den Zählpunkt zur Erfassung der durch die Kundenanlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommenen und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strommenge (Summenzählung) sowie alle Zählpunkte bereitzustellen, die für die Gewährung des Netzzugangs für Unterzähler innerhalb der Kundenanlage im Wege der Durchleitung (bilanzierungsrelevante Unterzähler) oder für die Belieferung von Letztverbrauchern erforderlich sind. Bei der Belieferung der Letztverbraucher durch Dritte findet [...].“	Das Grundkonzept des virtuellen Summenzählers muss auch im EnWG verankert werden, in § 20.

Zu Vorschlag 2: Textvorlagen Anlagenzusammenfassung

Gesetz	Stelle	Text	Ziel
EEG	§9 Abs. 3	„(3) Mehrere Solaranlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1, 1a und 2 als eine Anlage, wenn 1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden an demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden und ... 2. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind. Entsteht eine Pflicht nach Absatz 1, 1a oder 2 für einen Anlagenbetreiber [...] verlangen. Gelten mehrere Solaranlagen nach (3) Satz 1 als eine Anlage, so hat der Anlagenbetreiber diese Solaranlagen bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems und unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes mit denjenigen technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung auszustatten, die sich nach Maßgabe der installierten Leistung der jeweils einzelnen Solaranlage ergibt.“	Im EEG § 9 muss die Anlagenzusammenfassung auf den Bezugspunkt Netzanschluss begrenzt werden, weg vom technisch und wirtschaftlich unpassenden Bezugspunkt Grundstück. Außerdem muss klargestellt werden, dass die technischen Einrichtungen der jeweiligen Anlagengröße entsprechen.
EEG	§ 24 Abs. 1	„(1) Mehrere Anlagen sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Absatz 1 oder § 22 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn 1. sie an demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden [...] Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen, die nicht an demselben Anschlusspunkt betrieben werden, zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 nicht zusammengefasst.“	Im EEG § 24 muss die Anlagenzusammenfassung auf den Bezugspunkt Netzanschluss begrenzt werden, weg vom technisch und wirtschaftlich unpassenden Bezugspunkt Grundstück.

- Zusätzlich sollte der Rollout-Plan für Erzeugungsanlagen >100 kWp so angepasst werden, dass iMSys anstelle von Fernwirktechnik eingesetzt werden darf.

Praxisbeispiel Rheinwohnungsbau Düsseldorf



- 5 Gebäuderiegel, 138 Wohneinheiten, 8 Netzanschlüsse.
- 220 kWp Gesamtleistung verteilt über 5 Gebäuderiegel, ca. 70 Tonnen CO₂-Einsparung.

Mehrkosten durch Physischen Summenzähler (würden eingespart mit Vorschlag #1)

- 8 Netzanschlüsse → 8 Wandler-Summenzähler 8x €8.000 = €64.000 (ca. 18%)
- 8x 70 Montagestunden Elektro = 560 Stunden Elektro-Handwerkerkapazität

Mehrkosten durch Anlagenzusammenfassung (würden eingespart mit Vorschlag #2)

- 8 Netzanschlüsse → 8x Fernwirktechnik → 8x €6.000 = €48.000 (ca. 14%)
- 8x 20 Montagestunden Elektro = 160 Stunden Elektro-Handwerkerkapazität

Über EINHUNDERT Energie GmbH

Das Kölner Unternehmen EINHUNDERT Energie GmbH ist führender Partner für skalierbaren Mieterstrom und unterstützt Immobilienunternehmen und Energiedienstleister bei der Dekarbonisierung des gesamten Gebäudeportfolios. Seit Gründung im Jahr 2017 steht das Unternehmen rund um Dr. Ernesto Garnier und Markus Reinhold für die Elektrifizierung und Dekarbonisierung von Gebäuden. Es installiert, finanziert und betreibt bundesweit PV-Anlagen in Kombination mit digitaler Zählertechnik für Strom, Wasser und Wärmepumpen. Mit einem Komplettpaket aus solarem Mieterstrom und digitaler Abwicklung visualisiert EINHUNDERT Energieflüsse in Mehrparteiengebäuden über die eigene Software-Plattform und rechnet Verbräuche von Verbrauchern monatlich in Echtzeit ab. Das Unternehmen beschäftigt aktuell mehr als 65 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in Köln und Berlin. Mehr Informationen unter:

www.einhundert.de

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)306**

14. März 2023

Stellungnahme
Netze BW GmbH

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stellungnahme der Netze BW GmbH im Rahmen
der Sachverständigenanhörung zum
"Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der
Digitalisierung der Energiewende" - BT-Drs.
20/5549

Stuttgart 13. März 2023

Ein Unternehmen der EnBW



1 Kurzzusammenfassung

Nach Auffassung der Netze BW enthält der vorliegende Gesetzesentwurf eine Vielzahl begrüßenswerter und zielgerichteter Neuregelungen, die den Rollout von Smart Metern, auch intelligente Messsysteme genannt, beschleunigen und die Digitalisierung der Netze vorantreiben können. Einige der im Gesetzesentwurf vorgesehenen Neuregelungen könnten die Zielsetzung eines beschleunigten Smart Meter Rollouts und einer beschleunigten Digitalisierung der Netze jedoch ernstlich gefährden. Hierzu gehören insbesondere die fehlende Priorisierung der Einbaufälle, die bislang unregelmäßige Erstattung der von den Netzbetreibern zu übernehmenden Kosten für die intelligenten Messsysteme und die fehlende Auskömmlichkeit der gesetzlich geregelten Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb.

Aus Sicht der Netze BW sind vor diesem Hintergrund folgende zentralen Anpassungen am Entwurf des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) notwendig:

- Ermöglichung eines zielgerichteten Rollouts durch Priorisierung auf Pflicht-Einbaufälle, da hier der Systemnutzen am größten ist,
- Konsequente Umsetzung von Vereinfachungen bspw. durch Anpassungen im Eichrecht,
- Aufnahme einer Verordnungsermächtigung für die Bundesnetzagentur zur unmittelbaren Berücksichtigung der zusätzlichen neuen Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber,
- Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit bei den Messstellenbetreibern durch sofortige Anpassung der bisherigen Preisobergrenzen,

2 Beschleunigung durch Vereinfachungen und Entbürokratisierung

Priorisierung der Pflichteinbaufälle

Der Smart Meter Rollout war seit seinem Start im Jahr 2020 mit rechtlichen Unsicherheiten behaftet, die sich aus der erfolgreichen Beschwerde gegen die Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ergeben haben. Der vorliegende Entwurf des GNDEW schafft mit einem gesetzlich definierten Rollout Fahrplan und dem Entfall einer anfechtbaren Markterklärung des BSI eine verbesserte Rechtssicherheit. Zudem wird die Flexibilität zu Beginn des Rollouts erhöht, die dem Messstellenbetreiber einen stufenweisen Rollout-Hochlauf in Abhängigkeit von den technischen Weiterentwicklungen ermöglicht. Um langfristig einen effizienten und massenfähigen Rollout bewerkstelligen zu können, muss dieser jedoch zielgerichtet bei den für die Energiewende relevanten Anlagen zuerst erfolgen können. Mit der im GNDEW vorgesehenen Möglichkeit, dass Kunden bereits vorzeitig eine freiwillige Ausstattung anstoßen, ergeben sich insbesondere in den nächsten Jahren Konflikte um die

knappen Ressourcen bei Technik und Einbau. Dieser Aspekt gewinnt aufgrund der neuen Kostenverteilung an Bedeutung, da sich die Preise für die Letztverbraucher erheblich reduzieren werden. Es ist daher von deutlich steigenden Einbauzahlen bei den freiwilligen auf Basis von Kundenwünschen einzubauenden Smart Metern auszugehen. Daher sollte es möglich sein, dass im Rollout Pflichteinbaufälle sowie Neuanlagen beispielsweise EEG-Anlagen priorisiert werden. Ein Anspruch auf vorzeitige Ausstattung würde einem zielgerichteten Rollout entgegenstehen und sollte daher für Nicht-Pflichtfälle erst ab 2026 möglich sein. Damit würde erreicht, dass die energiewirtschaftlich relevanten Fälle mit dem größten Systemnutzen zuerst ausgestattet werden.

Weitere Vereinfachungen beim Eichrecht

Darüber hinaus sieht die Netze BW die Notwendigkeit, eine Vereinfachung und Entbürokratisierung im Kontext des Eichrechts vorzunehmen. Die vollständige Anwendung des aktuellen Eichrechts ist bei Smart Meter Gateways nicht mehr zeitgemäß. Eine Anpassung ist vor dem Hintergrund der Vorteile und Funktionalitäten des digitalen Smart-Meter-Gateways, wie beispielsweise der Plausibilitätsprüfung, um die Korrektheit der Messdaten zu verifizieren, möglich. In Verbindung mit den Vorgaben aus Technischen Richtlinien des BSI ist ein hohes Maß an Datenqualität - und Genauigkeit gegeben. Das Smart Meter Gateway sollte daher generell aus der Eichfrist ausgenommen werden. In einem ersten Schritt könnte daher der Prozess zur Softwareaktualisierung weiter vereinfacht werden. Nach heutiger Rechtslage müssen Softwareaktualisierungen der Smart Meter Gateways durch die Landeseichämter geprüft und freigegeben werden. Softwareaktualisierungen sollten von den Regelungen des § 40 MessEV und § 37 MessEG ausgenommen werden und damit nicht mehr der Freigabe der Landeseichämter unterliegen. Dies würde maßgeblich dazu beitragen, den Rollout-Hochlauf zielgerichtet zu beschleunigen.

3 Fehlende Planungs- und Investitionssicherheit gefährden den Rollout

3.1 Kostenanerkennung / Mehrwert beim Verteilnetzbetreiber

Die Netzbetreiber sollen nach dem GNDEW zukünftig den größten Teil der Kosten für die einzubauenden Smart Meter tragen. Die daraus resultierenden zusätzlichen Kosten für die Netzbetreiber können sich im Endausbau auf bis zu 2 Mrd. Euro pro Jahr summieren, ohne dass Netzbetreiber einen Einfluss auf diese Kosten und deren zeitlichen Hochlauf haben.

Im Gegenzug sollen die Netzbetreiber jeweils die Messdaten des Vortages aus den intelligenten Messsystemen als viertelstündliche Zeitreihe erhalten. Diese Daten helfen dem Netzbetreiber jedoch nur sehr begrenzt und sind insbesondere keine ausreichende Grundlage für eine netzdienliche dynamische Steuerung auf Basis der aktuell in der Konsultation befindlichen BNetzA-Festlegungen nach § 14a EnWG. Daher steht dieser erhebliche Kostenblock in keinerlei Verhältnis zu dem damit verbundenen Vorteil auf Netzbetreiberseite.

Noch schwerer wiegt die Tatsache, dass der vorliegende Entwurf des GNDEW für diese Kosten eine eklatante Regelungslücke aufweist. Es fehlt eine Regelung für die Berücksichtigung dieser Kosten in den Erlösbergrenzen der Netzbetreiber.

Die aus der gesetzlichen Verpflichtung nach dem vorliegenden Entwurf resultierenden Mehrkosten müssen von den Netzbetreibern unverzüglich in die Erlösbergrenze eingepreist werden können. Für solche externen, nicht beeinflussbaren Kostenpositionen gibt es in der deutschen Netzentgeltregulierung bereits ein etabliertes Vorgehen: die Einstufung der Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, die auf Planbasis in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden können. Der Abgleich der Plankosten mit den tatsächlichen Kosten erfolgt dann über das Regulierungskonto. Der Bundesnetzagentur sollte im GNDEW die Möglichkeit eingeräumt werden, die vom Netzbetreiber zu übernehmenden Kosten des Smart Meter Rollouts als nicht-beinflussbare Kosten einzustufen. Aufgrund der EuGH-Entscheidung zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde und der bisher in diesem Punkt noch nicht erfolgten Novellierung des EnWG, sollte die Umsetzung über eine entsprechende Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur erfolgen. Dieses Vorgehen wurde durch den Gesetzgeber bereits im vergangenen Jahr für einen anderen Sachverhalt gewählt und in § 118 Abs. 46d EnWG umgesetzt. Entsprechend kann dies auch für die Kosten aus dem GNDEW mithilfe einer neuer Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur erfolgen.

3.2 Wirtschaftlichkeit des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Der grundzuständige Messstellenbetreiber ist buchhalterisch vom Netzbetrieb entflochten und refinanziert sich vollständig aus den Messentgelten der seit 2017 verbauten Zähler. Die Höhe der Messentgelte, die sogenannten Preisobergrenzen aus dem Messstellenbetriebsgesetz richten sich nach der bereits im Jahr 2013 erstellten Kosten-Nutzen-Analyse. Seit 2013 wurden der Leistungsumfang und die Anforderungen an den Messstellenbetreiber stetig erhöht und erweitert. Beispielweise dürfen Smart Meter nur in definierten Boxen eines einzigen Herstellers transportiert und von speziell geschultem Personal geöffnet werden. Die Anforderungen reichen hierbei bis zur Montage vor Ort. Gleichzeitig konnte der Smart Meter Rollout aufgrund vieler externer Faktoren wie beispielsweise der mangelnden Rechtssicherheit und der Lieferkettenproblematik nicht in ausreichendem Maße in Gang kommen. Erwartete Skaleneffekte konnten sich dadurch nicht in ausreichendem Maße einstellen und die Wirtschaftlichkeit der Messstellenbetreiber verbessern. Durch das GNDEW erfolgt nun eine weitere Ausweitung der im Standard, d.h. im Rahmen der bestehenden Preisobergrenzen, zu erbringenden Leistungen. Hierbei handelt es sich um die Übermittlung und Aufbereitung weiterer Daten. Zu den gestiegenen Anforderungen und Leistungen hinzukommt, dass auch der Messstellenbetreiber selbst in den letzten 10 Jahren substanzielle Kostensteigerungen zu verzeichnen hat. Hierzu zählen die inflationsbedingt stark gestiegenen Personal- und Materialkosten.

Eine Anpassung der vor mehr als 10 Jahren ermittelten Preisobergrenzen ist bisher nicht erfolgt und die dringend notwendige Überprüfung ist nach dem Entwurf des GNDEW erst bis zum 31.12.2024 vorgesehen. Ein Neustart des Smart Meter Rollouts kann jedoch nur dann Gelingen, wenn dieser für den Messstellenbetreiber auch wirtschaftlich umsetzbar ist. Daher ist es erforderlich die Preisobergrenzen entsprechend der zusätzlichen Anforderungen und

gestiegenen Kosten anzupassen. Andernfalls würden sich erhebliche Einschränkungen der finanziellen Handlungsspielräume der Messstellenbetreiber ergeben, was auch vor dem Hintergrund der erheblichen Investitionen beispielsweise in die systemseitige Umsetzung der Steuerungsfunktionalitäten oder die erweiterte Datenbereitstellung für weitere Markttrollen, nachteilig wäre.

Zusätzlich zu den bisher definierten Preisobergrenzen für die sogenannten Standardleistungen wurden im GNDEW nun auch für weitere vom Messstellenbetreiber zu erbringende (Zusatz-) Leistungen Preisobergrenzen definiert und festgelegt. Dies ist in einem dem Wettbewerb offenstehenden Markt ordnungspolitisch grundsätzlich fragwürdig. Darüber hinaus wurde auch für die Bepreisung der einzelnen Leistungen keine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Die definierten Zusatzleistungen können zu den im GNDEW definierten Preisobergrenzen nicht wirtschaftlich angeboten werden. Durch diese Preisobergrenzen werden weitere notwendige Entwicklungen ausgebremst, anstatt diese zu beschleunigen.

Die Netze BW sieht daher dringenden Nachbesserungsbedarf zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit mit folgenden Maßnahmen:

- Sofortige Anpassung der im GNDEW genannten Preisobergrenzen, um die bisherigen Kostensteigerungen auszugleichen. Ein pragmatischer Weg besteht darin, die derzeit im GNDEW genannten Bruttopreise in Nettopreise abzuändern.
- Streichung der Preisobergrenzen für Zusatzleistungen aus dem Gesetzesentwurf, da weder der Umfang der einzelnen Leistungen abschließend definiert ist, noch eine notwendige Kosten-Nutzen-Analyse erstellt wurde.
- Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse durch die BNetzA bereits bis zum 31.12.2023 und nicht wie aktuell angedacht bis zum 31.12.2024 durch das BMWK.

3.3 Bestandsschutz

Die im GNDEW geänderten Übergangsregelungen zum Bestandsschutz wirken sich ebenso negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetreibers aus. Bisher war das allgemeine Verständnis, dass nach Ablauf des Bestandsschutzes, also Ende 2025 (für Kunden < 100.000 kWh) bzw. Ende 2028 (für Kunden > 100.000 kWh) die verbauten konventionelle Messsysteme weiter genutzt werden können, solange kein Tausch durch ein Smart Meter erfolgt. Laut Aussagen des BMWK muss das bisherige konventionelle Messsystem jedoch definitiv ausgebaut und auf ein Smart Meter umgerüstet werden. Eine längere Nutzung sei nicht zulässig. Diese Änderung hat in der Praxis u.a. Auswirkungen auf den ansonsten politisch forcierten Ausbau der Ladeinfrastruktur, da der Austausch der dort verbauten Zähler vor Ablauf der Eichgültigkeit auch Ladesäulen betrifft. Für den Aufbau der Ladeinfrastruktur würde das eine deutliche Verzögerung bedeuten und die hierauf zu verwendenden Kapazitäten fehlen dann beim Neuaufbau von Ladeinfrastruktur.

Um diesem Problem zu begegnen, sollte weiterhin der Bestandsschutz für konventionelle Messsysteme von 8 Jahren – der Dauer der Eichgültigkeit – ab Einbau beibehalten werden. Nur so kann Planungs- und Investitionssicherheit entsprechend gewährleistet werden.

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)307**

14. März 2023

Stellungnahme
Solandeo GmbH

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stellungnahme zum Gesetzesentwurf zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) Wettbewerb als Erfolgsfaktor und Innovationstreiber

1. Allgemeine Anmerkungen

Solandeo als wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB) begrüßt die Entfesselung des Smart Meter Roll-outs und sieht folgenden Leitmotiv des GNDEW als zentral für einen erfolgreichen, schnellen Neustart der Digitalisierung unseres Stromnetzes.

- ✓ Stärkung der Rolle von BMWK und BNetzA
- ✓ Flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme, inkl. verbindlicher Ausbauziele
- ✓ Erweiterter Katalog an Standard- und Zusatzleistungen, verbunden mit der verpflichtenden Einführung von dynamischen Tarifen, gewährleisteten Systemnutzen sowie Wert für Anschlussnutzer
- ✓ Gesteigerte Attraktivität für Anschlussnutzer durch Beteiligung der Verteilnetzbetreiber (VNB) an den (umlagefähigen) Kosten
- ✓ Kurzfristiger Start, aber Flexibilität für grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) bezüglich der Ausgestaltung des Hochlaufs
- ✓ Weiterhin starke Rolle für wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB): gewährleisten im Bedarfsfall die zeitnahe und zuverlässige Umsetzung für Anschlussnutzer/-nehmer und tragen proaktiv Innovationen in den Markt.

2. Starke Rolle der wettbewerblichen Messstellenbetreiber

Das GNDEW sollte die Rolle für den wettbewerblichen Messstellenbetrieb weiter stärken, denn die wMSB ermöglichen, durch ihre Fähigkeit dort einzuspringen, wo der grundzuständige Messstellenbetreiber gMSB (noch nicht) zur Umsetzung in der Lage ist, den Roll-Out der unterschiedlichen Geschwindigkeiten durchzuführen. Wie im Barometer Digitalisierung der Energiewende festgestellt wird, sind ca. 30% der gMSBs noch nicht Roll-Out fähig. Daher kommt den wMSB eine wesentliche Rolle zu.

Wettbewerb fördert Innovationen

Laut Monitoringbericht 2022 der BNetzA haben Anschlussnutzer 84 alternative Messstellenbetreiber zur Auswahl (als Teil des Lieferanten oder als unabhängiger Dritter). Davon 62 für den Betrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen. Dank der Liberalisierung des Messwesens profitieren Kunden bundesweit von einer breiten Auswahl an Angeboten. Um gegenüber den grundzuständigen Messstellenbetreibern zu bestehen, müssen wMSBs zudem attraktive Angebote machen - und tragen hierfür Innovationen in den Markt. Die Solandeo GmbH in Berlin bietet u.a. Echtzeitmessung und Fernsteuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen bundesweit seit 2014 für Kunden mit insgesamt 13GW an installierter Leistung.

3. Entwurf des GNDew: Wettbewerb ermöglichen

Sinnvolle Regelung der Abrechnung von Intelligenten Messsystemen gemäß §30 GNDew

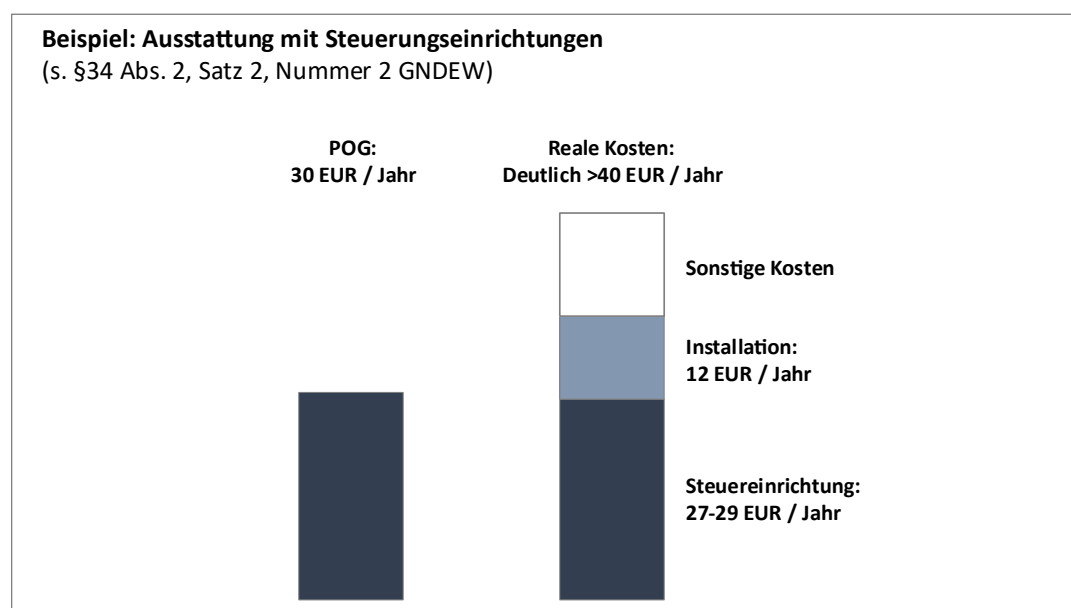
- ✓ Direkte Kosten für Endkunden werden gedeckelt - unterstützt die breite Akzeptanz der Einführung intelligenter Messsysteme
- ✓ Netzbetreiber leisten einen aktiven Beitrag zur Finanzierung der Intelligenten Messsysteme, im Austausch gegen Dienstleistungen für das Netzmanagement
- ✓ Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt – finanzielle Entlastung der Stadtwerke
- ✓ Regeln gelten auch für wettbewerbliche Messstellenbetreiber – effizienter Wettbewerb möglich

Verbesserung 1: Realistische Preisobergrenzen

Aktuell werden die Preise für gMSBs über die Preisobergrenze (POG) gedeckelt. Besonders wichtig bei diesem staatlichen Eingriff sind realitätsnahe Preisobergrenzen, auf **Basis von aktuellen, realistischen Kostenanalysen**.

Momentan sollen im Wesentlichen POG Anwendung finden, die auf einer Studie aus 2013 (aktualisiert 2014) basieren. Sie berücksichtigen somit insbesondere nicht die in Folge des Ukraine-Kriegs gestiegenen Preise, verzögerten Lieferwege und die seither eingetretene Inflation. Wir möchten zu bedenken geben, dass diese POG daher als unverhältnismäßig und damit als rechtswidrig angesehen werden könnten. Dadurch könnte das MsbG verfassungsrechtlichen Bedenken ausgesetzt sein.

Zudem führt das GNDew neue POG ein, deren Grundlage sich aus der operativen Praxis heraus nicht erschließt. Beispielsweise ist die Preisobergrenze für die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen (s. §34 Abs. 2, Satz 2, Nummer 2 GNDew) gemäß §35 GNDew mit 30 EUR brutto im Jahr angesetzt. Die Kosten sind aber weit höher, nämlich ca. 40 EUR pro Jahr allein schon für Geräte und Installation:



Im Detail summieren sich hierbei die Anschaffung der Steuereinrichtung (214-238 EUR brutto, bei Abschreibung über 8 Jahre 27-29 EUR jährlich) und die Installation (95 EUR brutto, also 12 EUR jährlich bei Umsetzung bei Zählertausch oder Installation des SMGW, d.h. ohne zusätzliche Anfahrt/Termin).

Selbst ohne Berücksichtigung aller weiteren notwendigen Aufwände (Personalvollkosten für Planung, Beschaffung, Auftragskoordination, Kommunikation mit dem Anschlussnutzer, Fehlfahrten, Wartung, Abrechnung; erforderliche IT Systeme; sonstige) liegt also der realistische Preis schon **mehr als 30% über der gesetzlich geplanten POG**.

Ein weiteres Beispiel ist die Ausstattung von Messstellen mit Strom- und Spannungswandlern, sowie deren Betrieb (gemäß §34 Absatz 2, Nr. 3). Hierfür darf der gMSB ebenfalls ein jährliches Entgelt von höchstens 30 EUR brutto erheben. Die Kosten für Wandler hängen von der Größe der jeweiligen Anlage ab: bei einem Windpark sind einmalige Wandlerkosten von 10.000 EUR brutto keine Seltenheit. Ein gMSB müsste einen solchen Wandlersatz über mehr als **300 Jahre** betreiben, um ihn durch die im GNDEW vorgesehene POG zu refinanzieren.

Weitere Leistungen z.B. zur Integration in den Regelle Energiemarkt oder für Auftragsdienstleistungen für die Anschlussnutzer sind aus unserer Sicht noch zu vage definiert, um eine sinnvolle Kosteneinschätzung zu erlauben - und damit die Festlegung realistischer POG.

Wenn gMSBs gezwungen werden, Angebote zu machen, die unterhalb ihrer Kosten liegen, wird der Wettbewerb verzerrt und wMSBs werden benachteiligt. Damit wird die Fähigkeit von wMSBs unnötig eingeschränkt, Innovationen voranzutreiben. Eine Subventionierung des gMSB (typischerweise 100% Töchter der Verteilnetzbetreiber) durch den VNB oder den jeweiligen Mutterkonzern würde diese Problematik weiter verschärfen.

Konkret

Umgehende Festlegung von **realistischen Preisobergrenzen** auf Basis einer aktualisierten Kosten-Nutzen-Analyse

→ für Standardleistungen (Messung)

→ für Zusatzleistungen (insb. Steuerung)

Verbesserung 2: Umlage von Zusatzleistungen

Im Entwurf des GNDEW werden die verpflichtenden Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers erheblich ausgeweitet – darunter die Steuerung von dezentralen Anlagen. Dies stellt eine wesentliche, zusätzliche Dienstleistung insbesondere für den Netzbetreiber dar, in Ergänzung der an den Netzbetreiber bereitgestellten Messwerte. Diese **Kosten für netzdienliche Zusatzleistungen – insb. Steuerung - werden jedoch nicht vom Netzbetreiber getragen** bzw. über die Netzentgelte umgelegt. Damit wird eine Chance vertan, eine faire Kostenverteilung auch bei netzdienlichen Zusatzleistungen zu gewährleisten.

Konkret

Umlage realistischer Kosten für netzdienliche Anwendungen **über den Verteilnetzbetreiber/Netznutzungsentgelte** (insb. Steuerung) – entsprechend den bestehenden Regeln für die Messung
 → Konsistent zu sinnvollen Neuerungen des GNDW, entspricht Verursacherprinzip, gesteigerte Akzeptanz seitens Anschlussnutzer:Innen

Verbesserung 3: Sichere, effiziente Lieferketten

Noch wichtiger als eine Preisregulierung im Messwesen – angesichts des funktionierenden Wettbewerbs durch Dritte Messstellenbetreiber – wäre es dafür zu sorgen, dass Messstellenbetreiber auf eine **breite Auswahl von Technologielieferanten** zurückgreifen können. Angesichts von nur vier zertifizierten Herstellern von Smart Meter Gateways und einer vergleichbar kleinen Anzahl von Softwareanbietern für die Gateway Administration (GWA) ist das seit Jahren nicht der Fall.

Der Einsatz **von Smart Meter Gateways** unterschiedlicher Anbieter ist für Messstellenbetreiber nach wie vor mit hoher Komplexität und Aufwand verbunden, aufgrund der weiterhin herausfordernden Interoperabilität zwischen Gateways, Zählern und GWA Systemen. Die hierdurch **hohe Bindung von MSBs an einzelne SMGW-Lieferanten**, reduziert hier den Wettbewerb und führt zu einer hohen Gefahr von Lieferengpässen, bis hin zu einem vollständigen Ausfall eines SMGW-Herstellers und dessen Folgen.

Vergleichbare Abhängigkeiten existieren im Bereich der **Gateway Administration (GWA)**: **typischerweise gibt es nur einen GWA je MSB**, mit entsprechender Bindung an den dahinter stehenden Softwareanbieter. Aufgrund **mangelnder Standardisierung** ist die Zuordnung eines Gateways zu einem neuen GWA nur mit hohem Aufwand und Kosten möglich. Dies behindert die Übernahme von bestehenden iMSys durch einen anderen MSB - im Wettbewerb ebenso wie beim vorgesehenen Einspringen des Auffang-MSB. Aus denselben Gründen ist der Wechsel eines MSB zu einem anderen GWA Dienstleister oder GWA-Softwareanbieter mit sehr hohem Aufwand und Kosten verbunden. Beim Ausfall eines Anbieter von GWA Software wären weite Teile der Branche gleichzeitig betroffen, mit potenziell dramatischen Konsequenzen für den Roll-Out und für die Energiewende.

Konkret

Selbstzertifizierung der SMGW-Hersteller oder Einrichtung zusätzlicher Zertifizierungsstellen anstelle eines langwierigen Zertifizierungsprozesses durch das BSI
 → **mehr Wettbewerb** unter den Herstellern, niedrigere Kosten für alle

Standardisierung von GWA-Migration und Verpflichtung der GWA zur vollumfänglichen, automatisierten Unterstützung der Migration
 → **mehr Wettbewerb** unter GWA-Dienstleistern und den dahinter stehenden Softwareunternehmen, niedrigere Kosten für alle, höhere Ausfallsicherheit

4. Steuerungsdesign für die Zukunft des Smart Grid

(Zusammenspiel GNDW, §14a, FNN-Konzept)

Die Steuerung von flexiblen Verbrauchern und von dezentralen Erzeugungsanlagen ist entscheidend für eine effiziente und zuverlässige Energiewende. Hierfür stehen bereits am Markt die **wesentlichen Technologien** bereit; ebenso existieren bereits **etablierte Verfahren**, auf denen aufgebaut werden kann. Gleichzeitig muss gewährleistet werden, dass Eingriffe der Netzbetreiber in das Leben von Bürgern und Bürgerinnen, sowie in den Betrieb von Unternehmen, auf das notwendige Minimum beschränkt werden.

Konkret

Bestehende Stärken von Anlagenbetreibern, Netzbetreibern, Händlern und Technologieanbietern nutzen

→ **mehr Innovation**, niedrigere Kosten für alle

Prozesse auf bestehenden Verfahren aufbauen

→ **schnellere Umsetzung**, niedrigere Kosten für alle

Angemessene Kompensation für Anlagenbetreiber:Innen nicht nur für die Bereitstellung sondern auch für den Abruf von Flexibilität

→ **Klarer Anreiz für das intelligente Netzmanagement**, niedrigere Kosten für alle

→ Anreiz für **weitere Investitionen in die Energiewende** durch die Betreiber:Innen

Über Solandeo

Die Solandeo GmbH ist seit 2014 erfolgreich etabliert als führender wMSB für die Energiewende: mit ihren Smart Meter-basierten Lösungen betreut die Solandeo tausende von Batteriespeichern bundesweit, sowie Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge, ebenso wie erneuerbare Erzeugungsanlagen jeglichen Typs und Größe, von der 3kW Aufdach-Solaranlage bis hin zum 400MW Offshore Windpark.

Insgesamt betreut die Solandeo mit ihren Lösungen knapp 13GW an dezentraler Erzeugungsleistung bundesweit: dies entspricht ca. 10% der Leistung aller erneuerbaren Energieanlagen in Deutschland.

Im Auftrag ihrer Kunden erhebt die Solandeo dabei täglich ca. 20 Millionen Messwerte - das entspricht in etwa dem Datenvolumen aller RLM Zähler in Deutschland. Diese Daten macht die Solandeo nutzbar für die Anlagenbetreiber und für deren Dienstleister und Partner: darunter 30 wesentliche Betriebsführer erneuerbarer Energieanlagen; 40 Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Redispatch 2.0; sowie 50 führende Direktvermarkter.

Zu den Kunden und Partnern von Solandeo gehören unter anderem wesentliche Energieversorger wie E.ON und EWE; Übertragungsnetzbetreiber wie 50hertz; ebenso wie kommunale Energieversorger, darunter die RheinEnergie und Enercity; bis hin zur kommunalen Energiegenossenschaft.

Die Solandeo leistet damit seit 8 Jahren Pionierarbeit für die Digitalisierung des Messwesens, in enger Zusammenarbeit mit Partnern entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette.

Friedrich Rojahn
CEO | Geschäftsführer
Solandeo GmbH

SOLANDEO
Michaelkirchstraße 17-18, 10179 Berlin
www.solandeo.com
[LinkedIn](#) | [Twitter](#)

Sitz der Gesellschaft: Berlin. Amtsgericht Charlottenburg. HRB 138993B. Umsatzsteuer-Identifikationsnummer DE282301427. Steuernummer 30/105/75436.

Geschäftsführende: Friedrich Rojahn, Nathanael Obermayer, Nora Rieger



Stellungnahme Theben AG

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
BT-Drucksache 20/5549

Siehe Anlage

Stellungnahme

im Rahmen der Anhörung für das Gesetz
zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

Inhalt

1	Warum das GNDEW notwendig ist	2
2	Werden die Ziele des GNDEW erreicht?	2
3	Welche Anpassungen am GNDEW sind noch sinnvoll?	3
4	Was ist über das GNDEW hinaus wichtig?	3

1 Warum das GNDEW notwendig ist

Für die Erreichung der Klimaziele ist eine Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität notwendig. Dies spiegelt sich in den politischen Zielen wider: 15 Millionen Elektromobile und 6 Millionen Wärmepumpen sollen bis 2030 erneuerbare Energien in diesen Sektoren nutzbar machen. In der Folge wird der Stromverbrauch ansteigen. Die Erreichung des Ziels eines Anteils erneuerbarer Energien von 80 Prozent am Stromverbrauch bis 2030 (2022 waren es etwa 46 Prozent) muss daher auch mit einem stark beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren einhergehen.

Für den Hochlauf dieser Energiewendetechnologien sind die Voraussetzungen zu schaffen. Damit der angestrebte Zubau erfolgen kann brauchen die Netze eine sichere Kommunikationsinfrastruktur, sie brauchen Daten und die Möglichkeit im Notfall in Erzeugung oder Verbrauch eingreifen zu können. Diese sichere Kommunikationsinfrastruktur wird mit dem Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland aufgebaut. Zudem ermöglichen es die intelligenten Messsysteme, Flexibilitäten der elektrifizierten Prosumer zu nutzen und neue Tarife schaffen. Dies ist nur der Anfang, denn die Messsysteme sind offen für weitere Dienste und Mehrwertangebote. Hier existiert heute bereits ein Ökosystem, das auf die Verbreitung der Messsysteme setzt und entsprechende Produkte und Services entwickelt.

Das GNDEW bringt Rechts- und Investitionssicherheit in den Prozess des Aufbaus der digitalen Infrastruktur des intelligenten Messsystems. Daneben soll es zur Beschleunigung und Entbürokratisierung der Digitalisierung der Energiewende beitragen.

2 Werden die Ziele des GNDEW erreicht?

Die Anpassungen, die mit dem GNDEW am Messstellenbetriebsgesetz vorgenommen werden, sind zielführend, um die angestrebten Ziele Rechtssicherheit, Investitionssicherheit, Beschleunigung und Entbürokratisierung zu erreichen. Dazu gehören insbesondere folgende Maßnahmen:

- Die **Abschaffung der Markterklärung** entschärft einen Grund für rechtliche Auseinandersetzungen und schafft somit die notwendige Rechts- und Planungssicherheit.
- Ein **gesetzlicher Rolloutfahrplan** mit Mindestzielen schafft für uns als Hersteller eine Grundlage für weitere Investitionen.
- Die **Deckelung der Kosten** für ein intelligentes Messsystem auf 20 Euro pro Jahr für den Letztverbraucher stärkt Akzeptanz und Nachfrage. Allerdings muss der Umgang mit den Kosten geklärt werden, die der Verteilnetzbetreiber übernimmt.

- Die **Erhöhung der Freiheitsgrade**, z.B. für Rolloutplanung, Rolloutkonzepte, Lieferkette etc. kann zur Beschleunigung und Entbürokratisierung beitragen, ohne das Sicherheitsniveau des Rollouts in Frage stellen.
- Der bestehende **Ansatz des intelligenten Messsystems als sichere Kommunikationsplattform** für die Energiewende wird **richtigerweise beibehalten**.

3 Welche Anpassungen am GNDew sind noch sinnvoll?

Im Hinblick auf die Beschleunigung des Rollouts ergeben sich heute insbesondere Fragen der Wirtschaftlichkeit bei einzelnen Akteuren. Erst wenn diese Fragen beantwortet sind, wird sich die Beschleunigung des Rollouts auch in der Praxis einstellen. Dies betrifft:

- Die Sicherstellung der **Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber**, d.h. die heute geltenden Preisobergrenzen schnell überprüfen und ggf. justieren. Die in § 48 Abs. 1 Nr. 3 vorgesehene „Analyse zu Höhe und Ausgestaltung der Preisobergrenzen nach §§ 30, 32 und 35 unter Berücksichtigung aller langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile, einschließlich des Systemnutzens, sowie einer hierauf aufbauenden Bewertung zur Ausweitung des verpflichtenden Einbaus intelligenter Messsysteme auf weitere Einbaufallgruppen.“ sollte statt wie im GNDew vorgesehen nicht erst Ende 2024, sondern bereits Ende 2023 vorgelegt werden.
- Die Sicherstellung der **Wirtschaftlichkeit für den Verteilnetzbetreiber**: Das GNDew verweist allgemein auf die Anreizregulierung, d.h. dem Grunde nach gehen die Kosten in die Erläsobergrenzen der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung ein. Dort unterliegen sie aber in der derzeitigen Formulierung des § 7 den Erläsovorgaben, werden also nur mit Zeitversatz und nur unvollständig refinanziert, obwohl der Verteilnetzbetreiber keinen Einfluss auf diese Kosten hat. Wichtig wäre eine Klarstellung, dass diese Kosten als "dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten" nach § 11 Abs. 2 Anreizregulierungs-Verordnung behandelt werden. Diese werden für vergleichbare Kostenpositionen, z.B. gesetzliche Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben etc. ebenfalls angewendet. Sofern eine entsprechende Regelung durch das GNDew nicht möglich ist, wäre zumindest ein Signal der Bundesnetzagentur zum Umgang mit diesen Kosten erforderlich.

4 Was ist über das GNDew hinaus wichtig?

Ein wichtiger Faktor für die Beschleunigung des Rollouts ist die **Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem**. Anforderungen hinsichtlich Cybersecurity und Interoperabilität der dafür notwendigen Systemeinheiten wurden bereits diskutiert. Nun muss parallel zur Verabschiedung des GNDew Klarheit geschaffen werden, was

die Anforderungen an die Systemeinheiten (z.B. die Steuerbox) angeht, die zusammen mit dem intelligenten Messsystem betrieben werden. Der Markt wartet auf eine Entscheidung und kann sich erst im Anschluss daran final ausrichten.

Ebenfalls parallel zur Verabschiedung des GNDEW sehen wir den Bedarf für eine **Anpassung des Eichrechts**. Softwareupdates für SMGWs müssen für den agilen Rollout des GNDEW vereinfacht werden. Softwareaktualisierung sollten von den Regelungen des § 40 MessEV und § 37 MessEG ausgenommen werden. Updates werden bereits durch BSI und PTB freigegeben und sollten keiner weiteren (Doppel-)Prüfung auf Länderebene unterzogen werden müssen.

Große Bedeutung kommt außerdem dem **Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur** zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen **nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz** zu. Wichtig ist, dass ein §14a-Vertrag automatisch mit dem Einbau eines intelligenten Messsystems verknüpft wird und, sobald möglich in auch die Steuerung im Sinne des §14a über das intelligente Messsystem erfolgt. Aufgrund der Zubaugeschwindigkeiten bei den flexiblen Lasten liegt hier das größte Potential für die Beschleunigung des Messsystem-Rollouts und des Aufbaus steuerbarer Netzanschlüsse.

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)308**

14. März 2023

Stellungnahme

BSW-Bundesverband Solarwirtschaft e. V.

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

Stand: 08.03.2023

Stellungnahme des BSW - Bundesverbandes Solarwirtschaft zum
Gesetzesentwurf in der Fassung vom 7. Februar 2023

Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)	6
2.1	Klare Begriffsdefinitionen beim Thema Steuern notwendig.....	6
2.2	Gerechte Kostentragung auch für die zur Fernsteuerung notwendige Steuerbox.....	7
2.3	Anschlussnutzer benötigen Mitspracherecht bei Ort, Art, Zahl und Größe der Messeinrichtung	8
2.4	Unnötige Kostenrisiken vermeiden – Bestandsschutz erhalten.....	9
2.5	Preisobergrenzen auch für Anlagen größer 100 kW aufnehmen	10
2.6	Alle für den Netzbetrieb notwendigen Leistungen müssen Standardleistungen sein.....	11
3	Steuerung im Rahmen des GNDEW	12
3.1	Steuerungspflicht via SMGW / CLS: Unterscheidung nach Art der Steuerung	13
3.2	Anpassung des EEG (§§ 9 und 10b) zur Verhinderung teurer Übergangslösungen	15
3.3	Änderungsbedarf § 9 EEG	15
3.4	Änderungsbedarf § 10b EEG.....	18
3.5	Fernsteuerung über iMSys – Beschleunigung oder Bremse der Energiewende.....	20

1 Einleitung

Der Referentenentwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurde am 08.12.2022 zunächst in die Verbändeanhörung gegeben und ein überarbeiteter Entwurf wurde am 11.01.2023 durch das Bundeskabinett beschlossen und in das parlamentarische Verfahren gegeben. Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) als Vertretung der Photovoltaik- und Solarstromspeicherbranche bewertet mit dieser Stellungnahme den Gesetzesentwurf und benennt den notwendigen Anpassungsbedarf.

Der BSW begrüßt im Grundsatz das Vorhaben, die Digitalisierung der Stromnetze voranzutreiben. Dies soll durch den Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys), bestehend aus einer modernen Messeinrichtung (mME) mit dem Smart-Meter Gateway (SMGW) geschehen. Auch begrüßen wir die vorgenommenen Vereinfachungen bei der sicheren Lieferkette und die Neuregelungen zur gerechten Kostenverteilung. Damit kann die Akzeptanz der Kunden für einen Austausch der Zähler deutlich gesteigert werden.

Die Entkopplung des Rollouts von einer Markterklärung führt im Grundsatz zu mehr Planungssicherheit, allerdings führen die vorgeschlagenen Änderungen im EEG (§§ 9, 10b, 100) zu neuer Unsicherheit und zu unnötigen und teuren Zwischenlösungen zu Lasten der Anlagenbetreiber. Hier gibt es dringenden Änderungsbedarf.

Der Rollout von intelligenten Messsystemen ist im Sinne der besseren Sichtbarkeit und der Bilanzierbarkeit zu begrüßen. Die Verpflichtung zur 15-Minuten-Bilanzierung bei Einsatz intelligenter Messsysteme ist ein konsequenter Schritt, um die Flexibilität im Stromsystem verfügbar zu machen. Das iMSys stellt hier im Vergleich zur sonst eingesetzten teuren Registrierenden Leistungsmessung (RLM) eine kostengünstige Alternative dar. Der BSW begrüßt daher den Rollout von iMSys für die Messung und Bilanzierung.

Allerdings hat Deutschland mit dem Ansatz, die Übertragung von Messdaten mit der Steuerung eines dezentralen Stromsystems verpflichtend über ein vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes intelligentes Messsystem zu koppeln, einen Sonderweg eingeschlagen, den der BSW für nicht sinnvoll hält.

Die ursprünglich vorgesehene sternförmige Kommunikation - ausgehend vom Smart-Meter Gateway - hat sich als nicht praktikabel erwiesen. Während die netzorientierte Steuerung durch einen Verteilnetzbetreiber über das Smart-Meter Gateway erfolgen kann, sollten alle anderen Prozesse, z. B. betrieblich oder marktwirtschaftlich orientierte Prozesse, auch über alternative Kommunikationswege erfolgen können. Nach der jüngsten Veröffentlichung des Positionspapiers der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD) droht ein deutlicher Rückschritt hinter die Ergebnisse aus jahrelangem intensivem Austausch im Gateway-Standardisierungsprozess! Danach soll jede Kommunikation (auch Softwareupdates), die auch nur mittelbar Einfluss auf Steuerungshandlungen hat, über ein SMGW erfolgen. Nach unserem Wissen wurde dies bislang nicht erprobt. Auch scheinen uns die 900 grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) weder organisatorisch noch fachlich dafür aufgestellt, einen Großteil der digitalen Kommunikation aller Erneuerbare-Energie-Anlagen im Land abzuwickeln. Dies wird den Rollout verzögern statt beschleunigen, weil Kunden versuchen müssen, bestehende funktionierende Technik zu erhalten. Die Anbindung von EE-Anlagen, die aktuell sicher in virtuelle Kraftwerke eingebunden sind, ist auf dieser Grundlage so nicht mehr möglich! Hier droht nach 15 Jahren Stillstand bei der Übermittlung von Messwerten jetzt vergleichbarer Stillstand bei der Steuerung von Anlagen. Im weltweiten Wettlauf um die Technologie-Führerschaft im Cleantech-Bereich können wir uns solche Fehler nicht mehr leisten.

Bei den Änderungen im EEG muss berücksichtigt und sichergestellt werden, dass die Anbindung von Bestandsanlagen technisch und wirtschaftlich darstellbar ist - das galt auch schon für die bisherige Regelung - und dass bei Neuanlagen nicht erst mit alter Technik eine Zwischenlösung gefordert wird, die nach kurzer Zeit wieder ausgetauscht werden muss.

Einige der Regelungen betreffen zusätzlich unmittelbar die Entwicklungen bei der Gestaltung des § 14 a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und sollten dahingehend gut miteinander abgestimmt und harmonisiert werden.

Zusammenfassung

Wir begrüßen...

- die Neuregelung zur gerechten Kostentragung;
- den Digitalen Netzanschluss mit dem Netzanschlusspunkt (NAP) als Bezugspunkt;
- die verpflichtende 15 Minuten - Zählerstandsgangmessung (Sichtbarkeit) - insbesondere als Ersatz für eine teure Registrierende Leistungsmessung;
- Messen und Bilanzieren mit dem iMSys ist zu begrüßen, aber eine verpflichtende Steuerung über das Gateway ist nicht zu empfehlen;
- das Recht auf Einbau eines iMSys, jedoch kritisieren wir, dass es sich um eine Zusatzleistung handelt;
- die nachgebesserten Vereinfachungen bei der sicheren Lieferkette (SiLKe);
- die Regelungen zum agilen Rollout, allerdings mit wichtigen Anpassungsbedarf beim Thema Steuern (s.u.);
- die Abschaffung der Markterklärung;
- die Übernahme der Rechts- und Fachaufsicht über das BSI für alle Aufgaben nach diesem Gesetz durch das BMWK;
- Verpflichtende Zusatzleistungen grundzuständiger Messstellenbetreiber mit entsprechendem „Preisschild“;
- den Erhalt des wettbewerblichen Messstellenbetriebs.

Wir kritisieren,

- dass die Zertifizierung der SMGW in der bisherigen Form erhalten bleibt. Hier wären Vereinfachungen wünschenswert.
- das Fehlen klarer Hinweise zur technischen Umsetzung für die Steuerung. Für das Messen und Bilanzieren ist das iMSys geeignet, nach aktuellem technischem Stand jedoch nicht für das Steuern!
- den verpflichtenden, ausschließlichen Einsatz von Gateways für die Anlagensteuerung, was den Markt aushebelt und bestehende, funktionierende und sichere Lösungen ausschließt und damit den technologischen Wettbewerb verhindert.

- die Pflicht zur Bereitstellung der technischen Voraussetzungen für eine Steuerung von Anlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung. Das ist nicht sinnvoll, weil diese in der Praxis selbst bei Vorhandensein der Technik nicht aktiv gesteuert werden. Es fehlt eine eindeutige Klarstellung zur Verantwortungsaufteilung beim digitalen Netzanschluss zwischen Verteilnetzbetreiber (ANB) (netzseitig bis zum NAP) und Anlagenbetreiber (kundenseitig hinter dem NAP).
- die vorgesehenen Neuregelungen der §§ 9 und 10 b EEG. Diese führen bei Anlagen größer 25 kW bis einschließlich 100 kW – möglicherweise unbeabsichtigt – zu kostspieligen Zwischenlösungen bis zum Einbau eines iMSys, da es kein Recht auf sofortigen Einbau eines iMSys bei Inbetriebnahme einer neuen EE-Anlage gibt und viele Netzbetreiber in den nächsten Jahren nicht zuverlässig iMSys zum Einsatz bringen können.
- die aktuelle Ausgestaltung zum agilen Rollout. Dieser führt in aktueller Ausgestaltung für Erzeugungsanlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung (§ 10b EEG) zu einer Steuerbox-Nachrüstpflicht vor.
- Ein Recht auf iMSys-Einbau auf Kundenwunsch muss für gMSB – in der Phase bis 2025 ausschließlich für solche gMSB, die sich für den agilen Rollout entscheiden – eine Standardleistung sein.
- den Umfang verpflichtender Zusatzleistungen bzw. Aufteilung Standard- und Zusatzleistungen für grundzuständige Messstellenbetreiber. Einige Zusatzleistungen sind nicht sachgerecht (Steuerung via SMGW und Einbau innerhalb realistischer Fristen sollte Standardleistung sein).
- die fehlenden Vorgaben für eine Abrechnungslogik zwischen wettbewerblichem Messstellenbetreiber (wMSB) und ANB zur Umsetzung der gerechten Kostentragung
- die fehlenden klarstellenden Aussagen zur Flexibilisierung des Einbauorts für SMGW außerhalb des Zählerschranks.
- die Benachteiligung von Kundenanlagen nach § 3 Nummer 24a Energiewirtschaftsgesetz.

2 Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

2.1 Klare Begriffsdefinitionen beim Thema Steuern notwendig

§ 2 Begriffsbestimmungen - Definition „Steuerungseinrichtungen“ eindeutig klären

BSW-Hinweis:

Die in Satz 1 Nummern 25 eingefügte Begrifflichkeit „Steuerungseinrichtungen“ bedarf einer konkreteren Definition. Unklar ist an dieser Stelle, ob es sich dabei um die Steuereinheit oder die zu steuernde Einheit handelt. Grundsätzlich sollte auf eine einheitliche Verwendung der Begrifflichkeiten in diesem Entwurf sowie damit verbundenen Papieren des BSI bzw. der BNetzA (z. B. Ausarbeitung §14a EnWG) geachtet werden.

§ 2 Begriffsbestimmungen – Definition „Anschlussnutzer“ und „Messstelle“ erweitern

Die aktuell vorliegenden Definitionen von Anschlussnutzer und Messstelle benachteiligen Kundenanlagen nach § 3 Nummer 24a EnWG. Durch Umsetzung eines Quartiers- bzw. Mieterstrom-Modells wird eine Liegenschaft hinter dem Netzanschluss zur Kundenanlage, weshalb weitere Zähler innerhalb der Kundenanlage (Mieter:innen, Allgemeinstrom, elektrische Heizung, Ladestation E-Mobil) zu Untermessungen werden. Der Betreiber der Kundenanlage wird gemeinschaftlicher Anschlussnutzer für alle belieferten Letztverbraucher. Letztverbraucher verlieren ihren Status als Anschlussnutzer.

Vorschlag BSW:

Erweiterung der bestehenden Definitionen:

Anschlussnutzer: der zur Nutzung des Netzanschlusses berechtigte Letztverbraucher *oder der Letztverbraucher innerhalb einer Kundenanlage nach § 3 Nr. 24 EnWG, in welcher der Kundenanlagenbetreiber am Summenzähler zur Nutzung des Netzanschlusses berechtigt ist*, oder Betreiber von Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

Messstelle: die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und Steuerungsinformationen und zur sicheren Anbindung von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten an *allen* Zählpunkten eines Anschlussnutzers, *auch innerhalb von Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24 EnWG*.

Begriffserklärung „netzorientierte“ oder „netzrelevante“ Steuerung erforderlich

In der Stellungnahme des BSW wird teilweise von „netzorientierter“ und von „netzrelevanter“ Steuerung gesprochen. In beiden Fällen ist die Steuerung durch den Netzbetreiber zur Stabilisierung des Netzes gemeint. Dies ist bedingt durch die Begriffsverwendung im „Positionspapier zur Konkretisierung der Reichweite energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge nach § 19 Absatz 2 MsbG“ der BNetzA (hier wird der Begriff netzrelevant verwendet) und im Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14 a Energiewirtschaftsgesetz“ (hier wird der Begriff netzorientiert verwendet).

BSW-Empfehlung:

Der BSW bittet um Klarstellung, welcher Begriff zukünftig verwendet werden soll.

§ 9, § 10 b EEG – ferngesteuert reduzieren statt ferngesteuert regeln

Seit dem EEG 2021 wurde in § 9 Absatz 1 der bisherige Begriff „ferngesteuert reduzieren“ durch „ferngesteuert regeln“ ersetzt. Im Absatz 2 heißt es weiterhin „ferngesteuert reduzieren“.

Der Begriff der „Regelung“ im technischen Kontext meint immer eine Regelschleife, die hier nicht gemeint ist.

BSW-Empfehlung:

Um Missverständnisse zu vermeiden sollte in Absatz 1 die Formulierung aus Absatz 2 übernommen werden und das Wort „regeln“ durch „reduzieren“ ersetzt werden.

2.2 Gerechte Kostentragung auch für die zur Fernsteuerung notwendige Steuerbox

§ 7 Entgelt für den grundzuständigen Messstellenbetrieb; insbesondere Kostenregulierung

Das GNDEW hat den sinnvollen Mechanismus der anteiligen Kostenübernahme durch den ANB und Anlagenbetreiber bereits für die Messung vorgesehen. Warum sollte dies nur bzgl. der Datenlieferung an den ANB gelten, nicht jedoch für die Steuerung? Der Nutzen bleibt im Wesentlichen beim Netzbetreiber. Generell sollten die Kosten für alle Leistungen, die für die Netzstabilität erforderlich sind, auch von Netzbetreiber übernommen werden.

BSW-Empfehlung:

Auch für die Kosten der für die Fernsteuerung notwendigen Steuerbox ist eine gerechte Kostentragung zwischen Netzbetreiber und Netzkunde zu wählen, da die Steuerbox primär zur Stabilisierung des Netzes durch den Netzbetreiber eingesetzt wird. Für die Kosten der Fernsteuerung sollte die Kostenübernahme oder zumindest eine angemessene Teilung mit dem ANB vorgesehen werden.

2.3 Anschlussnutzer benötigen Mitspracherecht bei Ort, Art, Zahl und Größe der Messeinrichtung

§ 8 Messstelle

a) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Der Messstellenbetreiber bestimmt im Rahmen der Anforderungen dieses Gesetzes nach Konsultation mit dem Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer Ort, Art, Zahl und Größe von Messeinrichtungen beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen; dabei ist § 21 Absatz 3 anzuwenden.“

BSW-Kommentar:

Der BSW begrüßt die Neufassung nach dem Vorschlag des BEE und schlägt folgende Ergänzung der Formulierung vor:

Nach den Worten *dieses Gesetzes nach Konsultation* wird das Wort *einvernehmlich* hinzugefügt.

Nach Satz 1 wird folgender Satz 2 angefügt: *Insbesondere hat der Messstellenbetreiber den Wunsch des Anschlussnehmers oder Anschlussnutzers hinsichtlich einer dezentralen Anbringung von Messeinrichtungen oder Gateways zu berücksichtigen.*

Für eine sinnvolle Anlagenplanung muss eine Wahlfreiheit über die Produkte und den Ort der Installation gewährleistet werden. Auch die technologische Entwicklung darf nicht behindert werden. Das betrifft insbesondere die dezentrale Anbringung von abrechnungsrelevanten Unterzählern an Erzeugungsanlage und Speichern. Diese kann die sonst häufig notwendige Erneuerung eines Zählerkastens überflüssig machen, was schon im Kleinanlagensegment mehrere Tausend Euro Kosten hervorrufen kann, die dem Bürger nicht zu vermitteln sind.

Weiterer bestehender Änderungsbedarf

Flexibler Ort für das Smart-Meter Gateway bei schlechtem Empfang:

Oft ist der Mobilfunk im Keller schlecht. Die notwendige Datenverbindung kann nicht aufgebaut werden. Zugleich wird in der Gesetzesbegründung mehrfach darauf hingewiesen, dass Smart-Meter Gateway sei grundsätzlich am Netzanschlusspunkt einzubauen.

Könnte das Gateway bei fehlendem Empfang am Netzanschlusspunkt auch an einem anderen Ort der Liegenschaft eingebaut werden, dann ließe sich die Rollout-Quote deutlich erhöhen. Es bräuchte dann nur eine Verbindung innerhalb des Hauses zu den Zählpunkten.

BSW-Empfehlung:

In der Gesetzesbegründung zu § 8 Abs. 1 Satz 1 MsbG sollte klargestellt werden, dass bei fehlendem Empfang am Netzanschlusspunkt das Gateway nach Abstimmung mit den Besitzern auch an einem anderen Ort in der Liegenschaft installiert werden darf.

2.4 Unnötige Kostenrisiken vermeiden – Bestandsschutz erhalten

§ 19 Allgemeine Anforderungen an Messsysteme

Gemäß der aktuell geltenden Fassung des MsbG (vgl. § 19 Absatz 5 MsbG) können Messsysteme, die nicht den Mindestanforderungen an intelligenten Messsystemen nach § 21 MsbG und den Mindestanforderungen an das Smart-Meter Gateway nach § 22 MsbG entsprechen, noch bis zur Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG eingebaut werden und genießen dann acht Jahre Bestandsschutz. Die Vorschrift hat sich insbesondere für eine Gewährleistung von Investitions- und Planungssicherheit bewährt.

Die Neufassung des § 19 Absatz 5 im vorliegenden Entwurf sieht nun eine Beendigung dieses Bestandsschutzes vor. So dürfen vorhandene Messsysteme, die nicht an den Anforderungen der §§ 21 und 22 MsbG entsprechen, nur noch bis 31.12.2025 genutzt werden. Darüber hinaus ist eine Nutzung nur möglich, wenn der Einbau beauftragt wurde und das intelligente Messsystem dann innerhalb von vier Monaten eingebaut wird.

In der Begründung wird diese Frist – im Widerspruch zur vorgenannten Fristenregelung des 31.12.2025 – sogar noch verschärft. So heißt es hier, dass Bestandsschutz „bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems nach §§ 29 und 31 gelte und damit „in der Hand des grundzuständigen Messstellenbetreibers“ liege. Demnach dürften vorhandene Messsysteme, die nicht den Anforderungen der §§ 21 und 22 MsbG entsprechen, nicht weitergenutzt werden, sobald ein grundzuständiger Messstellenbetreiber in seinem Netzgebiet ein iMSys im Rahmen des Pflichtrollouts oder im Rahmen des agilen Rollouts nach § 31 MsbG eingebaut hat. In der Praxis würde dies dazu führen, dass etwa moderne Messeinrichtungen, die noch am Tag vor Inkrafttreten des Gesetzes eingebaut wurden und zu diesem Zeitpunkt einen Bestandsschutz von acht Jahren genießen, mit dem Tag des Einbaus eines Messsystems im selben Netzgebiet durch den gMSB ihren Bestandsschutz verlieren – und das noch vor Ende der im Gesetzesentwurf genannten Bestandsschutzfrist vom 31.12.2025.

Die Regelung stellt gerade wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB) vor faktisch nicht zu bewältigende Herausforderungen.

Sämtliche verbaute Messeinrichtungen, die nicht den Kriterien der §§ 21 und 22 MsbG entsprechen, müssten innerhalb kürzester Zeit von den wMSB durch iMSys ersetzt werden. Andernfalls könnten gMSB unter Verweis auf ihre Verpflichtung zum Einbau in ihrem Netzgebiet bei sämtlichen Messstellen, die bislang von wMSB betrieben werden und nicht über iMSys gemäß den Anforderungen der §§ 21 und 22 MsbG verfügen, an die Stelle der wMSB treten und ihrerseits iMSys einbauen. Wettbewerbliche Messstellenbetreiber wären mit der vorgesehenen Änderung der Bestandsschutzregelung faktisch zu einem sofortigen Rollout innerhalb kürzester Zeit verpflichtet.

Unterdessen haben gMSB die Möglichkeit, iMSys schrittweise nach Maßgabe des § 30 MsbG in Verbindung mit § 45 MsbG auszurollen. Sowohl die im Entwurf vorgesehene Frist des 31.12.2025 als auch die unklare und im Widerspruch dazu stehende Verschärfung im Begründungsteil würden somit zu Ungleichbehandlungen von wMSB und gMSB führen. Das muss zwingend behoben werden. Andernfalls droht ein Verlust der Geschäftsgrundlage für wettbewerbliche Messstellenbetreiber.

Die Neuregelung birgt zudem insbesondere im Bereich der RLM-Kunden und bei großen Erzeugungsanlagen Risiken. Wenn ein RLM-Zähler z. B. im Jahr 2024 getauscht werden muss, wäre es eine Fehlinvestition, einen neuen RLM-Zähler einzubauen. Die Folge könnten Investitionsstau, verzögert Inbetriebnahme oder ein vermeidbarer Anstieg von MSB-Entgelten im RLM-Segment sein.

BSW-Empfehlung:

- Der Bestandsschutz von 8 Jahren muss bestehen bleiben: Messsysteme, die bis zum Zeitpunkt der jeweiligen Fristen für die Einbaumöglichkeit von iMSys in § 45 MsbG eingebaut wurden, sollten durch einen Bestandsschutz für die Dauer von acht Jahren (entsprechend der Eichgültigkeit) geschützt werden.
- Fortführung der bisherigen Bestandsschutzregel für bestehende Messtechnik, sowie insbesondere mit Blick auf die zu erfolgenden Einbauten von RLM-Zählern bis zur technischen Verfügbarkeit von SMGW für diesen Anwendungsfall.

2.5 Preisobergrenzen auch für Anlagen größer 100 kW aufnehmen

§ 30 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Preisobergrenzen

Der BSW begrüßt den Ansatz einer gerechteren Kostenverteilung und hält die ANB-Beteiligung an den MSB-Kosten für sachgerecht und richtig, da die ANB in besonderer Weise vom Betrieb der iMSys profitieren. Die Einführung einer verpflichtenden 15-Minuten-Bilanzierung nach iMSys-Einbau für Einspeiser und Verbraucher ist für ein digitales Energiesystem richtig und unerlässlich. Dies erzeugt Druck bei allen Marktteilnehmern, Systeme und Prozesse zu ertüchtigen.

Offen ist allerdings die Kostenverteilung bei Anlagen größer 100 kW.

§ 30 (2) Die Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist bei einem Anlagenbetreiber wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber

4. an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt ein angemessenes jährliches Entgelt erhoben wird, wovon in Rechnung gestellt werden:
 - a) dem Anschlussnetzbetreiber nicht mehr als 80 Euro brutto jährlich sowie
 - b) dem Anlagenbetreiber der verbleibende Teil.

Während die Kosten für den ANB gedeckelt sind, sind sie für den Anschlussnutzer offen.

BSW-Hinweis:

- Die ANB-Beteiligung an den MSB-Kosten muss auch für die wettbewerblichen MSB gelten – dies wird in § 36 sichergestellt. Hierzu müssen Prozesse und eine einfache Abrechnungslogik zwischen ANB und wMSB bzgl. der Entgeltabrechnung beschrieben werden.
- „Angemessenes Entgelt“ sollte für Anlagen größer 100 kW nach nachvollziehbaren Kriterien festgelegt werden
- Da Messstellen an Zählpunkten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung einen höheren vom Verbrauch unabhängigen jährlichen Beitrag in Rechnung gestellt bekommen können, sollte in diesem Betrag die Dienstleistung der Steuerung enthalten sein.

2.6 Alle für den Netzbetrieb notwendigen Leistungen müssen Standardleistungen sein

§ 34 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs

Die Unterscheidung zwischen Standardleistungen und Zusatzleistungen und die Detailauswertungen werden vom BSW kritisch gesehen. Alle für den Netzbetrieb notwendigen Leistungen bzw. Funktionen sollen Standardleistungen sein.

BSW-Hinweis:

- Einbau iMSys innerhalb von 4 Monaten / Einbau mME innerhalb von einem Monat nach Kundenanfrage sollte Standardleistung und keine kostenpflichtige Zusatzleistung sein (§34 Abs. 2 Nr. 1).
- Im § 34 Abs. 2 Nr. 6 wird die Zusatzleistung auf Vermarktung nach dem EEG oder dem KWKG beschränkt. Viele kleine Einspeiser werden jedoch außerhalb dieser Gesetze schlicht nach dem EnWG vermarktet, z. B. Speicher, bidirektional ladende Fahrzeuge oder Brennstoffzellen. Steuerungen durch den ANB bei Vorhandensein eines iMSys sollen für alle Anlagen grundsätzlich nur über das iMSys abgewickelt werden können, wenn der Anlagenbetreiber dies wünscht. Der Netzbetreiber soll nicht noch zusätzlich die Installation von weiterer oder eigener Hardware verlangen dürfen.

BSW-Empfehlung:

Folgender Zusatz wird aufgenommen:

„die Direktvermarktung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz **oder dem Energiewirtschaftsgesetz**“

- Es gibt keine Sanktionen, wenn ein ANB der Pflicht zur Umsetzung von Zusatzleistungen nicht nachkommt.
- Insgesamt ist die komplexe Staffelung fragwürdig. Sinnvoll wären einfache Lösungen für Kosten und Steuerung:

- Ausstattung eines reinen Verbrauchers mit iMSys mit einer einheitlichen, festen Preisobergrenze für alle.
- alle darüberhinausgehenden Zusatzleistungen können mit Preisen vom MSB versehen werden. Dann muss es aber auch erlaubt sein, die entsprechenden Daten und Befehle über andere Kommunikationswege zu führen.

3 Steuerung im Rahmen des GNDW

Der BSW begrüßt, dass mit dem GNDW der Smart-Meter-Rollout beschleunigt und entbürokratisiert sowie die Rechts- und Planungssicherheit für alle Akteure gestärkt werden soll. **Für das Messen und Bilanzieren ist das iMSys geeignet, jedoch nach aktuellem technischem Stand nicht für das Steuern!**

Einleitend zur folgenden Thematik soll Abbildung 1 die Interaktionen der betreffenden, unterschiedlichen Akteure verdeutlichen. Diese Prozesse laufen auf unterschiedlichen Kommunikationswegen, zum großen Teil über das öffentliche Internet.

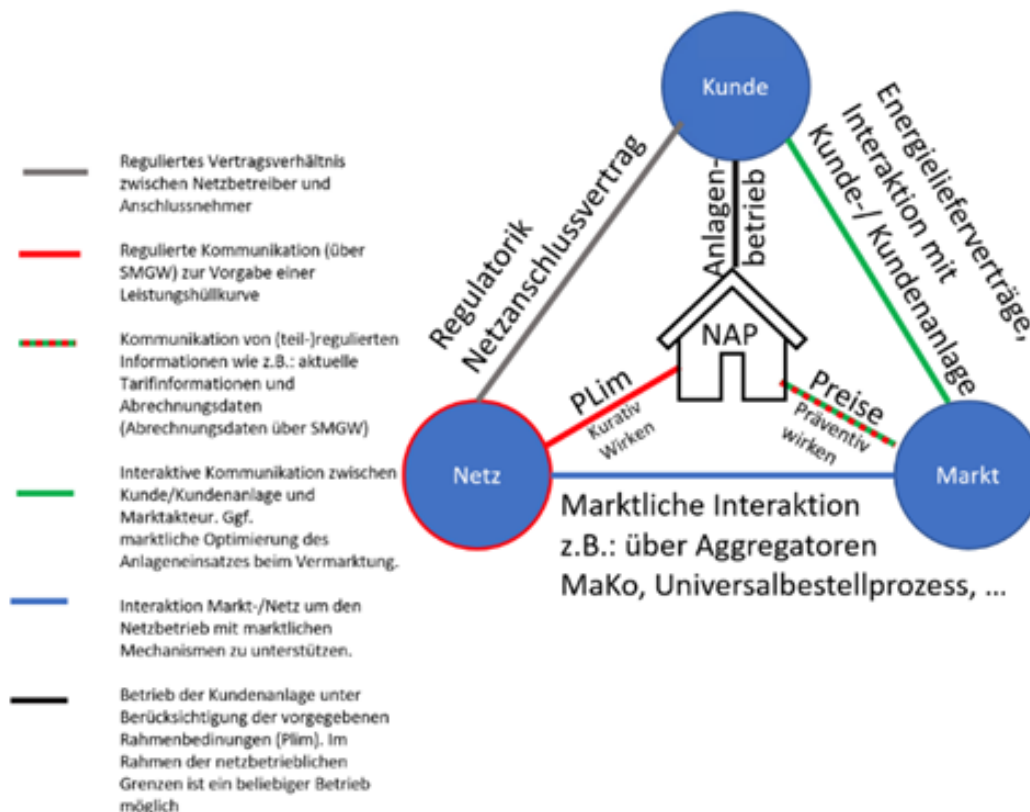


Abbildung 1: Kommunikationsprozesse rund um den Netzanschluss [eigene Darstellung]

Aktuell bleiben vor allem beim Thema Steuerung viele Fragen ungeklärt. Insbesondere ist die Steuerung über das SMGW in der Praxis nicht flächendeckend erprobt. In dem seit 2019 angestoßenen intensiven

Standardisierungsprozess wurde deutlich, dass die ausschließliche Kommunikation über das SMGW nicht praxistauglich ist und sich auf die absolut notwendigen Steuerungshandlungen zum gesicherten Netzbetrieb beschränken muss. Das jüngst veröffentlichte Positionspapier der BNetzA fällt hinter diese Ergebnisse zurück und ignoriert den intensiven Lösungsfindungsprozess und kann einen deutlichen technischen Rückschritt und eine Verzögerung entweder des Prozesses oder des EE-Ausbau bedeuten. Nach deren Ansicht umfassen die gemäß § 19 Abs. 2 MsbG energiewirtschaftlich relevanten Daten, die zwingend über das IMSys versandt werden müssen, nahezu jede Kommunikation mit einer Anlage.

Der BSW weist auf dringenden Handlungsbedarf folgender Themen hin:

1. Steuerungspflicht via SMGW / CLS: Unterscheidung nach Art der Steuerung
2. Anpassung des EEG (§§ 9 und 10 b): Verhinderung teurer Übergangslösungen
3. Fernsteuerung über das iMSys: Beschleunigung oder Bremse der digitalen Energiewende?

3.1 Steuerungspflicht via SMGW / CLS: Unterscheidung nach Art der Steuerung

Differenzierungsnotwendigkeit

Es muss zwischen unterschiedlichen Arten des Steuerns unterschieden werden. Zunächst muss ganz klar zwischen Gründen für das Steuern von EE- und Prosumeranlagen unterschieden werden:

1. Notwendiger Eingriff im Engpassfall zum sicheren Netzbetrieb (harter Eingriff, am besten auf den Netzanschlusspunkt NAP, § 14 a)

Hierzu hatte man sich in den Standardisierungsgremien mit breitem Konsens auf die Leistungsbegrenzung mittels „Hüllkurve“ (P_{lim}) geeinigt. Mit diesem Konzept wäre auch ein klarer Verantwortungsübergang gegeben.

2. Steuern im sonstigen Betrieb (Tarifsignale, Direktvermarktung, etc.)

Diese Datenübertragung muss nach wie vor über BELIEBIGE Kommunikationswege möglich sein. Hier gibt es immenses Innovationspotential – und damit auch Einspar- und Effizienzpotential.

Aus Sicht des BSW kann die netzorientierte Steuerung – damit ist die Vorgabe einer Leistungshüllkurve gemeint – im Sinne des Eckpunktepapiers zum §14 a EnWG über das SGMW erfolgen. Alle anderen Prozesse müssen auch über alternative Kommunikationswege erfolgen können. Intelligente Messsysteme sollten als eine Option betrachtet werden. Anlagenbetreiber sollten die größtmögliche Freiheit haben, über die Art der (nicht netzorientierten) Steuerbarkeit zu entscheiden. Zusätzlich muss es möglich sein, Erzeugungsanlagen und § 14 a EnWG Verbraucher im Bestand weiter betreiben zu dürfen, hohe Nachrüstungskosten müssen vermieden werden.

Verantwortungsübergang am Netzanschlusspunkt – Digitaler Netzanschluss

Der BSW begrüßt den Ansatz des digitalen Netzanschlusses zum Betrieb von Prosumeranlagen mit steuerbaren Verbrauchern und/oder Erzeugern.

Aktuell werden solche Anlagen - digital - über ein Energiemanagementsystem intelligent gesteuert, wobei dabei die kundeneigene Internetanbindung (sog. „zweite WAN“) genutzt wird. IT-Sicherheitsaspekte werden hierbei stets berücksichtigt und orientieren sich an internationalen Standards. Dieser Betrieb muss immer über die bestehende WAN-Schnittstelle möglich sein, denn hier gibt es ein großes Innovationspotential.

BSW-Kommentar:

Dazu müssen die energiewirtschaftlich relevanten Daten (ERD) so definiert werden, dass bei der Steuerung nur die netzbetrieblich relevanten Daten verpflichtend über das SMGW kommuniziert werden.

Genau zu dieser Trennung zwischen Netzbetrieb und Anlagenbetrieb wurde lange in den entsprechenden Task Forces gearbeitet und die Technische Richtlinie Teil 5 entwickelt, die noch nicht beschlossen und veröffentlicht wurde.

In dem seit 2019 angestoßenen intensiven Standardisierungsprozess wurde deutlich, dass die ausschließliche Kommunikation über das SMGW nicht praxistauglich ist und sich auf absolut notwendige Datenübertragung beschränken muss. Mit dem Konzept der Leistungshüllkurve am Netzanschlusspunkt wurde ein von allen relevanten Akteuren als praxistauglich angesehene Lösung gefunden. **Das jüngst veröffentlichte Positionspapier der BNetzA fällt weit hinter all diese Ergebnisse zurück und ignoriert den intensiven Lösungsfindungsprozess und kann einen deutlichen technischen Rückschritt und eine Verzögerung entweder des Prozesses oder des EE-Ausbaus bedeuten.**

Für die EE-Branche ergeben sich aus den genannten Gründen extreme Unsicherheiten.

BSW-Empfehlung:

- Der Digitale Netzanschluss mit dem NAP als Bezugspunkt sollte konsequent fortgeführt werden, das betrifft auch die aktuelle Konsultation der BNetzA zum § 14a EnWG. Ziel ist der klare Verantwortungsübergang zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber am NAP.
- "Netzrelevante" Steuerung des ANB erfolgt über SMGW bis zum NAP. „Netzrelevant“ ist laut BNetzA-Vorschlag, was "der Überwachung und Stabilisierung des Netzes dient".
- Die Steuerung von Einzelkomponenten hinter dem NAP in der Kundenanlage liegt nach Auffassung des BSW in der Verantwortung der Wirtschaft bzw. des Kunden. Diese Steuerung muss insbesondere nicht beim ANB hinterlegt und nicht durch eine Koordinierungsfunktion (KOF) beim ANB freigegeben werden und muss auch nicht über das iMSys erfolgen. Eine Steuerung von Einzelkomponenten ist i.d.R. kleinteilig, kurzfristig, und komplex, sodass weder Bedarf noch technische Möglichkeit beim ANB besteht, diese Anforderungen zu koordinieren.

- Die Nutzung des SMGW für (nicht netzrelevante) Steuerbefehle hinter dem NAP ist eine optionale, aber nicht verpflichtende Kommunikationslösung. Der Weg über eine zweite WAN-Anbindung muss erlaubt sein.
- Steuerung wird im vorliegenden Entwurf als Zusatzdienstleistung eingestuft. Gebühren für die Steuerung sind nur dann akzeptabel, wenn auch alternative Kommunikationswege erlaubt sind.
- Gesetzlich vorgeschriebener Datenaustausch über das SMGW soll für Anschlussnutzer kostenfrei sein.
- Die Zusatzleistung Steuerung beinhaltet sowohl die Herstellung der Steuerbarkeit als auch die Steuerungshandlungen. Die Entgelte für die netzorientierte Steuerung sind durch den ANB zu entrichten. Es handelt sich um eine Dienstleistung des MSB für den Netzbetreiber, nicht für den Anlagenbetreiber.

3.2 Anpassung des EEG (§§ 9 und 10b) zur Verhinderung teurer Übergangslösungen

Mit Inkrafttreten des GNDEW wird der Rollout von iMSys auch für Erzeugungsanlagen beginnen. Die technische Ausstattung für den Netzanschluss von EE-Anlagen wird für Neuanlagen im EEG in den §§ 9, 10b geregelt. Diese Paragraphen wurden entsprechend den Rolloutplänen im vorliegenden Entwurf neu gefasst.

Der BSW sieht in den Neuregelungen insbesondere zur Steuerbarkeit über das iMSys noch Klärungs- und Änderungsbedarf, den wir im Folgenden darstellen wollen.

BSW-Hinweis:

Die Steuerungsverpflichtung sollte klarer formuliert werden und sich eindeutig auf Steuerungsvorgänge im Engpassmanagement beschränken.

3.3 Änderungsbedarf § 9 EEG

Der neue § 9 im Entwurf fordert folgendes:

Nach Absatz 1 müssen Anlagen größer 25 kW oder Anlagen mit 14a-Verbraucher (Prosumer) sicherstellen, dass bei ihren Anlagen zusammen mit dem intelligenten Messsystem technische Einrichtungen eingebaut werden, die notwendig sind, damit über ein Smart-Meter-Gateway Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit

1. die Ist-Einspeisung* abrufen können **UND**
2. die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können.

(2) *„Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems und unbeachtet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgeset-*

zes müssen Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen **UND** die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann." (...)

*Unter „Ist-Einspeisung“ sind online zur Verfügung gestellte Daten über die tatsächliche Einspeisung zu verstehen. Dabei ist in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis eine viertelstundenscharfe Ablesung ausreichend. (<https://dserver.bundestag.de/btd/16/081/1608148.pdf>)

Kritik und Änderungsbedarf:

Zunächst muss klargestellt werden, dass es sich hier NUR um die netzbetriebliche Leistungsbegrenzung (Hüllkurve, P_{lim}) handelt, nicht aber um die Steuerung im Rahmen von Marktmechanismen.

Die im Entwurf vorgeschlagene Formulierung des § 9 (2) führt zu einer Verschärfung der Anforderungen für Anlagen zwischen 25 kW und 100 kW, die zu Verzögerungen beim Netzanschluss von EE-Anlagen oder kostenintensiven Zwischenlösungen führen, sollte der gMSB nicht sofort bei der Inbetriebnahme ein iMSys bereitstellen können. Denn es müssen anders als im aktuell gültigen EEG 2023 sowohl Ist-Einspeisung als auch die Steuerbarkeit gewährleistet werden. Im aktuell gültigen EEG 2023 wird hingegen unterschieden, ob die Installation VOR oder NACH der Markterklärung geschieht. VOR der Markterklärung gilt:

§ 9 (2) EEG 2023 aktuell:

Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems und unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von

*2. Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt, die bis zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen wer-den, zu dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik die technische Möglichkeit nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes in Verbindung mit § 84a Nummer 1 und 2 feststellt, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen aus-statten, mit denen der Netzbetreiber **jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.***

Dieses Leistungssegment musste bisher keine IST-Einspeisung bereitstellen, sondern nur steuerbar sein. Die Messung der IST-Einspeisung über eine Registrierende Leistungsmessung (RLM) mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Die Übertragung von Viertelstundenwerten über ein iMSys ist günstig gegenüber dem aktuellen Stand der Technik. Sobald ein iMSys installiert wird, stellt die Bereitstellung der IST-Einspeisung also kein Problem dar. Über den bisherigen Mechanismus der Markterklärung sollte sicherhergestellt werden, dass ein Rollout erst dann stattfindet, wenn die technische Machbarkeit für die geforderten Funktionen gegeben ist und Wettbewerb hergestellt ist. Nach dem neuen Rolloutplan ist aber nicht sicherhergestellt, dass bei der Inbetriebnahme einer Neuanlage größer 25 kW und bis 100 kW ein iMSys durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber bereitgestellt wird. Es gibt zwar ein Recht auf Einbau eines iMSys innerhalb von 4 Monaten als „Zusatzleistung“ (§ 34 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und 2) auf Kundenwunsch, allerdings könnte dann die Anlage solange nicht in Betrieb gehen, denn bei Verstoß gegen § 9 greift § 52a und der Anlagenbetreiber wird mit Strafzahlungen sanktioniert, wenn nach dem vorliegenden Entwurf

keine IST-Einspeisung (dann über RLM-Zähler) UND die Steuerbarkeit (über Funkrundsteuereinheit) geliefert wird. Anlagen größer 25 kWp sind gemäß §31 MsbG vom agilen Rollout ausgeschlossen. In der Praxis werden viele grundzuständige Messstellenbetreiber in Bezug auf §34 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 von der unter §34 Abs. 2 Satz 2 genannten Regelung Gebrauch machen, die Zusatzleistung zunächst „aus technischen Gründen“ zu verweigern.

Soll die Anlage früher in Betrieb gehen, müsste für die Übergangszeit bis zum Einbau eines iMSys eine RLM-Messung eingerichtet werden. **Diese Regel führt entweder zu unverhältnismäßigen Kosten oder zu einer weiteren Verzögerung beim Netzanschluss.**

BSW-Empfehlungen:

1. § 9 (2) wird ergänzt:

Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems und unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von Anlagen

1. mit einer installierten Leistung von **mehr als 100 Kilowatt** ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.
2. mit einer installierten Leistung von **mehr als 25 Kilowatt und höchstens 100 kW** ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.

2. keine Sanktionierung von Anlagen in der Übergangszeit

Mindestens muss aber sichergestellt werden, dass keine Sanktionierung von Anlagen vorgenommen wird, für die ein Antrag auf iMSys-Einbau gestellt wurde und in Erwartung auf ein iMSys keine Zwischenlösungen eingebaut wurde.

3. Nachrüstung auf Kosten des Netzbetreibers

Wenn der gMSB keine Zusatzleistung zur Fernsteuerung über iMSys anbieten kann, muss der Anlagenbetreiber eine eigene, alternative Fernsteuerung einbauen dürfen. Spätere Nachrüstung einer technischen Einrichtung zur Steuerung über das iMSys muss dann auf Kosten des ANB erfolgen.

4. Eingrenzung der Anlagenzusammenfassung

Um Benachteiligung von Kundenanlagen zu vermeiden, wird § 9 Absatz 3 EEG wie folgt geändert:

Mehrere Solaranlagen gelten von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1, 1a und 2 als eine Anlage, wenn

1. *sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude **und hinter einem Netzanschlusspunkt befinden** und*
2. *sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.*

3.4 Änderungsbedarf § 10b EEG

Aktuell ist bei fehlender Steuerbox eine Direktvermarktung mit wMSB unmöglich. Dies betrifft den sehr häufigen Fall, dass eine EEG-Anlage mit einem wMSB in die Direktvermarktung wechseln will. Nach der Regelung im Entwurf könnte der Anlagenbetreiber ab Einbau eines iMSys nicht mehr die Anforderungen des § 10b EEG erfüllen und entsprechend nicht in die Direktvermarktung wechseln. Eine Direktvermarktung mit wMSB wird dadurch unmöglich.

Der § 10b EEG 2021 sieht in Abs. 1 vor, dass Anlagen in der Direktvermarktung jederzeit die IST-Einspeisung übermitteln und die Anlage fernsteuern können müssen. Der neue § 10b Abs. 2 Satz 1 EEG legt jetzt fest, dass diese Steuerung ab Einbau eines iMSys über das Smart Meter Gateway erfolgen muss.

Jedoch fehlt für die praktische Umsetzung bislang die entsprechende auch vom BSI freigegebene Steuerungstechnik. Die Wahl des Kommunikationsweges sollte dem Direktvermarkter oder Betreiber eines virtuellen Kraftwerks obliegen.

Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber mit dem grundzuständigen MSB zusammenarbeitet, sieht der Entwurf in § 9 Abs. 1b und § 10b Abs. 2 Satz 2 und Satz 3 EEG eine Lösung für dieses Problem vor: Solange die entsprechende Steuerungstechnik fehlt, genügt es, wenn der Anlagenbetreiber den gMSB lediglich mit dem Einbau von Steuerungstechnik beauftragt (für die Zukunft).

Hingegen steht nach unserem Verständnis des Gesetzentwurfs dem Anlagenbetreiber nicht ohne weiteres die Möglichkeit offen, den wMSB lediglich mit dem Einbau von Steuerungstechnik in der Zukunft zu beauftragen.

Es scheint nicht ganz klar, wie lange der wMSB trotz Auftrags auf dem Einbau der Steuerungstechnik verzichten darf. Hier besteht die Gefahr, dass wenn im nächsten Jahr ein wMSB Anlagen mit iMSys ausstattet, der ANB im Nachhinein den Wechsel in die Direktvermarktung verweigert. Er könnte sich auf den Standpunkt stellen, dass zwar iMSys zur viertelstündlichen Bilanzierung eingebaut wurde, jedoch kann über das iMSys trotz Pflicht gemäß § 10b Absatz 2 Satz 1 EEG nicht gesteuert werden. Entsprechend lägen in seinen Augen die Voraussetzungen für den Wechsel in die Direktvermarktung nicht vor.

Hätte der Anlagenbetreiber dagegen den gMSB gewählt, so wäre ein Wechsel in die Direktvermarktung möglich. Denn hier genügt die Beauftragung des gMSB gemäß § 10b Abs. 2 Satz 2 i.V.m. § 9 Abs. 1b EEG.

Dies ist ein Wertungswiderspruch und führt zu einer nicht nachvollziehbaren Diskriminierung des wMSB.

Solange Steuerboxen noch nicht in großer Menge vom gMSB oder im Elektrofachhandel angeboten werden, sollte daher auf die Forderung nach einer Steuerung für Anlagen bis 25 kW (in der Direktvermarktung) nicht gefordert werden. Diese Anlagen werden in der Praxis nach bisherigen Erfahrungen nie gesteuert, die Steuerungstechnik ist daher überflüssig.

Anlagen größer 25 kW im agilen Rollout § 31 – Nachrüstung durch Anwendungs-Update

Für Anlagen größer 25 kW sieht der aktuelle Entwurf vor, dass zertifizierte iMSys auch dann verbaut werden können, wenn sie zum Zeitpunkt des Einbaus noch nicht alle notwendigen Funktionen erfüllen können, diese aber spätestens ab 2025 durch ein Anwendungsupdate gewährleisten können. Der BSW begrüßt dies

im Grundsatz, weil hierdurch der Rollout bei Einspeisern, der für Messung und Bilanzierung sinnvoll ist, nicht unnötig aufgehalten wird. Allerdings gibt es aus BSW-Sicht Anpassungsbedarf:

BSW-Hinweis:

Sofern eine Steuerungsanforderung für Einspeiser besteht, kann diese nach iMSys-Einbau nicht durch ein reines (Remote-) Software-Update nachgerüstet werden, da zumeist auch eine Steuerbox als Hardware-Komponente eingebaut werden muss. Vielfach wird bereits heute ein iMSys verbaut, um PV-Anlagen bis 25 kWp in die Direktvermarktung zu bringen. Aus EEG § 10b ergibt sich auch für diese Anlagen sofort eine Fernsteuerungsverpflichtung via iMSys. Eine Steuerbox-Nachrüstungspflicht bis zum 1.1.2025 für alle direkt-vermarkteten Einspeiser, die gemäß agilen Rollouts bereits kurzfristig in 2023 und 2024 mit iMSys ausgestattet wurden, ist nicht effizient. Diese führt entweder zu einer Bindung dringend benötigter Installationsressourcen für Nachrüstungen oder zu einem Stopp des agilen Rollouts für Einspeiser bis zur massengeschäftstauglichen Verfügbarkeit von Steuerungstechnik. Beides kann nicht im Sinne eines beschleunigten Rollouts liegen.

BSW-Empfehlung:

- Das Erfordernis der Fernsteuerbarkeit in § 10b EEG sollte gestrichen werden.
- Sollte die Steuerbarkeit verpflichtend bleiben, dann sollte auf eine Verpflichtung zur Steuerung über das iMSys verzichtet werden.
- Übergangsphase ist sinnvoll: Sobald der gMSB standardmäßig die Ausstattung von Anlagen mit Steuerungstechnik über das iMSys anbietet, dann muss auch der wMSB jede neue Anlage mit Steuerungstechnik über das iMSys ausstatten. Solange es ausreicht, den gMSB nur zu beauftragen, dieser aber noch nicht beginnt, Anlagen mit Steuerungstechnik auszustatten, solange sollte auch der wMSB keine Steuerungstechnik einbauen müssen. Diese wird dann beim Austausch des iMSys nach Ablauf der Eichfrist nachgerüstet.
- Es sollte keine Pflicht zur Steuerung von Anlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung bestehen.
- Für den Netzbetrieb notwendig Steuerungshandlungen über das SMGW dürfen für den Anlagenbetreiber stets erst verlangt werden, wenn der gMSB diese anbietet und eine Ausstattung nach Beauftragung innerhalb von vier Wochen garantiert.

3.5 Fernsteuerung über iMSys – Beschleunigung oder Bremse der Energiewende

Im Zielmodell müssen alle Anlagen mit einer Leistung größer 25 kW und PV-Anlagen in Kombination mit § 14a-Verbrauchern technisch so ausgestattet sein, dass mit Einbau eines iMSys der Netzbetreiber die Anlagenleistung ferngesteuert reduzieren kann. Dazu kommen auch alle PV-Anlagen bis 25 kW, welche nach §10b direktvermarktet werden.

Eine Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen über ein iMSys ist zurzeit nicht sinnvoll und insbesondere nicht massentauglich möglich. Die notwendigen Steuerboxen, die eine Option darstellen, stehen noch nicht so schnell zur Verfügung. Die Standardisierung der Anbindungsprozesse ist noch nicht zu Ende geführt. Die technische Richtlinie TR 5 soll bis Ende 2023 beschlossen werden, wobei der BSW darauf hinweist, dass für eine beschleunigte Energiewende bei der Standardisierung die aktuell im Bestand genutzten Schnittstellen und Standardprotokolle berücksichtigt werden müssen.

Darüber hinaus sollte beim Steuern immer noch eine Technologieoffenheit erhalten bleiben. Es ist nicht sinnvoll, ausschließlich über das iMSys steuern zu dürfen, sondern die Prozesse müssen optimiert werden. Wettbewerb ist in einem sich dynamisch entwickelnden Umfeld wichtig, damit die besten technologischen Lösungen gefunden werden und sich am Markt durchsetzen können.

Die Verpflichtung zu Einbau und Verwendung von BSI-zertifizierter Steuerungseinrichtungen („Steuerboxen“) kann nur funktionieren, wenn drei Bedingungen erfüllt sind:

- Technische Standards sind klar definiert und von Herstellern umgesetzt (Umsetzungszeiträume sind berücksichtigt)
- Massengeschäftstaugliche Marktprozesse zur Steuerung sind klar definiert und in den relevanten Systemen (insb. bei Verteilnetzbetreibern) implementiert
- Verfügbarkeit zusätzlich vorgeschriebener Hardware ist in entsprechender Stückzahl gegeben, um die Nachfrage aller betroffenen Marktakteure zu bedienen

In der Praxis bestehen folgende Probleme:

1. Hardwareverfügbarkeit (Steuerbox und SMGW) unklar
2. Viele Geräte sind für die neuen Funktionen (Steuerbarkeit, etc.) in der Praxis noch kaum erprobt.
3. Es fehlt Standardisierung bei der Anbindung von peripheren Komponenten (Wechselrichter, Energiemanagementsystem, Ladestationen, Wärmepumpen)

Da noch keine befriedigenden Lösungen vorliegen, darf es aber keine Verpflichtung zur Steuerung über das SMGW geben, insbesondere dann nicht, wenn der gMSB keine Zusatzleistung zur Fernsteuerung über iMSys anbieten kann.

Die fehlenden Standards zur Anbindung von Komponenten führen zu einer großen Marktverunsicherung. Ein hoher Anpassungsbedarf muss vermieden werden.

Kosten für Steuerung

Obwohl die Steuerung über iMSys Pflicht ist, wird im MsbG das Steuern als kostenpflichtige Zusatzleistung eingestuft.

BSW-Empfehlung:

- Wenn die Steuerung über iMSys verpflichtend ist, muss sie unter Standardleistungen fallen.
- Steuerung darf erst dann verpflichtend über iMSys gefordert werden, wenn der gMSB ein entsprechendes Angebot machen kann.
- Wenn der gMSB keine Zusatzleistung zur Fernsteuerung über iMSys anbieten kann, muss der Anlagenbetreiber eine eigene, alternative Fernsteuerung einbauen dürfen. Spätere Nachrüstung einer technischen Einrichtung zur Steuerung über das iMSys erfolgt auf Kosten des ANB

Bestandsanlagen § 100

Für Bestandsanlagen gelten dieselben Kritikpunkte. Bei den Änderungen im EEG muss berücksichtigt und sichergestellt werden, dass die Anbindung von Bestandsanlagen technisch und wirtschaftlich darstellbar sind – das galt auch schon für die bisherige Regelung – und dass bei Neuanlagen nicht erst mit alter Technik eine Zwischenlösung gefordert wird, die nach kurzer Zeit wieder ausgetauscht werden muss.

Kontakt:

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
info@bsw-solar.de



Stellungnahme

Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

zum Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BT-Drucksache 20/5549

siehe Anlage

ZUSAMMENFASSUNG

der VKU-Position zum Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)

Berlin, 15.02.2023

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Grundsätzliches

Das GNDew bringt eine Vielzahl begrüßenswerter Anpassungen mit sich, wie die Abkehr von Marktanalyse und 3-Hersteller-Regel, die Möglichkeit des „agilen Rollouts“ oder Regelungen bezüglich digitaler Netzanschlüsse, die eine vielversprechende Grundlage für eine Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts schaffen.

Aus Sicht des VKU sind vor allem Punkte problematisch, die aus dem eigentlichen Gesetzgebungsverfahren ausgeklammert wurden. Zwar ermöglicht das GNDew zum Beispiel alle vier Jahre eine Anpassung der Preisobergrenzen (POG) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), nimmt jedoch selbst keine Anpassung an ihnen vor. Genauso wird auch eine Anerkennung der durch die Aufteilung der POG für die Netzbetreiber entstehenden Kosten nicht geregelt, sondern der Bundesnetzagentur (BNetzA) überlassen und damit in Umfang und Zeitpunkt offengelassen. Gleiches gilt auch für weiterhin offene eichrechtliche Fragen bezüglich des Umgangs mit Softwareaktualisierungen von Smart Meter Gateways, die mit den Landeseichämtern geklärt werden müssen.

Insgesamt schafft das GNDew einen soliden Rahmen, beantwortet aber einige ganz entscheidende Fragen nicht, sondern verschiebt deren Beantwortung in die Zukunft und auf externe Akteure, wie die BNetzA oder die Landeseichbehörden. Dadurch entsteht große Unsicherheit im Hinblick auf die Umsetzbarkeit des geplanten Smart-Meter-Rollouts.

Position des VKU in Kürze

- Es bedarf einer zeitnahen, praxisnahen Anpassung der Preisobergrenzen.
- Die durch die Aufteilung der Preisobergrenzen entstehenden Kosten des Netzbetreibers müssen vollständig und ohne Zeitverzug bei den Netzentgelten berücksichtigt werden.
- Eichrechtliche Fragen bezüglich Softwareaktualisierungen müssen zeitnah geklärt und Prozesse, wie das Antragsverfahren oder die Stichprobenüberprüfung, praxisorientiert angepasst werden.
- Die Regelungen der zukünftigen Festlegungen der BNetzA bei der Umsetzung des §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und die entsprechenden Vorgaben im MsbG zu den Einbauquoten von intelligenten Messsystemen (iMSys) müssen aufeinander abgestimmt werden. Beispielsweise wird in den durch die BNetzA konsultierten Eckpunkten zur verbindlichen Umsetzung einer dynamischen Steuerung der 01.01.2029 genannt. Zu diesem Zeitpunkt ist aber – gemäß den Vorgaben aus dem GNDew - noch kein flächendeckender Rollout von iMSys gegeben.

Zu den ersten drei Positionen finden sich nachstehen die Kernbotschaft, ein konkreter Regelungsvorschlag sowie eine kurze Begründung.

Wirtschaftlichkeit des Rollouts weiterhin unklar

Kernbotschaft:

Es bedarf dringend einer zeitnahen und angemessenen Anpassung der Preisobergrenzen, insbesondere aufgrund zusätzlicher, im Gesetzesentwurf verankerter Anforderungen.

Vor allem muss aber eine vollständige und unmittelbare Berücksichtigung der durch die Aufteilung der Preisobergrenzen für die Netzbetreiber entstehenden Kosten bei den Netzentgelten sichergestellt werden.

Regelungsvorschlag:

Anteil der Netzbetreiber an den POG sollten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden (vgl. §§ 11 Abs. 2, 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV). Alternativ sollte im MsbG selbst festgeschrieben werden, dass die Netzbetreiber entsprechende Kosten vollständig und ohne Zeitverzug bei den Netzentgelten berücksichtigen dürfen.

Begründung:

Die schon heute nicht mehr angemessenen Preisobergrenzen werden durch neue Anforderungen in der Novelle zusätzlich strapaziert, bspw. durch einen gesteigerten Abrechnungsaufwand durch die Aufteilung der POG zwischen VNB und Anschlussnutzern sowie den Mehraufwand durch die tägliche Bereitstellung von Viertelstundenwerte und die Ausweitung der viertelstundenscharfen Bilanzierung aller iMsys-Messstellen erhöht.

Abgesehen davon ist derzeit noch unklar, wann und in welcher Höhe die Kosten für die Netzbetreiber aus der Aufteilung der POG von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Netzentgelte berücksichtigt werden.

Um wirtschaftliche Planungssicherheit für die den Rollout maßgeblich umsetzenden Unternehmen sicherzustellen, sind aus Sicht des VKU eine zeitnahe und praxisorientierte Erhöhung der Preisobergrenzen und eine vollständige Anerkennung der dem Netzbetreiber entstehenden Kosten ohne Zeitverzug unabdingbar.

Eichrechtliche Fragen

Kernbotschaft:

Voraussetzung für einen funktionierenden „agilen Rollout“ ist eine zeitnahe Klärung relevanter eichrechtlicher Fragen und praxisorientierte Vereinfachungen der entsprechenden Prozesse.

Regelungsvorschlag:

Vereinfachungen bei eichrechtlichen Verfahren in Bezug auf Softwareaktualisierungen bei Smart Meter Gateways, insbesondere bei Antragsverfahren und Stichprobenüberprüfungen.

Begründung:

Weiterhin offen sind eichrechtliche Fragen bezüglich des agilen Rollouts. Auch hier ist es wichtig, zeitnah bundesweit einheitliche Lösungen zu finden, damit auch hier Planungssicherheit für die umsetzenden Unternehmen gewährleistet werden kann.

Erste Anpassungen der Verfahrensanweisungen durch die Arbeitsgemeinschaft Mess- und Eichwesen (AGME) – sie ist das Koordinierungsorgan der Eichaufsichtsbehörden der 16 Bundesländer - im vergangenen Jahr bezüglich Software-Updates für SMGW waren ein erster, begrüßenswerter Schritt. Es bedarf jedoch weiterer Anpassungen, um unverhältnismäßigen administrativen Aufwand zu reduzieren, beispielsweise bei Antragsverfahren und Stichprobenüberprüfungen.

Implementierung von IT-Systemen & Prozessen

Kernbotschaft:

Fristen für die Implementierung neuer IT-Systeme und Abrechnungsprozesse müssen praxisnah sein.

Regelungsvorschlag:

Prüfung eines möglichen Aufschubs der ersten Umsetzungsfristen für das GNDEW vom 01.01.2024.

Begründung:

Es ist derzeit unklar, ob die IT- und prozessseitige Umsetzung des GNDEW fristgerecht umgesetzt werden kann. Die Software-Dienstleister, internen Prozesse und Mitarbeiter der Unternehmen werden durch Anforderungen des Gesetzgebers, wie die Umsetzung der Preisbremsen, bereits enorm belastet. Zum 01.10.2023 müssen zudem eine Vielzahl neuer Prozesse bei der Marktkommunikation, wie der Universalbestellprozess, umgesetzt werden.

Da es die gleichen Dienstleister, Mitarbeiter und Prozesse sind, die auch für die Umsetzung des GNDEW verantwortlich sind, muss nach derzeitigem Sachstand mit Verzögerungen gerechnet werden, die die Umsetzung des Rollouts insgesamt verzögern könnten.

Da es die gleichen Dienstleister, Mitarbeiter und Prozesse sind, die auch für die Umsetzung des GNDEW verantwortlich sind, muss nach derzeitigem Sachstand mit Verzögerungen gerechnet werden, die die Umsetzung des Rollouts insgesamt verzögern könnten.

STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Entwurf: Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vom 08.12.2022

Berlin, 14.12.2022

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) vom 08.12.2022 Stellung zu nehmen.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Der VKU repräsentiert nicht nur die Unternehmen, die maßgeblich die Umsetzung der Energiewende mitgestalten, sondern auch das Gesicht vor Ort zu den Anschlussnutzern und -nehmern. Die kommunalen Unternehmen unterstützen die Bundesregierung in ihrer Zielsetzung, den Rollout intelligenter Messsysteme neu und effizienter im Rahmen der Novellierung des gesetzlichen Rahmens zu starten.

Aufgrund der Kurzfristigkeit der Stellungnahme kann der VKU in dieser Stellungnahme nicht zu allen Punkten detailliert Stellung nehmen. Wir behalten uns daher vor, weitere Anpassungsvorschläge nachzureichen und auch noch kurzfristig ins weitere Verfahren einzubringen.

Positionen des VKU in Kürze

- Zusätzliche, starre Verpflichtungen bei den Rollout-Zielen, wie die 50%-Ausbauquoten, sind nicht praxisnah und werden daher kaum beschleunigende Wirkung haben.
- Voraussetzung für einen funktionierenden „agilen Rollout“ sind eine für das Massengeschäft praktikable Umsetzbarkeit und die Klärung relevanter eichrechtlicher Fragen.
- Die schon heute nicht mehr angemessenen POG werden durch zusätzliche Anforderungen in der Novelle zusätzlich strapaziert. Es bedarf demnach dringend zeitnaher Anpassungen der POG.
- **Prozentuale Obergrenzen für verpflichtende Zusatzleistungen sind nicht nachvollziehbar, insbesondere wenn diese nicht für wettbewerbliche Messstellenbetreiber gelten.**
- Die neue Regelung bezüglich digitaler Netzanschlüsse wird ausdrücklich begrüßt, weist jedoch noch Präzisierungsbedarf auf. Insbesondere die Rollenverteilung und Prioritäten beim Steuern über iMS müssen klargestellt werden.

Grundsätzliches

Der VKU ist der Spitzenverband der Kommunalwirtschaft, die durch den Rollout intelligenter Messsysteme einen integralen Anteil an der Digitalisierung der Energiewende hat. Die folgende Stellungnahme ist daher geprägt von praktischen Erfahrungen im bisherigen Rollout. Ziel ist die pragmatische Entbürokratisierung der Prozesse und damit die dringend notwendige Beschleunigung der Energiewende.

Wie bereits in der Vergangenheit vom VKU mehrfach in verschiedenen Formaten und Dokumente aufgezeigt, u. a. im

- VKU-Positionspapier im Rahmen der Kommentierung des BMWK/BSI-Stufenmodells v2.0 (August 2021)
- VKU-Praxistermin mit BMWK-/Behördenvertreter (März 2022)
- VKU-Impulspapier im Rahmen der BMWK-AG GwS (April 2022)

werden für die Digitalisierung der Energiewende und deren Beschleunigung weiterhin möglichst einfache, praxistaugliche und pragmatische Lösungen benötigt, die kostengünstig, (rechts)sicher und nachvollziehbar sind. Diese Lösungen sollten den Verbrauchern zudem einen Mehrwert verschaffen und deren Mitwirkung an der Umsetzung der Energiewende deutlich stärker fördern.

Dem VKU ist daher bei der Novellierung des MsbG eine ganzheitliche Betrachtung der „Digitalisierung der Energiewende“ wichtig. Leider erlaubt die, entgegen der Ankündigung des Wirtschafts- und Klimaschutzministers, sehr kurze Frist für die Verbändeanhörung zeitlich nur eine punktuelle Rückmeldung zum Referentenentwurf. Dennoch haben wir im Anhang, in einem ersten Entwurf eines Positionspapiers, einige Kernbotschaften mitsamt entsprechender Maßnahmenvorschläge rund um die Novellierung des MsbG angefügt. Wir hoffen, dass es in Zukunft den Raum geben wird, sowohl diese grundsätzlichen Betrachtungen als auch die teilweise sehr detaillierten Rückmeldungen aus unseren Mitgliedsunternehmen, die aufgrund der knappen Zeit in dieser Stellungnahme nicht angemessen gewürdigt werden konnten, in den weiteren Diskurs mit dem Gesetzgeber einzubringen.

Stellungnahme

1. Gesetzlicher Fahrplan wird verankert

Kernbotschaft:

Gesetzlich verankerte und verbindliche Ausbauziele und -zeitrahmen sowie das Wegfallen von Marktanalyse, -erklärung und Drei-Hersteller-Regel sind grundsätzlich zu begrüßen, dennoch muss gerade durch den Wegfall der Drei-Hersteller-Regel darauf geachtet werden, dass dadurch keine Wettbewerbsverzerrung seitens der Hersteller herbeigeführt wird. Für einen effizienten und praxistauglichen Rollout bedarf es außerdem zusätzlicher Anreize und flexiblerer Rolloutvorgaben, die sich an den Erfordernissen von Unternehmen und Kunden vor Ort orientieren.

Regelungsvorschlag:

- Auf die vorgeschlagenen, pauschalen 50 %-Ausbauquoten sollte verzichtet werden.
- Die Drei-Jahres-Regel (§ 30, Absatz 4 MsbG-E) sollte gestrichen werden.

Begründung:

Rolloutfahrplan (§30 MsbG-E)

Die neuen, verbindlichen und unflexiblen Zwischenziele beim Rollout sind kaum geeignet, diesen zu beschleunigen. Insbesondere der Sprung von 50 % auf 95 % innerhalb von zwei Jahren erscheint nicht praktikabel – gerade für größere MSB. Auch externen Faktoren, die einen Rollout behindern können und nur bedingt in der Verantwortung der MSB liegen (mangelnde Verfügbarkeit von geeigneten Geräten, fehlende Akzeptanz durch die Kunden, etc.) wird mit diesen starren Verpflichtungen nicht ausreichend Rechnung getragen. Es muss wie bisher gewährleistet sein, dass ein Verfehlen verbindlicher Ziele aus Gründen, die der gMSB nachweislich nicht zu verantworten hat, nicht sanktioniert wird.

Unsicher ist auch, ob die weiterhin vorgesehene Ausstattungsfrist für Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW und über 100.000 kWh Jahresverbrauch angesichts der bisher weiterhin nichtexistierenden Technik realistisch ist.

Anstatt pauschaler und unflexibler Ausbauziele anhand von Verbrauchs- und Leistungsgruppen, sollten diese sich dynamisch an Erfordernissen von Kunden und Unternehmen orientieren, insbesondere an solchen Anwendungsfällen, die für die Energiewende von besonderer Relevanz sind (Neuanlagen, Turnuswechsel, §14a EnWG, Einspeiser, Elektromobilität, etc.).

In diesem Zusammenhang sollte auch die in § 30, Absatz 4 festgelegte Drei-Jahres-Regel, durch die bei Neustellungen für 3 Jahre nur die kleinste POG für vereinnahmt werden

kann, angepasst werden. Abgesehen von der Tatsache, dass der noch in § 30 Abs. 4 MsbG enthaltene Verweis auf Absatz 3 Nr. 4 fehlt geht, steht die Norm in ihrer jetzigen Fassung einem beschleunigten Ausbau deutlich entgegen. Aufgrund der Zuordnung von Messstellen, für die noch keine drei Jahresverbrauchswerte vorliegen, zur niedrigsten POG besteht kein wirtschaftlicher Anreiz für einen vorzeitigen Einbau eines intelligenten Messsystems. Es werden nach der aktuellen Formulierung lediglich zusätzliche Kosten für den grundzuständigen Messstellenbetreiber, auch aufgrund der Notwendigkeit einer doppelten Anfahrt, verursacht.

Wegfall der Marktanalyse -erklärung sowie Drei-Hersteller-Regel

Der Wegfall von Marktanalyse, -erklärung und Drei-Hersteller-Regel wird grundsätzlich begrüßt. Bei der Einführung neuer Anwendungsfälle ist jedoch auf eine vollständig getestete und nachgewiesen interoperable Funktionsfähigkeit bis in die regulierten System- und Prozess-Ebenen zu achten. Messstellenbetreiber und System-Lieferanten liefern hier qualitative Rückmeldungen. Prüfstellen können hier einen wertvollen Beitrag leisten. Aussagen der Geräte-Hersteller sollten im Regelfall in Bezug auf tatsächliche Funktionsfähigkeit durch zentrale, unabhängige Instanzen (ggf. Prüfstelle, Eichbehörde, PTB oder BSI) geprüft und bestätigt werden, bevor diese in Verkehr gebracht werden. Insbesondere Regulierungsvorgaben in zeitlicher Dimension müssen für die Akteure praktisch umsetzbar sein, wobei Feldtest- und Pilot-Phasen berücksichtigt werden müssen. Außerdem muss darauf geachtet werden, dass es durch Wegfallen der Drei-Hersteller-Regel nicht zu Wettbewerbsverzerrungen durch Oligopolbildung o. ä. kommt.

2. Agiler Rollout wird ermöglicht:

Kernbotschaft:

Ein „agiler Rollout“ durch die Möglichkeit Funktionen an einem SMGW durch Updates nachzurüsten wird grundsätzlich begrüßt. Voraussetzung hierfür ist jedoch einerseits eine für das Massengeschäft praktikable Umsetzbarkeit und andererseits eine Klärung relevanter eichrechtlicher Fragen.

Regelungsvorschlag:

- Neben der Novelle des MsbG bedarf es einer gleichzeitigen Anpassung des Eichrechts. Konkret sollten bisherige Regelungen zu Genehmigungsverfahren für (Firmware-)Updates bei SMGWs, Freigabeprozesse durch Landeseichbehörden für Hersteller und der Prozess der Stichprobenverlängerung bei modernen Messeinrichtungen vereinfacht werden.
- Darüber hinaus sollte ein Aussetzen des Turnuswechsels auf unbestimmte Zeit ermöglicht werden.
- Der Rollout zukünftig steuerpflichtiger Anlagen sollte erst dann verpflichtend sein, wenn die massengeschäftstaugliche Verfügbarkeit von Geräten und

Prozessen, die die notwendigen Funktionen abbilden können, gewährleistet ist (analog zu RLM).

Begründung:

Zu § 31 Agiler Rollout, Anwendungsupdate

Die Funktions-Nachrüstung per Updates auf die SMGW wird begrüßt, sofern es nachgewiesenermaßen massengeschäftstauglich praktikabel ist. Diesbezügliche Erfahrungswerte waren für alle Akteure bisher mit vielerlei Nachsteuerungsaufwänden verbunden. Das heißt, es muss u. a. gewährleistet werden, dass die heute zu beschaffenden und verbauenden Gateways künftig verpflichtende Updates abbilden können. Dies macht unwirtschaftliche Nachrüstungen von Messtellen unnötig und schafft Investitionssicherheit für die Unternehmen.

Eichrecht anpassen & Turnuswechsel aussetzen

Die bisherigen Regelungen bei Genehmigungsverfahren für (Firmware-)Updates bei SMGWs sind komplex, nicht mehr zeitgemäß und stehen einem effizienten Rollout im Weg. Die laufenden Gespräche der Arbeitsgemeinschaft Mess- und Eichwesen (AGME) der Landeseichbehörden in diesem Zusammenhang sind zu begrüßen. Für eine erfolgreiche, praxisnahe Ausgestaltung sollte hier zeitnah der Dialog mit Verbänden und Unternehmen gesucht werden.

In Anbetracht der Material- und Ressourcenknappheit wäre darüber hinaus ein Aussetzen des Turnuswechsels auf unbestimmte Zeit angebracht. Der Turnuswechsel bei iMsys sollte nur in Verdachtsfällen bei unplausiblen Messwerten erfolgen. Datentransparenz und regelmäßige Auslesung sind über die sichere Datenübertragung gegeben. Dies hätte eine beschleunigende Wirkung, da keine zusätzlichen Kosten für Neubeschaffung und Monteurkosten infolge eines Turnuswechsels entstehen. Administrative Aufgaben für die Wechsel der Geräte würden wegfallen und die dadurch freigesetzten Kapazitäten stünden wiederum für andere wichtigen Anforderungen des Rollouts zur Verfügung.

3. Angepasste Kostenverteilung - dafür erweiterte Datenkommunikation insb. für NB:

Kernbotschaft:

Eine starre, verbrauchs- und leistungsabhängige Entgeltstruktur ist grundsätzlich nicht mehr zeitgemäß. Vielmehr bedarf es einer dynamischen anforderungs-/anwendungsbezogenen Abrechnungsstruktur, die sich an den realen Erfordernissen der Kunden bzw. der Integration energiewenderelevanter Technologien orientiert.

Die im Referentenentwurf vorgeschlagenen Anpassungen lösen dieses grundsätzliche Problem nicht. Stattdessen werden die schon heute nicht mehr angemessenen POG durch

zusätzliche Anforderungen, z. B. die tägliche Bereitstellung von Zeitreihen oder den zusätzlichen Abrechnungsaufwand durch die Aufteilung der POG, zusätzlich strapaziert.

Die im MsbG enthaltenen Preisobergrenzen müssen daher dringend entsprechend angepasst werden. Insbesondere muss sichergestellt werden, dass der ANB die verpflichtende Kostenübernahme nach §§ 3 und 30 MsbG-E auch vollständig und ohne Zeitverzug über die Netzentgelte refinanzieren kann. Es bleibt jedoch der Abrechnungsaufwand zwischen Messstellenbetreiber und ANB, der für beide Seiten zusätzlich entsteht.

Festgelegte, prozentuale Obergrenzen für verpflichtende Zusatzleistungen spiegeln darüber hinaus die in der Praxis hochgradig variable Kostenstruktur der unterschiedlichen gMSB nicht wider und sind daher nicht nachvollziehbar. Auch die Ausnahme der wMSB von diesem Preisdeckel ist sachlich nicht gerechtfertigt. Wenn eine solche Preisobergrenze für Zusatzleistungen eingeführt werden soll, dann muss diese für alle Messstellenbetreiber und nicht nur für die grundzuständigen Messstellenbetreiber gelten, da dies ansonsten wettbewerbsverzerrend wirken würde. Die Preisbildung sollte weiterhin dem Markt überlassen und lediglich auf ihre Angemessenheit hin überprüft werden, anstatt ohne sachlichen Grund einseitig in die Vertragsfreiheit einzugreifen.

Regelungsvorschlag:

- Die Berücksichtigung von Messentgelten für den Messstellenbetrieb von iMsys bei den Netzentgelten, deren Schuldner der Anschlussnetzbetreiber ist (§ 7, Absatz 2), sollte verpflichtend und keine Kann-Regelung sein. Weiter ist in der Begründung zu den §§ 3 und 30 MsbG-E klarzustellen, dass die dort normierte Schuldnerschaft des Anschlussnetzbetreibers eine Vergütungspflicht im Sinne des § 11 Absatz 2 Nr. 1 ARegV darstellt, womit die dem Anschlussnetzbetreiber dadurch entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu berücksichtigen sind.
- Außerdem ist zu regeln, dass beim Ansatz der aus den §§ 3 und 30 MsbG-E resultierenden Vergütungspflicht auf das Kalenderjahr abzustellen ist, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Es sollte zudem klargestellt werden, dass dieser Mechanismus auch dann greift, wenn MSB und ANB personenidentisch sind. Dann würde zwar keine Abrechnung zwischen dem MSB und dem ANB erfolgen, aber die Kostenanteile unternehmensintern buchhalterisch entsprechend zugeordnet.
- § 30 Absatz 1 MsbG-E sollte dahingehend ergänzt werden, dass der Maximalbetrag für den Anschlussnutzer nicht nur diesem, sondern auch seinem Lieferanten in Rechnung gestellt werden kann, sofern dieser mit dem MSB die Abwicklung des Messstellenbetriebs im eigenen Namen und auf eigene Rechnung vereinbart hat – Messstellenvertrag gemäß § 9 Abs. 2 MsbG. Damit würde dem

Umstand Rechnung getragen, dass in der Praxis Messstellenverträge für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme des gMSB in aller Regel mit dem Lieferanten und nur im absoluten Ausnahmefall mit dem Anschlussnutzer abgeschlossen werden. Da § 30 MsbG-E nur Vorgaben für grundzuständige (und nicht wettbewerbliche) Messstellenbetreiber enthält, sollte dieser absolute Regelfall entsprechend abgebildet werden.

- Eine Änderung der Angabe der POG in §30 von brutto in netto bei Beibehaltung des absoluten Betrages könnte zumindest kurzfristig eine Entlastung darstellen und gleichzeitig den bürokratischen Mehraufwand bei etwaigen Steueranpassungen reduzieren.

Diese Maßnahmen ersetzen jedoch ausdrücklich nicht die Notwendigkeit einer grundsätzlichen Anpassung der POG.

- Zusatzleistungen sollen – wie bisher – auch vom gMSB freiwillig angeboten werden können, vor allem dann, wenn hierfür eine Preisobergrenze gelten soll.
- Die Kosten von SMGW sollten ebenfalls gedeckelt werden, beispielsweise als prozentualer Wert der POG, um die wirtschaftliche Planungssicherheit der MSB dauerhaft zu gewährleisten.

Begründung:

Notwendigkeit angepasster Preisobergrenzen

Seit der initialen Kosten-Nutzen-Analyse (2013/2014) unterliegen MSB einer Reihe von zusätzlichen Anforderungen, die bislang bei der Ausgestaltung der Entgeltstruktur nicht berücksichtigt werden. Plakativ seien an dieser Stelle die zusätzlichen Aufwände zur Umsetzung der sicheren Lieferkette, von Firmware-Updates und der Steuerung über intelligente Messsysteme genannt. Wartungskosten werden dem nicht annähernd gerecht. Die Erfahrung der vergangenen Jahre zeigt außerdem, dass das derzeitige System zu unflexibel ist, um angemessen auf sich stetig verändernde Rahmenbedingungen wie Inflation, Lieferengpässe und Krisensituationen im Allgemeinen reagieren zu können.

Damit die beteiligten Unternehmen wirtschaftlich agieren können und der Rollout nicht zum Stillstand kommt, ist auch kurz- bis mittelfristig eine dynamische Angleichung an die aktuellen Rahmenbedingungen unerlässlich und muss im MsbG verankert werden. Hierzu gehört auch eine POG auf die Kosten von Smart Meter Gateways, die gesetzlich verankert werden muss, um die wirtschaftliche Planungssicherheit der gMSB und wMSB dauerhaft gewährleisten zu können. Die SMGW tragen einen wesentlichen Anteil an den Hardwarekosten der Digitalisierung, die auf Grund des Wegfalls der Drei-Hersteller-Regel gedeckelt werden muss. Denkbar wäre hier zum Beispiel eine Deckelung auf einen prozentualen Wert der POG.

Der vorliegende Referentenentwurf löst dieses grundsätzliche Problem nicht. Vielmehr werden neue, kostenverursachende Anforderungen an den gMSB gestellt, ohne die POG

entsprechend anzupassen, bspw. der zusätzliche Abrechnungsaufwand infolge der Aufteilung der POG und der deutliche Anstieg der zu übermittelnden Datenvolumina durch die tägliche Bereitstellung von Viertelstundenwerten sowie die Ausweitung der viertelstundenscharfen Bilanzierung aller iMsys-Messstellen.

Eine Überprüfung und etwaige Anpassung der POG durch die BNetzA wie vorgesehen ab 2024 gefährdet die Planungssicherheit und stellt daher ein Hemmnis für den Rollout dar. Eine zeitnahe Lösung ist demnach vorzuziehen.

Teilsozialisation der Rollout-Kosten durch Aufteilung der POG

Die Absicht, durch Teilsozialisation der Kosten über die Netzentgelte die Akzeptanz der iMsys-Plattform bei den Kunden zu verbessern und so nachfrageseitig Anreize zur Beschleunigung des Rollouts zu setzen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Durch die vorgeschlagene Implementierung dieser umfangreichen Kostenverlagerung auf den VNB ergeben sich jedoch einige Fragen.

Zusätzlich verursachte Kosten dieser Maßnahme für den gMSB, bspw. durch zusätzlichen Abrechnungsaufwand, werden durch die POG nicht abgedeckt. Außerdem werden die sich aus dieser Maßnahme ergebenden Anpassungen der Netzentgelte von der Allgemeinheit getragen und erst mit der nächsten Regulierungsperiode überhaupt greifen. Vor diesem Hintergrund ist dementsprechend kritisch zu hinterfragen, ob dies tatsächlich zielgerichtet ist.

Preisobergrenzen bei Zusatzleistungen

Die Herkunft der in §35 festgelegten Prozentsätze für die Preisobergrenze der Zusatzleistungen ist nicht nachvollziehbar und stehen nicht im Verhältnis zum damit verbundenen Aufwand. Ein minütlicher Versand von bis zu 16 OBIS-Kennzahlen gegenüber dem täglichen Versand von Viertelstundenwerten stellt in der WAN-Kommunikation beispielsweise eine Faktor 15 höhere Datenmenge zwischen Standard- und Zusatzleistung dar, für die nach der aktuellen Fassung nur Faktor 0,1 höhere POG-Kosten anerkannt werden. Es wird daher vorgeschlagen, den Wert der POG auf einen festen, marktorientierten Wert festzulegen.

Zusatzleistungen sollten darüber hinaus, wie bisher, auch vom gMSB freiwillig angeboten werden können, vor allem dann, wenn hierfür eine Preisobergrenze gelten soll. Gemäß dem vorliegenden Gesetzentwurf ist ein gMSB verpflichtet, auf Verlangen bestimmter Akteure eine ggf. für ihn unwirtschaftliche Dienstleistung zu erbringen. Ein wettbewerblicher MSB ist zwar grundsätzlich auch zur Erbringung der Zusatzleistungen verpflichtet, allerdings ohne, dass das Gesetz eine Preisdeckelung vorsieht. Diese unterschiedliche Behandlung von wettbewerblichen und von grundzuständigen MSBs hinsichtlich der Bepreisung von Zusatzleistungen ist sachlich nicht gerechtfertigt. Ein Erfordernis für eine Preisdeckelung ist auch nicht ersichtlich. Der Anschlussnutzer kann mit dem Messstellenbetrieb – und auch der Erbringung von Zusatzleistungen – einen

Dritten beauftragen, sofern ihm das Angebot des gMSB nicht zusagt. Im Übrigen wird der gMSB auch versuchen, einen möglichst niedrigen Preis anzubieten, um im Wettbewerb zu bestehen. Eine Anpassung der Preise würde folglich der Markt regeln. Es besteht demnach kein Schutzbedürfnis für Preisobergrenzen für Zusatzleistungen des gMSB. Sollte die Pflicht, auf Verlangen Zusatzleistungen zu erbringen, auch wie geplant für den gMSB gelten, müssten zwingend die Preise hierfür durch den jeweiligen gMSB festgelegt werden können – ohne die geplante Preisdeckelung.

4. Beschleunigte Einführung dynamischer Stromtarife:

Kernbotschaft:

Die Ermöglichung dynamischer Stromtarife ist grundsätzlich zu begrüßen, muss jedoch technisch und in der Praxis darstellbar sein und darf keine Verpflichtung darstellen.

Regelungsvorschlag:

- Die pauschale Verpflichtung für alle Stromlieferanten ab 2026 dynamische Stromtarife anbieten zu müssen sollte entfernt werden.

Begründung:

Gerade für kleine Stromlieferanten stellt die Pflicht, dynamische Stromtarife anbieten zu müssen, eine unverhältnismäßige Belastung dar.

Darüber hinaus wird durch diese Verpflichtung auch unangemessen in den Markt eingegriffen, in dem das Angebot solcher Tarife durchaus ein Alleinstellungsmerkmal von Anbietern und damit einen Wettbewerbsfaktor darstellen kann.

5. Digitaler Netzanschluss wird verankert, Effizienz des Rollouts über 1:n-Metering gestärkt:

Kernbotschaft:

Der VKU begrüßt ausdrücklich die Regelung bezüglich digitaler Netzanschlüsse, weist jedoch darauf hin, dass es dahingehend noch Präzisierungsbedarf gibt. Insbesondere die Rollenverteilung und Prioritäten beim Steuern über iMS müssen klargestellt werden.

Regelungsvorschlag:

- Der digitale Netzanschluss sollte nicht zwangsläufig über iMS realisiert werden müssen, sondern andere standardisierte Umsetzungen ermöglichen.
- Wenn ein iMS verbaut ist, muss dynamisches Steuern verpflichtend sein und die Umsetzung der dynamischen Steuerungskommunikation muss unbedingt mit der Ausgestaltung des §14a EnWG synchronisiert werden.

- Wenn mehrere Zählpunkte mehrerer Netzanschlüsse gebündelt werden, müssen ebenfalls die gleichen Funktionen, wie bei der Bündelung der Zählpunkte an einem Netzanschluss gewährleistet sein.

Begründung:

Der aktuelle Referentenentwurf formuliert keine klare und unmissverständliche Aufgabenteilung beim Thema "Steuern". Gemäß dem aktuellen Festlegungsverfahren zum Universalbestellprozess der BNetzA ist davon auszugehen, dass dem MSB hier eine Art "Vermittler"-Rolle zukommt. Der VNB beauftragt bzw. übergibt Signale und Sollvorgaben, die der MSB in seiner SMGW-Infrastruktur umsetzt. Damit ist eine Klarstellung notwendig, dass der MSB innerhalb der Kundenanlagen lediglich die Anbindung der Steuerungsinfrastruktur bereit stellt, dafür aber nicht selbst ergebnisverantwortlich ist. Ebenso ist klarzustellen, dass der MSB keine eigenen intrinsischen Befugnisse hat, steuernd in das Netz einzugreifen. Es wird empfohlen, diese Klarstellung in §3 aufzunehmen.

An dieser Stelle machen wir auf das Eckpunktepapier der BNetzA zur Ausgestaltung des §14a EnWG (BK6-22-300) aufmerksam. Hier ist Folgendes bzgl. Umsetzung der dynamischen Steuerung vorgegeben: "messtechnische Feststellung [einer Auslastungssituation] hat in Echtzeit zu erfolgen, maximal 3 Minuten Verzug zwischen messtechnischer Erfassung und Auswertung in der Netzsteuerung/Entscheidung über das Auslösen einer Steuerung". Das Modell der dynamischen Steuerungskommunikation über iMS muss technisch funktionieren und daher ist die Ausgestaltung des §14a EnWG mit den technischen Rahmenbedingungen des MsbG zu synchronisieren.

Für intelligente Netze und variable Tarife erforderliche Funktionen (u. a. Schalten, Steuern, Tarifschaltungen) müssen für Kunden auch bei einer Bündelung weiter möglich sein.

6. Standardisierung wird konzentriert und vereinfacht sowie die Nachhaltigkeit gestärkt:

Kernbotschaft:

Die angestrebten Maßnahmen im Bereich Standardisierung werden begrüßt. Der VKU plädiert darüber hinaus jedoch dafür, sich mehr auf das Gesamtsystem inkl. der prozessualen/systemischen Integration zu fokussieren. Dabei sollten Anwender und Systemhäuser frühzeitig einbezogen werden.

Der VKU fordert deshalb u. a. eine Vereinfachung von Visualisierung und Informationspflichten, eine Erweiterung der Duldungspflicht sowie eine Einbindung und Weiterentwicklung der RLM-Technik. Perspektivisch sollten parallele Systemwelten (iMS und RLM) möglichst vermieden werden, sobald dies technisch möglich ist.

Regelungsvorschlag:

- Die Vorgaben zur Visualisierung sind dahingehend nachzuschärfen, dass eine verpflichtende lokale Anzeigeeinheit gestrichen und die Visualisierung über ein Webportal des Lieferanten als Standard definiert wird.
- Im Sinne des kostendeckenden Roll-Out von mME und iMSys plädieren wir für eine Anpassung des §37 MsbG dahingehend, dass die Informationspflichten auf ein sinnvolles Maß reduziert werden. Unserem Dafürhalten ist die Benachrichtigung durch Mitteilung an die jeweiligen Anschlussnehmer oder -nutzer oder durch Aushang an oder im jeweiligen Haus drei Wochen vor Wechsel der Messsysteme vollkommen ausreichend, auch wenn eine moderne Messeinrichtung oder ein intelligentes Messsystem verbaut werden soll – entsprechend § 38 Satz 2 MsbG oder auch § 21 Satz 2 NAV.
- Weiterhin sollte der Auftrag der beteiligten Behörden und Institutionen stärker gemäß ihren Kompetenzen fokussiert werden. Dem SMGW als Kommunikations- und Sicherheitsanker sollten möglichst keine weiteren messtechnischen Funktionalitäten zugewiesen werden. Bereits die Realisierung von TAF2 erweist sich als problematisch, sodass in jedem Fall eine Backend-Lösung vorzusehen ist.
- Der VKU empfiehlt, dass zusätzliche Installationsaufwendungen bei Intelligenten Messsystemen bei der Duldungspflicht explizit mit erwähnt und geklärt werden.

Begründung:

Um den Rollout intelligenter Messsysteme zu beschleunigen, gilt es, die bisherige überbordende Komplexität des Gesamt-Systems schnell und nachhaltig zu reduzieren. Im Schulterschluss mit der bereits angeführten gesamtheitlichen Betrachtung gehen wir davon aus, dass darin das größte Potential liegt um formale, technische, systemische und prozessuale Hürden abzubauen.

Bei der Weiterentwicklung sollte die Vereinfachung im Fokus stehen. Das SMGW ist weiterhin der Kommunikations- und Sicherheitsanker (Verantwortung: BSI), funktionale Anforderungen sollten im Backend (bspw. TAF 2) oder lokal in Messeinrichtungen oder anderen nachgelagerten Komponenten (Steuerbox, EMS) umgesetzt werden (Verantwortung: PTB, DKE, VDE, ...).

Sichere Lieferkette (SiLKe)

Die Anforderungen an die Informationssicherheit - speziell im Kontext der sicheren Lieferkette – wirken sich im Massengeschäft derartig hemmend aus, dass es absolut unrealistisch ist, die energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung umzusetzen. Diese Vorgaben gehören daher auf den Prüfstand.

Eine Vereinfachung der sicheren Lieferkette ist ein wichtiger Beitrag zur Beschleunigung. Ein etwaiges Spannungsfeld, dass sich durch formale Vorgaben nach Common Criteria auf

Seiten der SMGW-Hersteller die Schutzprofil-Zertifizierung betreffend ergeben könnte, sollte vermieden werden. Eine “schlanke SiLke” setzt vielfältige Ressourcen frei, baut Abhängigkeiten zur Vorlieferanten ab und beseitigt prozessuale Hürden. Wir verweisen hier auf bereits bestehende Konzepte zum “Baukasten-Prinzip” beim VDE FNN, das in diesem Sinne konzipiert wurde und ggf. im Dialog weiterentwickelt werden kann.

Weiterentwicklung der SMGWs in Richtung RLM-Funktionen

Die aktuelle 4-Quadranten-Zählertechnik (RLM) kann derzeit nicht über das SMGW abgebildet werden. Die zu Beginn der SMGW-Definition getroffenen Vorgaben waren auf die Verwendung vorrangig für Kleinverbraucher, die heute SLP-bilanziert werden, ausgelegt, um schnell große Stückzahlen installieren zu können. Entgegen den Empfehlungen diverser Verwender wurde nicht mit den komplexen, anspruchsvollen Messstellen begonnen, die dann technologisch auf den Massenmarkt hätte heruntergebrochen werden können. Will man politisch bei der dezentralen Datenhaltung, Tarifierung und weitgehend sternförmigen Verteilung der Daten mittels SMGW bleiben, ist in der Konsequenz und basierend auf den aktuellen Erfahrungen eine Weiter- oder ggf. sogar Neuentwicklung des aktuellen SMGW erforderlich. Dabei ist zeitgleich die Entwicklung der Nachfolgeneration für Anforderungen der künftigen RLM-bilanzierten Vierquadranten-Messeinrichtungen und deren Anbindung an zeitkritische Kundenprozesse erforderlich. Dies gilt umso mehr, da das Segment dieser komplexen Messeinrichtungen durchaus auch unterhalb von 100.000 kWh/a immer relevanter bzw. interessanter wird. Dabei sind u. a. phasenausfallsichere Erfassung, höhere Genauigkeitsklassen und zeitsynchrone Echtzeitdatenweitergabe bei der Weiterentwicklung besonders zu berücksichtigen.

Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Im heute geltenden MsbG sind für den grundzuständigen Messstellenbetreiber umfangreiche Informationspflichten gegenüber Anschlussnehmer, -nutzer, Anlagenbetreiber etc. festgelegt. In der dem MsbG zugrunde liegenden Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Jahr 2013 wurden diese Informationspflichten gem. § 37 MsbG weder kosten- noch aufwandsdeckend berücksichtigt.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Halbierung der Fristen schafft hier keine Abhilfe, sondern verschärft das Problem vielmehr.

Aus Sicht des VKU ist die Kundenkommunikation über Anschreiben und den damit verbundenen finanziellen Aufwendungen für Papier und administrativen Aufwand nicht mehr zeitgemäß. Der angenommene Nutzen der direkten Anschreiben beim Wechsel eines Ferraris-Zählers auf eine mME oder ein iMSys konnte in der Praxis nicht bestätigt werden. Vielmehr führt diese direkte Kontaktaufnahme bei unseren Kunden lediglich zu Verunsicherung oder Ärger über unnötige Anschreiben. Der mündige Endverbraucher informiert sich heute eigenständig über digitale Kanäle über seine Rechte und Möglichkeiten.

Im Sinne des kostendeckenden Roll-Out von mME und iMSys plädieren wir für eine Anpassung des §37 dahingehend, dass die Informationspflichten auf ein sinnvolles Maß reduziert werden. Unserem Dafürhalten ist die Benachrichtigung durch Mitteilung an die jeweiligen Anschlussnehmer oder -nutzer oder durch Aushang an oder im jeweiligen Haus drei Wochen vor Wechsel der Messsysteme vollkommen ausreichend. So könnte § 37 MsbG entsprechend § 21 Satz 2 NAV bzw. § 38 MsbG ergänzt werden.

Zu §11 MsbG-E – „Einführung einer neuen Marktrolle des Auffangmessstellenbetreibers“

Kernbotschaft:

Eine zusätzliche gesetzliche Absicherung für den Messmarkt ist grundsätzlich nachvollziehbar. Diese sollte jedoch wettbewerbsförderlich ausgestaltet sein und nicht in einer Art und Weise, die Monopoltendenzen fördert.

Regelungsvorschlag:

- Durch die BNetzA sollte eine Aufteilung der Gebiete in regionale Zuständigkeitsbereiche erfolgen, in denen jeweils ein A-MSB anhand von der BNetzA bestimmten Kriterien bestimmt wird.
- Die **ersatzlose**, dauerhafte Vermögensübertragung muss durch eine Zeitwertregelung ersetzt werden.
- Einführung einer Karenzzeit, nachdem das Gebiet zyklisch wieder nach §41 zur Disposition steht.

Der VKU kann nachvollziehen, dass das BMWK vor dem Hintergrund der kritischen Entwicklungen der letzten Monate eine zusätzliche Absicherung für den Messmarkt einführen möchte. Diese zusätzliche Absicherung sollte aber möglichst den Wettbewerb stärken. Das ist nicht der Fall, wenn über die Funktion des Auffangmessstellenbetreibers immer mehr Messlokationen an den Messstellenbetreiber fallen, der deutschlandweit die meisten Messstellen versorgt. Diesem Vorschlag ist eine Monopolisierungstendenz immanent, die der VKU ablehnt. Der VKU schlägt deshalb vor, dass von der BNetzA eine regionale Aufteilung der Gebiete durchgeführt wird, in denen jeweils ein A-MSB anhand der von der BNetzA erarbeiteten Kriterien bestimmt wird. Dies ist im Interesse aller MSB. Sowohl für den A-MSB, da er durch den Regionalbezug in der Lage ist, einen solchen (Not-)Betrieb betrieblich sicherzustellen als auch im Interesse aller, dass hier keine kartellrechtlich bedenkliche Monopolisierung stattfindet.

Die BNetzA muss auch transparent offenlegen, unter welchen Umständen (z. B. Anzahl an Verfehlungen) sie (nach § 11 Abs 2 Nr. 3 in Verbindung mit § 41 bis § 43) die Grundzuständigkeit überträgt/Notbetrieb einleitet. Daher fordern wir transparente Kriterien wann eine Übertragung/Notbetrieb stattfindet.

Es ist darüber hinaus kritisch zu betrachten, dass der A-MSB ersatzlos die Vermögenswerte eines Unternehmens dauerhaft zugesprochen bekommen soll und nach dem Notbetrieb - dem Entwurf nach - dauerhaft das ihm überstellte Gebiet vereinnahmen kann. Für letzteren Fall muss eine angemessene Karenzzeit gelten, nach deren Ablauf das Gebiet zyklisch wieder nach § 41 zur Disposition steht.

Zu §34 Abs. 2 MsbG-E - „Selbstvornahme“

Kernbotschaft:

Der VKU lehnt eine unregulierte Selbstvornahme durch den Anschlussnehmer grundsätzlich ab, auch wenn diese nur für mME greift. Der sich daraus ergebende manuelle Pflegeaufwand für Stammdaten und hieraus wiederum potenziell ergebende Clearingaufwand sind unverhältnismäßig. Auch Haftungsfragen bleiben offen.

Regelungsvorschlag:

- Im Falle eines Lieferengpasses muss der gMSB in die Lage versetzt werden, vor einer Selbstvornahme durch den Anlagenbetreiber oder dem Anschlussnutzer, die vorhandenen und verfügbaren Geräte zielgerichtet einzusetzen.
- Ein Aussetzen des Turnuswechsels in diesen Fällen könnte dem entgegenwirken und hätte zudem eine beschleunigende Wirkung beim Rollout.
- Sollte dies dennoch nicht den gewünschten Erfolg bringen, wäre anstelle der Selbstvornahme ein Verweis auf den wettbewerblichen MSB eine Alternative. Dies stärkt den Wettbewerb und kann auch eine beschleunigende Wirkung haben.

Begründung:

In Bezug auf die Problematik des verzögerten Zählersetzens sollte die Maxime gelten, dass grundsätzlich Zähler des MSB eingesetzt werden, solange diese vorhanden sind. Da dies jedoch von MSB zu MSB unterschiedlich ist, erscheinen pauschale Lösungen, die teilweise einen unverhältnismäßigen Mehraufwand mit sich bringen, wenig sinnvoll. Instrumente, wie das Bereitstellen von Zählern durch den MSB und den Einbau durch den Anschlussnehmer, können in bestimmten Situationen einen Mehrwert bedeuten, wenn sie individuell ausgestaltet und angewendet werden können.

Übergangslösungen zur Bewältigung einer kurz- oder mittelfristigen, punktuellen Verzögerung dürfen keine langfristigen systemischen Schäden in Kauf nehmen. Schon jetzt wird das Setzen von Zählern durch Fehler bei Einbau und Dokumentation verzögert. Ein kaum regulierter Einbau von kundeneigenen Zählern durch den Kunden selbst hat das Potenzial, einen solchen prozessualen Mehraufwand (Fehlerkorrektur, etc.) zu erzeugen, dass damit der Einbau von Zählern insgesamt eher verlangsamt, als beschleunigt wird.

Pragmatischer und vielversprechender klingt beispielsweise der Ansatz, den Turnuswechsel trotz abgelaufener Eichgültigkeit zeitweise auszusetzen, um die dafür vorgesehenen mME primär für Neuanschlüsse und Erzeugungsanlagen zu nutzen. Eine Messeinrichtung, deren Eichgültigkeit abgelaufen ist, misst zuverlässiger als ein nicht qualitätsgesichertes Produkt. In vielen Fällen kann so prozessualer Mehraufwand vermieden werden und der Turnuswechsel wird nachgeholt, sobald die Geräte verfügbar sind.

Ein Hinweis auf wettbewerbliche MSB stellt in dieser Hinsicht ebenfalls eine erfolgsversprechende Alternative dar, die gleichzeitig auch noch den Wettbewerb ankurbelt und so eine beschleunigende Wirkung haben kann. Als Ultima Ratio, wenn weder gMSB noch wMSB zeitnah eine Zählerersetzung vornehmen können, wäre auch der Einbau/die Übernahme der Messstelle durch den neu geschaffenen Auffangmessstellenbetreiber denkbar.

Anhang (Entwurf eines Positionspapiers zur MsbG-Novelle)

Wichtiger Hinweis: Die Erarbeitung dieses Entwurfes wurde vor der Veröffentlichung des Referentenwurfes begonnen, wodurch einige der diskutierten Punkte obsolet geworden sind und stellt lediglich einen Arbeitsstand dar. Nichtsdestotrotz kann das Papier aus unserer Sicht als wertvolle Diskussionsgrundlage dienen.

Grundsätzliches

Der VKU versteht sich als Interessenvertreter der kommunalen Energieversorgungsunternehmen, die die Digitalisierung der Energiewende durch den Rollout intelligenter Messsysteme, insbesondere als zentralen Baustein umsetzen.

Die folgenden **Kernbotschaften** sind daher geprägt von praktischen Erfahrungen im bisherigen Rollout und dem daraus erwachsenden und notwendigen Pragmatismus, um eine Entbürokratisierung und Beschleunigung der Energiewende zu erreichen.

1. **Gesamtheitliche Betrachtung**
2. **Vereinfachung durch Komplexitätsreduzierung**
3. **Wirtschaftlichkeit & Kostenzuordnung**
4. **Nutzen und Kunden-Orientierung**
5. **Dynamische und flexible Rollout-Ziele**

Diese Kernbotschaften werden in den nachfolgenden Kapiteln detaillierter mit einzelnen Vorschlägen/Maßnahmen untersetzt, die bei einer Novellierung des gesetzlichen Rahmens rund um das Messstellenbetriebsgesetz Berücksichtigung finden sollten.

In gewohnter und praktizierter Weise steht der VKU bereit, zu den Details in einen konstruktiven Dialog zu treten und weiterführende Informationen zu diesen Positionen zu vermitteln.

1. Gesamtheitliche Betrachtung:

Wie bereits in der Vergangenheit vom VKU mehrfach aufgezeigt:

- VKU-Positionspapier im Rahmen der Kommentierung des BMWK/BSI-Stufenmodells v2.0 (August 2021)
- VKU-Praxisternin mit BMWK-/Behördenvertreter (März 2022)
- VKU-Impulspapier im Rahmen der BMWK-AG GwS (April 2022)

werden für die Digitalisierung der Energiewende und deren Beschleunigung weiterhin möglichst einfache, praxistaugliche und pragmatische Lösungen benötigt, die kostengünstig, (rechts)sicher und nachvollziehbar sind. Diese Lösungen sollten den Bürgerinnen und Bürgern, unseren Kundinnen und Kunden, zudem einen Mehrwert verschaffen und ihre Mitwirkung an der Umsetzung der Energiewende deutlich stärker fördern.

Wir möchten bei der angekündigten Novellierung des MsbG unsere Erwartungshaltung an eine GANZHEITLICHE Betrachtung der „Digitalisierung der Energiewende“ adressieren

– wohlwissend, dass die Novellierung des MsbG nicht nur punktuell erfolgen darf und die Anpassungen immer im Kontext mit weiteren Gesetzen und Vorgaben abzustimmen sind.

Alle Parteien, die an der Umsetzung des Rollouts beteiligt sind, benötigen einen verlässlichen, praxistauglichen und rechtssicheren Rahmen, um die Ziele auch erreichen zu können. Progressive Unternehmen benötigen Anreize, um auch weiterhin zielgerichtet auf eine moderne und sichere Mess- und Steuerungsinfrastruktur hinzuarbeiten.

Auch die Einordnung des Rollenverständnisses eines Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen, intelligente Messsysteme und der nach TR3109-5 hinter dem SMGW befindlichen Geräteinfrastruktur innerhalb des Gesamt-Systems gilt es mit Blick auf alle weiteren Markttrollen zu überdenken. Eine Einordnung sollte an der praktischen Umsetzbarkeit und einem maximalen Kundennutzen ausgerichtet sein. Der Messstellenbetreiber sollte als zentraler Lösungsanbieter für Netzbetreiber, Lieferanten, Anschlussnutzer und Anschlussnehmer verstanden werden. Leistungsbeziehungen und Messentgelte sollten daher, wie schon oberhalb aufgezeigt, entsprechend verursachungsgerecht und mit Realkostenbezug gestaltet werden können.

(a) Neu-Ausrichtung des Scopes von Gremien:

Eine übergeordnete, koordinierende “Projektleitung” ist notwendig, die alle Aktivitäten der einzelnen Stakeholder, Behörden, Institutionen stringent und zielorientiert orchestriert. Dabei ist auch auf ein abgestimmtes und lösungsorientiertes Zusammenspiel der verantwortlichen Ministerien BMWK und BMI sowie der Behörden BNetzA, BSI, PTB und BfDi hinzuwirken. Dies erfordert eine kompetenzbasierte Verantwortungsteilung zwischen den einzelnen Behörden und der Zuständigkeit für technische Komponenten (BSI=Informationssicherheit=SMGW, PTB=Messgenauigkeit/Anwendungsfälle=mMe, Eichämter/PTB=Zulassung, Messgeräte/-konstrukte/Firmware sowie Messwertermittlung) sowie der Vermeidung von Kompetenz-Vermischungen einzelner regulierender/standardisierender Behörden/Institutionen.

Im BMWK/BSI Branchen-Input-Prozess zur „Weiterentwicklung der SMGW-Infrastruktur“ sollten die entsprechenden Task Forces (Smart Grid, Smart Metering, Smart Mobility, TF zur 03109-5 „weitere Systemeinheiten“) den prozessualen, systemischen und medienübergreifenden Fokus bzw. Auftrag erhalten, neue Anwendungsfälle für das Gesamt-System zu entwickeln und möglichst potentielle Synergien zu identifizieren (bspw. Tarifierung im Backend, Visualisierung über Lieferanten-Web-Portale, einfache Marktkommunikation etc.).

(b) Stufenweise Weiterentwicklung:

Bei der Einführung neuer Anwendungsfälle ist auf eine vollständig getestete und nachgewiesene interoperable Funktionsfähigkeit bis in die regulierte System- und Prozess-Ebene zu achten. Messstellenbetreiber und System-Lieferanten liefern hier qualitative Rückmeldungen. Prüfstellen können hier einen wertvollen Beitrag leisten. Aussagen der Geräte-Hersteller sollten im Regelfall in Bezug auf tatsächliche Funktionsfähigkeit durch zentrale, unabhängige Instanzen (ggf. Prüfstelle, Eichbehörde, PTB oder BSI) geprüft und bestätigt werden, bevor diese in Verkehr gebracht werden.

Insbesondere Regulierungsvorgaben in zeitlicher Dimension müssen für die Akteure praktisch umsetzbar sein, wobei Feldtest- und Pilot-Phasen berücksichtigt werden müssen.

2. Vereinfachung durch Komplexitätsreduzierung:

Um den Rollout intelligenter Messsysteme zu beschleunigen, gilt es die überbordende Komplexität des Gesamt-Systems schnell und nachhaltig zu reduzieren. Im Schulterschluss mit der bereits angeführten gesamtheitlichen Betrachtung gehen wir davon aus, dass darin das größte Potential liegt, um formale, technische, systemische und prozessuale Hürden abzubauen. Dieser Ansatz ebnet auch den Weg für eine schnelle und agile Weiterentwicklung von Anforderungen.

(a) Abschaffung der sternförmigen Kommunikation:

Ein wesentlicher Beitrag zur Reduzierung der Komplexität eines Gesamtsystems besteht darin, unnötige Abhängigkeiten/Verbindungen abzubauen. Man sollte grundlegend von der Idee der (verpflichtenden) sternförmigen Kommunikation direkt aus dem SMGW abrücken. Die Funktionalitäten sollten vielmehr im Backend des MSB verortet werden. Dadurch entstünde kein unnötiger Clearing-Aufwand innerhalb der Administration des SMGW und den beteiligten Marktpartnern – aufsummiert für mehrere Millionen Messstellen. Dies steht Mehrwertdiensten in Verbindung mit dem SMGW nicht entgegen.

Der Status quo belegt, dass der Messstellenbetreiber als zentrale “Datendrehscheibe” diese Funktion ebenso aus seinem Backend heraus bedienen kann. Eine nachhaltige Fixierung dieses Status quo trägt zur Vereinfachung bei und hätte eine Stabilisierung der Geschäftsprozesse und damit der Wirtschaftlichkeit beim Messstellenbetreiber zur Folge – der Marktrolle, die den Rollout intelligenter Messsysteme maßgeblich umsetzt.

(b) Vereinfachung der Architektur und von Prozessen des Gesamt-Systems:

Bei der Weiterentwicklung sollte die Vereinfachung im Fokus stehen. Das SMGW ist weiterhin der Kommunikations- und Sicherheitsanker (Verantwortung: BSI), funktionale Anforderungen sollten im Backend (bspw. TAF 2) oder lokal in Messeinrichtungen oder anderen nachgelagerten Komponenten (Steuerbox, EMS) umgesetzt werden (Verantwortung: PTB, DKE, VDE, ...).

Die 4-Quadranten-Zählertechnik kann aktuell nicht über das SMGW abgebildet werden. Die zu Beginn der SMGW-Definition getroffenen Vorgaben waren auf die Verwendung vorrangig für Kleinverbraucher, die heute SLP-bilanziert werden, ausgelegt, um schnell große Stückzahlen installieren zu können. Entgegen den Empfehlungen diverser Verwender wurde nicht mit den komplexen, anspruchsvollen Messstellen begonnen, die dann technologisch auf den Massenmarkt hätten heruntergebrochen werden können. Will man politisch bei der dezentralen Datenhaltung, Tarifierung und weitgehend sternförmigen Verteilung der mittels SMGW bleiben, ist in der Konsequenz und basierend auf den aktuellen Erfahrungen eine Weiter- oder sogar Neuentwicklung des SMGW erforderlich. Dabei ist zeitgleich die Entwicklung der Nachfolgeneration für

Anforderungen der künftigen RLM-bilanzierten Vierquadranten-Messeinrichtungen und deren Anbindung an zeitkritische Kundenprozesse erforderlich. Dies gilt umso mehr, da das Segment dieser komplexen Messeinrichtungen durchaus auch unterhalb von 100.000 kWh/a immer relevanter bzw. interessanter wird. Attribute wie phasenausfallsichere Erfassung, höhere Genauigkeitsklassen und zeitsynchrone Echtzeitdatenweitergabe sind bei der Weiterentwicklung besonders zu berücksichtigen.

(c) Sichere Lieferkette (SiLKe) und Informationssicherheit:

Um die Energiewende und den Rollout intelligenter Messsysteme nachhaltig zu vereinfachen, müssen neben den administrativen Prozessen auch die operativen Aufgaben verstärkt in den Blick genommen werden. Die Anforderungen an die Informationssicherheit - speziell im Kontext der sicheren Lieferkette – wirken sich im Massengeschäft derartig hemmend aus, dass es absolut unrealistisch ist, die energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung umzusetzen. Diese Vorgaben gehören daher auf den Prüfstand.

Eine Vereinfachung der sicheren Lieferkette in der derzeitigen Form wäre ein massiver Beitrag zur Beschleunigung. Der VKU sieht allerdings auch das Spannungsfeld, dass sich durch formale Vorgaben nach Common Criteria auf Seiten der SMGW-Hersteller die Schutzprofil-Zertifizierung betreffend, ergäbe. Eine "schlanke SiLKe" würde vielfältige Ressourcen freisetzen, Abhängigkeiten abbauen und prozessuale Hürden beseitigen. Hier gibt es bereits Konzepte zum "Baukasten-Prinzip" beim VDE FNN, dass ggf. im Dialog weiterentwickelt werden kann.

(d) Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Im heute geltenden MsbG sind für den grundzuständigen Messstellenbetreiber umfangreiche Informationspflichten gegenüber Anschlussnehmer, -nutzer, Anlagenbetreiber etc. festgelegt. In der dem MsbG zugrundeliegenden Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Jahr 2013 wurden diese Informationspflichten gem. § 37 MsbG weder kosten- noch aufwandsdeckend berücksichtigt.

Aus Sicht des VKU ist die Kundenkommunikation über Anschreiben und den damit verbundenen finanziellen Aufwendungen für Papier und administrativen Aufwand etc. nicht mehr zeitgemäß. Der angenommene Nutzen der direkten Anschreiben beim Wechsel eines Ferraris-Zählers auf eine mME oder ein iMSys konnte in der Praxis nicht bestätigt werden. Viel mehr führen diese direkten Anschreiben bei unseren Kunden lediglich zu Verunsicherung oder Ärger über unnötige Anschreiben. Der mündige Endverbraucher informiert sich heute eigenständig über digitale Kanäle über seine Rechte und Möglichkeiten.

Im Sinne des kostendeckenden Roll-Out von mME und iMSys plädieren wir für eine Anpassung des §37 dahingehend, dass die Informationspflichten auf ein sinnvolles Maß reduziert werden. Unserem Dafürhalten ist die Benachrichtigung durch Mitteilung an die jeweiligen Anschlussnehmer oder -nutzer oder durch Aushang an oder im jeweiligen Haus

drei Wochen vor Wechsel der Messsysteme vollkommen ausreichend. So kann der gleiche Wortlaut des 2. Satz § 21 Strom NAV Teile des bisherigen § 37 MsbG ersetzen.

(e) Vereinfachung von Abrechnungsprozessen (siehe mehr Details im Backup)

Die Abrechnung von Messentgelten sollte möglichst sachgerecht aufgebaut sein. Der Ansatz der „höchsten fallbezogenen Preisobergrenze“ steht diesem Grundsatz entgegen und verkompliziert die Abrechnungsprozesse und damit Systeme auf Seiten der Messstellenbetreiber unnötig. Jede verbaute moderne Messeinrichtung, jeder Montageaufwand, Aufwand im Betrieb, die Bewirtschaftung im Backend etc. sollte auch grundsätzlich abgerechnet werden können.

Die bisherigen „Standardleistungen“ sollten ausschließlich an den Bedürfnissen der Kunden ausgerichtet werden, wobei „netzdienliche“ und vertriebliche/Lieferanten-Anwendungsfälle in §35 MsbG als Zusatzleistungen separat und verursachungsgerecht abrechenbar sein sollten.

Bei Neuanlagen oder einer Umnutzung sollte die Höhe des Messentgeltes („POG“) auch anhand von Verbrauchsprognosen oder Angaben aus dem Netzanschlussprozess ermittelt werden können.

Wenn es das Ziel ist, möglichst das volle Potential eines SMGWs auszuschöpfen und möglichst viele Messlokationen vor Ort anzubinden, sollte man eher allgemeine Bündelangebote an Anschlussnehmer anreizen.

(f) Vereinfachung von Visualisierung und lokale Datenauskopplung

Der Ansatz, Daten aus intelligenten Messsystemen lokal auszukoppeln, ist weder komfortabel noch zeitgemäß oder wirtschaftlich sinnvoll. Eine Visualisierung von Messdaten kann aus Kunden-Sicht konsequenterweise nur sinnvoll und praxistauglich über ein Webportal des jeweiligen Lieferanten erfolgen. Nur der Lieferant kann die Messwerte (kWh) mit dem entsprechenden Tarif verrechnen und dabei die für den Kunden (einzig) relevante Kostensicht (€) darstellen. Ein Umstand dem unter den aktuellen Rahmenbedingungen umso größere Bedeutung zukommt. Kunden wollen nicht (nur) Energie einsparen, sondern vor allem auch Kosten!

Der VKU fordert daher die Vorgaben zur Visualisierung dahingehend nachzuschärfen, dass eine verpflichtende lokale Anzeigeeinheit gestrichen und die Visualisierung über ein Webportal des Lieferanten als Standard definiert wird.

(g) Erweiterung der Duldungspflicht

Der Rollout intelligenter Messsysteme kann eine Reihe von Installationserfordernissen in den Kundenobjekten zur Folge haben, die einen erweiterten Eingriff in die Kundenanlage erfordern. Beispielsweise bei der Verlegung von Leitungen, Spannungsversorgung, Antennen usw. Dieser Eingriff ist gesetzlich zu manifestieren bzw. legitimieren und auch die hieraus entstehenden Mehrkosten bedürfen einer rechtlichen Zuordnung.

Der VKU empfiehlt, dass diese zusätzlichen Installationsaufwendungen bei Intelligenten Messsystemen bei der Duldungspflicht explizit mit erwähnt und geklärt werden.

(h) Eichrecht anpassen:

Die bisherigen Regelungen bei Genehmigungsverfahren für (Firmware-)Updates bei SMGWs sind mehr als komplex, weder sinnvoll noch zeitgemäß und sollten abgeschafft werden. In Bezug auf die Verantwortlichkeitsbereiche der 16 Landes-Eichbehörden ist eine Vereinfachung dringend angezeigt. Die Geräte-Hersteller sollten bspw. an die Eichbehörden herantreten und EINE Freigabe einholen, um ein (Firmware-)Update für ALLE Betroffenen ausrollen zu können. Ebenso sollten die Verfahren zur Verlängerung der Eichgültigkeit von SMGWs radikal vereinfacht oder gänzlich abgeschafft werden. Die Möglichkeit zur Stichprobenverlängerung bei modernen Messeinrichtungen sollte geklärt und ermöglicht werden.

In Anbetracht der Material- und Ressourcenknappheit wäre ein Aussetzen des Turnuswechsels auf unbestimmte Zeit angebracht. Der Turnuswechsel bei iMSys sollte nur in Verdachtsfällen bei unplausiblen Messwerten erfolgen. Datentransparenz und regelmäßige Auslesung sind über die sichere Datenübertragung gegeben. Dies hätte eine beschleunigende Wirkung, da keine zusätzlichen Kosten für Neubeschaffung und Monteurkosten infolge eines Turnuswechsels entstehen. Administrative Aufgaben für die Wechsel der Geräte würden wegfallen und die dadurch freigesetzten Kapazitäten wären wiederum für andere wichtigen Aufgaben des Rollouts einsetzbar.

(i) Klarstellung der Rollenverteilung und Prioritäten beim Steuern über iMS:

Prioritäre Übertragung von NB-Soll-Werten am Netzanschlusspunkt (NAP) und Übernahme von dort durch ein Energiemanagementsystem (EMS) des Eigentümers. Damit kommt der Fokus auf den Anschlussnehmer zur Beschleunigung des Rollouts. Im aktuellen regulatorischen Rahmen ist dies bislang nicht verpflichtend möglich, außer wenn der Anschlussnehmer = der Anschlussnutzer. Dabei muss berücksichtigt werden, dass in den meisten Fällen eine 1:n-Beziehung zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer besteht.

Die aufgezeigten System- und Prozessvereinfachungen gingen mit immensen Aufwands-/Kostenreduktionen und einer Beschleunigung in der Weiterentwicklung und Umsetzung neuer Anwendungsfälle einher. Die Ermöglichung eines massengeschäftsfähigen Rollouts von iMSys würde einen wirksamen Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende leisten und dabei ein breites Fundament zur zügigen Umsetzung aktueller Energiewendethemen bilden: EEG-Ausbau, eMob-Ausbau und Ausbau von Flexibilitäten durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. §14a EnWG.

Der VKU plädiert dafür, mehr auf das Gesamtsystem inkl. der prozessualen/systemischen Integration zu fokussieren. Dabei sollten Anwender und Systemhäuser frühzeitig einbezogen werden.

3. Wirtschaftlichkeit und Kostenzuordnung:

Es gibt eine Vielzahl von Faktoren, die eine Neu-Bewertung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im MsbG erforderlich machen.

(a) Aktuelle Krisensituationen und wirtschaftliche Lage:

Durch den Angriffskrieg in der Ukraine und die Corona-Pandemie erleben wir zudem komplexe wirtschaftliche Verwerfungen (Inflation steigt rapide), die die Verfügbarkeit (Lieferketten funktionieren nicht mehr), Kosten von Bauteilen, Energie und allgemeinen Ressourcen entlang des Lebenszyklus intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen massiv negativ beeinflussen. Die Fixierung auf eine starre Preisobergrenze, die frühestens und unter Voraussetzungen für die Jahre ab 2027 neu bewertet werden kann (gem. §34 MsbG) MUSS vor diesem Hintergrund verworfen werden.

Damit die beteiligten Unternehmen weiter wirtschaftlich agieren können und der Rollout nicht zum Stillstand kommt, ist auch kurz- bis mittelfristig eine dynamische Angleichung an die aktuellen Rahmenbedingungen unerlässlich und muss im Messstellenbetriebsgesetz verankert werden. Konkret könnte man einen Realkostenbezug herstellen. Die MSBs könnten in die Lage versetzt werden, ihre Messentgelte selbst zu kalkulieren und zu veröffentlichen. Ein anderer Ansatz könnte die Orientierung am Markt sein: Preisindex, Inflationsraten und ähnliche Parameter könnten (bspw. unter Aufsicht der BNetzA) für eine dynamische Anpassung herangezogen werden.

(b) Neue Anforderungen und Aktualisierung Kosten-Nutzen-Analyse:

Seit der initialen Kosten-Nutzen-Analyse (2013/2014), die maßgeblich die Struktur und Höhe der Abrechnungsmodalitäten (starr) bestimmt hat, sind eine Reihe weiterer Anforderungen und Rahmenbedingungen eingetreten, die bislang keinerlei Berücksichtigung bzw. Kompensation auf Seiten der Messstellenbetreiber erfahren haben. Als plakative Beispiele seien die Aufwände zur Umsetzung der sicheren Lieferkette, von Firmware-Updates, zur Umsetzung der Steuerung über intelligente Messsysteme und allgemein die vielen und äußerst komplexen Entwicklungs-Inkrementen um das Stufenmodell in die Prozess- und Systemketten auf Seiten der Anwender zu implementieren. Wartungskosten werden dem nicht annähernd gerecht. Auch sind aktuelle Themen wie bspw. Inflation, Preisindex, Lieferengpässe und Krisensituationen im Allgemeinen, WAN-Kosten i.V.m. Qualitätsanforderungen (Redundanz, 450 MHz) zu berücksichtigen. Grundsätzlich muss künftig dynamisch auf bis dato noch unbekannte Probleme reagiert werden können.

Da es eine Reihe weiterer solcher zusätzlichen Aufwände gibt, die in die bisherige Kalkulation keinen Eingang fanden, wird empfohlen, schnellstmöglich eine umfassende Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse zu veranlassen.

(c) Verursachungsgerechtigkeit, Kostenzuordnung und Messentgelt-Struktur:

Der Ansatz einer Standardleistung mit vorherbestimmter **starrer Preisobergrenze**, die im Wesentlichen am Kunden platziert wird und sich aus der bezogenen Energie oder installierten Leistung ergibt, ist weder sachgerecht noch zeitgemäß.

Aus Sicht eines Messstellenbetreibers ergeben sich die **realen Kosten** und damit potenziell die **Messentgelte** im Wesentlichen aus der zu verbauenden Technik und dem gewünschten Funktionsumfang. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Kunden mit unterschiedlichem Verbrauch, aber gleicher Konfiguration/TAF und gleicher verbauter Technik ein anderes Messentgelt zahlen sollen.

Diese Abrechnungs-Systematik mag zum damaligen Zeitpunkt ein pragmatischer Ansatz gewesen sein, um die "Netzdienlichkeit" verursachungsgerecht auf die Kunden aufzuteilen. Man hatte angenommen, dass mehr Verbrauch auch die Netze mehr belastet und damit diese Kunden auch mehr zahlen müssten. Die Erfahrungen zeigen aber, dass dieser Ansatz in der Realität genau ins Gegenteil verkehrt wird. Die größten Einsparpotentiale liegen im Bereich von Gewerbe und Industrie.

Zudem führt der Ansatz der verbrauchs-/leistungsbezogenen Entgeltstruktur zu zusätzlicher unnötiger Komplexität im Abrechnungsprozess. Insbesondere vor dem Hintergrund der Corona-Energiekrise und massiven (nicht planbaren) Energie-Preissteigerungen (aufgrund unvorhersehbarer externer Effekte/Entwicklungen) erleben wir außerdem eine sehr hohe Dynamik bei der Änderung des Verbrauchsverhaltens, die unter Umständen eine nachträgliche - aber nicht sachgerechte - Änderung des Messentgeltes bzw. der abzurechnenden POG zur Folge haben.

Ein Rollout von iMS soll möglichst nach Anlagenarten/Verbrauchseinrichtungen und mit Schwerpunkt Gewerbe/Industrie erfolgen, da hier die größten Effekte auf die Hebung von Flexibilitäten im Netz zu erwarten sind. Eine Freiwilligkeit seitens der Anschlussnehmer bedeutet auch Bekennen für weitere intelligente Produkte und technologische Einsatzmöglichkeiten, damit kann Rollout dort starten bzw. fortgesetzt werden, wo er tatsächlich möglich und gewünscht ist und damit erfolgsversprechende und effizienzsteigernde Aussichten hat.

Die Rollout-Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und die Messentgeltstruktur sind im Kontext der dargestellten Überlegungen, des aktuellen Konjunkturrahmens und energiewende-relevanten Technologien anzupassen. Dabei sind weitere Zusammenhänge wie Turnuswechsel für die Messtechnik, Sanierungsfördermaßnahmen für Netzanschluss und Zählerplätze zu kombinieren und möglichst Synergieeffekte zu schaffen.

Auch die Anforderung, dass diese Abrechnungsgrundlage über 3 Jahre gemittelt werden muss, entbehrt jeder sachlichen Grundlage und stellt die Unternehmen, insbesondere bei Neuanlagen, vor Herausforderungen. Es ist schlichtweg bei Neuanlagen nicht lukrativ, intelligente Messsysteme zu installieren, da man kein sachgerechtes Entgelt zur Abrechnung bringen kann: ein systematischer Fehler, der den Rollout bei den für die Energiewende so wichtigen Neuanlagen massiv hemmt.

Für viele Unternehmen bilden diese Verbrauchswerte außerdem die Basis für ihre Rolloutplanung und damit eine der wichtigsten Eingangsgrößen für die wirtschaftliche Planung – Zahlen, die zuletzt leider ständig korrigiert werden mussten und wenig beständig sind. Eine solche (unvorhersehbare) Dynamik bringt hier zusätzliche Unsicherheiten in einem ohnehin bereits schwierigen Geschäftsfeld.

Der VKU empfiehlt daher eine dynamische anforderungs-/anwendungsbezogene Abrechnungsstruktur, die sich an den realen Erfordernissen der Kunden oder der Integration energiewende-relevanter Technologien orientiert.

4. Kundenorientierung & Nutzen

(a) Stärkerer Kundenfokus:

Bei der Messentgelt-Struktur sollte ein Produktbezug Einzug halten (z. B. TAFs). Eine starre Einordnung nach Verbrauch ist nicht sach-/verursachungsgerecht.

Greifbare Mehrwerte schaffen, die nicht nur Energie-, sondern auch Kosteneinsparpotentiale ausweisen.

Die Duldungspflicht auch auf passive Infrastruktur, die im Objekt ggf. anzubringen ist, ausweiten (Antennen, Leitungen, Gefäßsysteme etc.). Vermeidung von Gestattungsverträgen o. ä. aufwändigen Prozessen.

Berücksichtigung der Bedürfnisse der Anschlussnehmer als “Kunden”, bspw. bezüglich lokaler Datenbereitstellung flexible Lösungen anbieten.

(b) Informationsanschreiben und 8-Wochen-Pflichteinbaufenster:

Die Anschreiben und die damit verbundenen Kosten für Papier und administrativen Aufwand sind nicht mehr zeitgemäß. Durch transparente Prozesse und eine funktionierende Interoperabilität können Endkunden auch im Nachgang noch einen MSB-Wechsel durchführen, sofern der Endkunde dies überhaupt möchte. Im Falle einer POG wäre dies für den Endkunden ohne Mehrwert, da der Endkunde nicht einsparen wird.

(c) Muster-/Feststellungsklage bzw. Sanktionsrechte für den Einbau SMGW vorsehen:

Beim Rollout von iMS und mME sind wir immer wieder mit Kunden konfrontiert, die dem Einbau (grundsätzlich) widersprechen. In der aktuellen Rechtslage müssen wir jeden einzelnen dieser Kunden auf Zutritt verklagen, um unserer Einbaupflicht nachzukommen.

Um den Rollout auch an dieser Stelle rechtssicher voranzubringen, wird eine Musterklage benötigt, die die Rechtmäßigkeit für alle Einbaufälle herbeiführen oder der Kunde mit entsprechenden Sanktionen belegt werden kann (im MFH nicht zu Lasten der Mieter/Anschlussnutzer), die ihn dazu motivieren, Zugang und Einbau zu gewähren.

5. Dynamische und flexible Rollout-Ziele

(a) Flexibilisierung der Rolloutvorgaben:

Es braucht realistische Ziele als Leitplanken, die in quantitativer, territorialer und zeitlicher Dimension an die Erfordernisse von Kunden und Unternehmen anpassbar sind.

Pflichtquoten und Übertragungs-/Ausschreibungszwänge sollten gestrichen und der Rollout ereignisbasiert umgesetzt werden, d. h. Fokus auf Neuanlagen und Turnuswechsel, energierelevante Technologien (§14a EnWG, Einspeiser, Elektromobilität etc.).

(b) Steuern in Verbindung mit Messen:

Unternehmen müssen selbst entscheiden können, ob Steuerung bereits notwendig/angefordert oder ob “nur” iMSys zum Messen eingesetzt wird, eine sehr wichtige Grundlage für späteres Steuern, hier auch Anreize für bestimmte Kundengruppen schaffen, welche in Ihrem Lastverhalten nicht SLP- like sind.

(c) Klarstellung der Rollenverteilung und Prioritäten beim Steuern über iMS

“Herstellung der Steuerbarkeit” obliegt dem MSB/GWA und “Durchführung der Steuerung” dem Netzbetreiber oder Dritten. Darunter fallen aus NB-Sicht statische Steuerung und präventive sowie kurative dynamische Steuerung.