

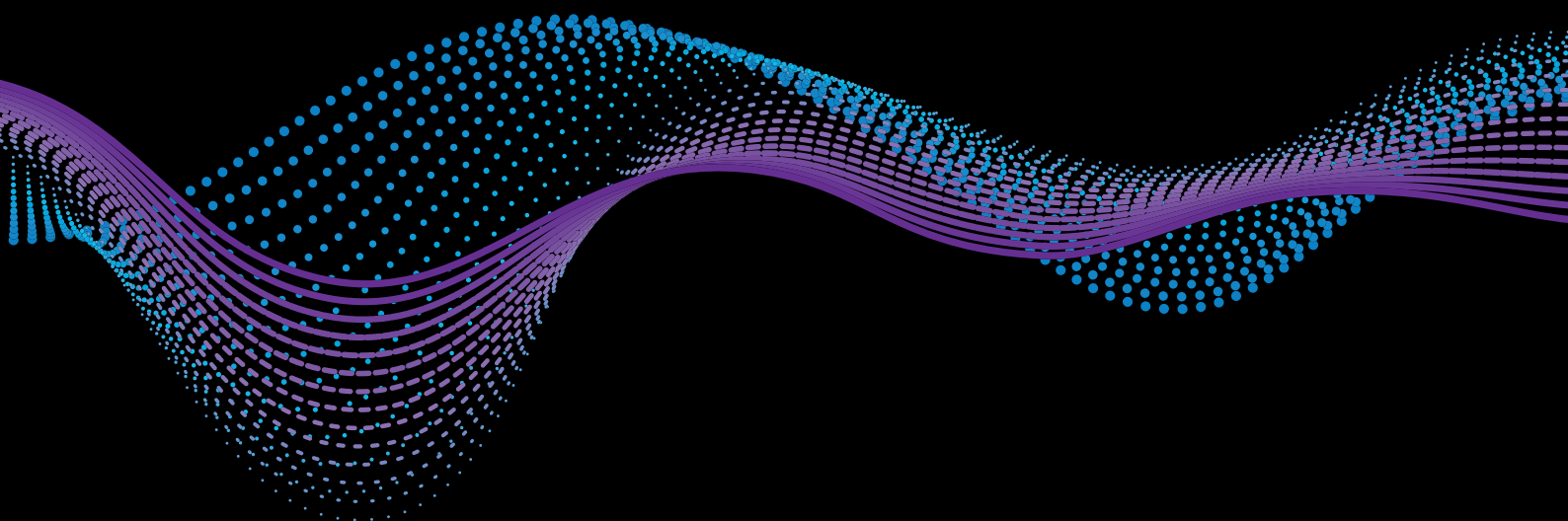
5|24

Auszug aus  
**Ausgabe 5**  
Oktober 2024



# e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



## Schwerpunkt

Smarte Kunden, smarte Netze

Netzsteuerung nach Paragraph 14a  
EnWG: Potenzial von Flexibilitäten  
und dynamischen Tarifen

Von **Lutz Lehmann**, Business Developer Smart Grid Operation Platform,  
Vivavis AG

# Netzsteuerung nach Paragraf 14a EnWG: Potenzial von Flexibilitäten und dynamischen Tarifen

Seit Jahresbeginn erlaubt die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern in definierten Ausnahmefällen das sogenannte „Dimmen“, also eine temporäre Reduzierung der Netzbelastung durch einen aktiven Eingriff in den Strombezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Der Weg hin zu einer flächendeckenden netzorientierten Steuerung stellt viele Netzbetreiber vor Herausforderungen im Bereich der gesetzeskonformen und effizienten Umsetzung des Paragraphen 14a EnWG.

 Von **Lutz Lehmann**, Business Developer Smart Grid Operation Platform, Vivavis AG

Die gesetzliche Grundlage für das präventive und netzorientierte Steuern von Verbrauchseinrichtungen ergibt sich aus Paragraf 14a EnWG. Um das Zielmodell präziser zu definieren, hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur den Mechanismus der netzorientierten Steuerung im Beschluss Az. BK6-22-300 im Hinblick auf Erforderlichkeit, Intensität, Dauer, Diskriminierungsfreiheit und verschiedene Arten der Ansteuerungen nochmals konkretisiert. Zudem erlaubt dieser das präventive Steuern als Übergangsregelung bis Ende 2028, sofern die technischen Voraussetzungen für die netzorientierte Steuerung noch nicht gegeben sind. Die zweite Festlegung stammt von der Beschlusskammer 8 und macht Vorgaben zu den reduzierten Netzentgelten, die unabhängig davon berechnet werden, ob tatsächlich eine Steuerung erfolgt. Beide Festlegungen sind seit Anfang 2024 in Kraft.

Auch wenn das Steuern seit Jahresanfang möglich ist, fehlt vielen Unternehmen noch eine detaillierte technische Spezifikation. Hierbei unterstützen der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und das Forum Netztechnik/Netzbetrieb des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (VDE FNN), wie in BK6-22-300 Tenorziffer 2 festgelegt.

Die technischen Spezifikationen sind nicht nur für Verteilnetzbetreiber (VNB), sondern auch für Softwarehäuser von besonderer Bedeutung. Aktuell werden IT-Lösungen zur Umsetzung von Paragraf 14a so entwickelt, dass sie elektrotechnisch sinnvoll sind. Das übergeordnete Ziel ist jedoch die herstellerunabhängige Implementierung gesetzeskonformer und bundeseinheitlicher Prozesse, die eine genormte, netzorientierte Steuerung in den Netzbereichen verschiedener VNB ermöglichen. Derzeit sind jedoch noch einige Fragestellungen offen, deren Klärung für Herbst 2024 und Anfang 2025 erwartet wird. Dazu gehören unter anderem folgende Punkte:

- Wann liegt eine kritische Netzsituation vor? Wann ist ein VNB legitimiert, die netzorientierte Steuerung anzuwenden?
- Wie erfolgt die schrittweise Rücknahme einer Steuerungsmaßnahme?
- In welchem Umfang muss Messtechnik im Strahlennetz oder vermascht betriebenen Netz verbaut werden, um eine Netzzustandsermittlung mit ausreichender Genauigkeit zu ermöglichen?

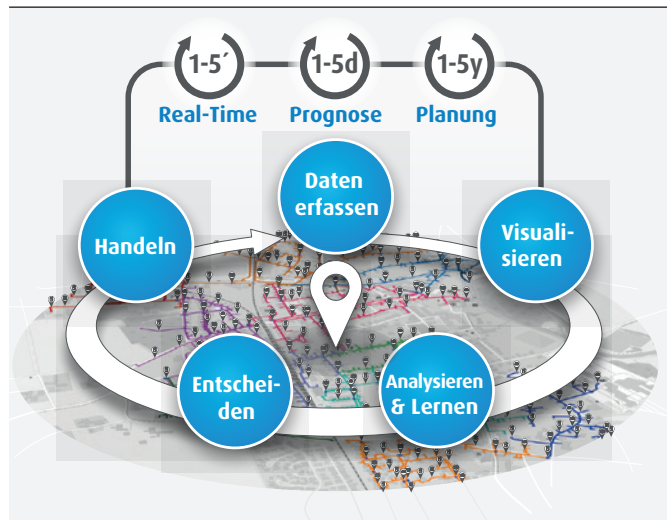
- Welchen Einfluss haben die nachstehenden Konstellationen auf eine echtzeitnahe Überwachung des Netzzustandes und wie ist der jeweilig erforderliche Mindestausstattungsgrad von intelligenten Messsystemen (iMSys):
  - Gesamtleistungsmessung des Trafos und intelligenter Messsysteme
  - Abgangsscharfer Messung und intelligenter Messsysteme
  - Ausschließlich intelligente Messsysteme
- Wie wird die Mindestbezugsleistung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Fall einer netzorientierten Steuerung berechnet?

### Flexibilität und Automatisierung: Der Schlüssel zum Smart Grid

Um den heutigen und künftigen Anforderungen eines sich im Wandel befindlichen Verteilnetzes gerecht zu werden, müssen Softwarelösungen hochflexibel sein. In einer Branche, die unter Handlungsdruck steht, stellen IT-Lösungen wie die Smart Grid Operation Platform (SGOP) bereits heute ein geeignetes Werkzeug für die netzorientierte Steuerung nach Paragraf 14a EnWG dar. Denn eines ist sicher: Physikalische Grundsätze stehen nicht zur Diskussion und können nicht aufgeschoben werden. Das bedeutet, dass keine Zeit zum Abwarten bleibt, bis erste Probleme auftreten. Es ist ein echtes Smart Grid zu etablieren, das den Regelkreis schließt, wie in der Abbildung 1 dargestellt.

Genau hier setzt das SGOP-System an: Die modulare Plattform ermöglicht nicht nur die Visualisierung durch einen digitalen Zwilling, sondern auch die direkte Steuerung dezentraler Verbraucher und Erzeuger, um die gesamte Prozesskette

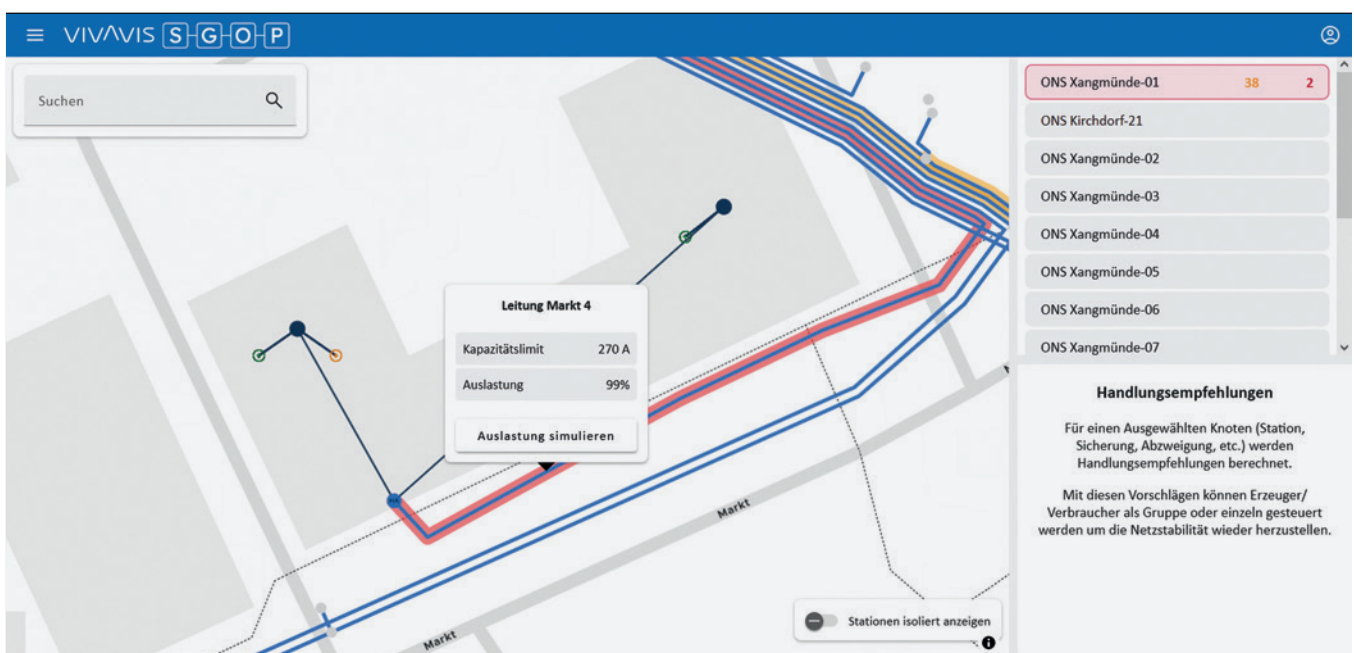
#### 01 Geschlossener Regelkreis mit der Vivavis SGOP



zu optimieren. Durch Prognosen und Echtzeit-Lastflussberechnungen erkennt das System automatisch Überlastungen und Instabilitäten im Ortsnetz (siehe Abb. 2) und kann systemdienliche Maßnahmen einleiten – auf Wunsch ohne menschliches Eingreifen.

Die Automatisierung des Netzbetriebs ist unerlässlich und das aus mehreren Gründen. Die enormen Datenmengen, insbesondere die Messdaten aus Trafostationen, die minütlich erfasst und über klassische Fernwirktechnik oder cloudbasierte Messsysteme übertragen werden, sind ein wesentlicher Faktor. Zudem ist die Vielzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Vorgaben zur Steuerung manuell nicht mehr beherrschbar, besonders angesichts des Fachkräfte-

#### 02 Automatisierte Engpasserkennung dank Echtzeit-Lastflussrechnung mit SGOP Smart Control



mangels und der bevorstehenden Pensionierungswelle der Babyboomer-Generation.

### Aktuelle Herausforderung bei VNB: Umsetzung der gesamten Prozesskette

Der berechnete Dimmbefehl (Leistungsvorgabe) wird automatisch über die Ad-hoc-Schnittstelle des BDEW an den Steuerbox-Administrator des Messstellenbetreibers (MSB) übermittelt, sodass die Weitergabe in Richtung Smart-Meter-Gateway (SMGW) und schließlich Steuerbox und Anlage erfolgen kann, wie in der Abbildung 3 dargestellt.

Das Ad-hoc-Steuern erfordert eine ganzheitliche Herangehensweise, die Änderungen in den Prozessen sowohl bei den VNB als auch bei den Messstellenbetreibern notwendig macht.

Dazu gehören unter anderem der Einbau von Messtechnik in Ortsnetzstationen, der Rollout von SMGW in Haushalten sowie der Einsatz und die Anbindung von BSI-zertifizierten Steuerboxen. Ebenso entscheidend sind die Anschaffung eines leistungsfähigen CLS-Management-Systems und die Einführung des Universalbestellprozesses in den ERP-Systemen. Neben diesen Herausforderungen sind weitere Anpassungen, wie eine Aktualisierung der technischen Anschlussbedingungen (TAB), notwendig. Im Januar 2024 wurde ein FNN-Impuls veröffentlicht, der eine harmonisierte Ausprägung der Relaiskontakte zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen empfiehlt, sofern eine digitale Schnittstelle zur Anbindung an eine Steuerbox noch nicht möglich ist. Damit ist auch eine Lösung für die hohe Anzahl von Bestandsanlagen mit relaisbasierter Signalverarbeitung geschaffen, die auch künftig vom Anlagenbetreiber zur Steuerung verwendet werden kann.

Das beschriebene Bild spiegelt den aktuellen Stand der Gesetzgebung wider und wird aktuell in der deutschen Ener-

giebranche umgesetzt. Es stellt sich die Frage, wie die weitere Entwicklung aussehen könnte und welche Mechanismen erforderlich sind, um flexible Strompreise zu ermöglichen?

### Vom Ad-hoc-Steuern zum „vorausschauenden Steuern“ mit Fahrplänen

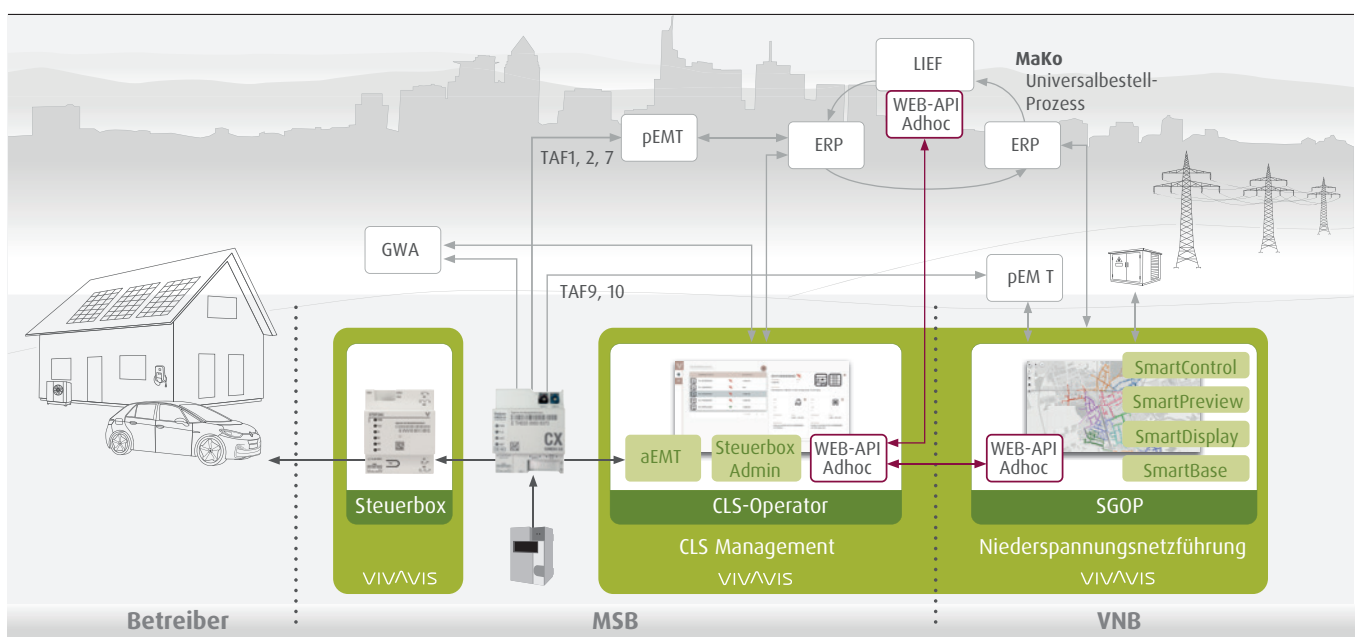
Seit Anfang 2024 dürfen Netzbetreiber kritische Situationen im Niederspannungsnetz entschärfen, indem sie steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der „roten Phase“ unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers dimmen. Dies greift, wenn 80 Prozent der Strombelastbarkeit oder der zulässigen Spannungseinsenkung überschritten werden. Dabei stellt sich die Frage, ob das deutsche Energiesystem von zusätzlichen Maßnahmen profitieren könnte. Während Ad-hoc-Maßnahmen durch ein schnelles Eingreifen in kritischen Situationen eine Netzstabilisierung ermöglichen, könnte die Ergänzung durch „vorausschauende Instrumente“ langfristig zu einer stabileren Netzführung führen.

### Vorausschauende Steuerung durch Fahrpläne

Gemeint ist hiermit, dass basierend auf prognostizierten Netzzuständen im Vorfeld einer kritischen Netzsituation die Unternehmen (ex ante) Maßnahmen durchführen, um die rote Phase und somit verpflichtende Leistungsanpassungen zu vermeiden. Vorausschauende Steuerungen setzen an, bevor eine kritische Netzsituation eintritt. Zur Erreichung des Ziels sind KI-basierte Prognosen und Informationen zu Kundenpräferenzen erforderlich, um Fahrpläne zu erstellen. Diese können den bereits bestehenden Prozesskanal der Ad-hoc-Steuerung nutzen und auf die gleiche technische Infrastruktur sowohl beim Letztverbraucher als auch bei VNB und MSB zurückgreifen.

Eine vorausschauende Steuerung zur freiwilligen Lastverlagerung, die auf Day-Ahead- oder Intraday-Fahrplänen basiert, sollte zukünftig zum Regelfall werden. Hierbei sind die Fristen

## 03 Zusammenspiel zwischen Niederspannungsnetzführung (VNB) und CLS-Management (MSB)



der bestehenden Marktplätze zu berücksichtigen. Anpassungen beziehungsweise Ergänzungen der Regulatorik scheinen dazu für ein bundesweit einheitliches Vorgehen unausweichlich. Die kurzfristigen Ad-hoc-Steuerungen nach Paragraph 14a EnWG im „roten Bereich“ würden dadurch seltener zum Einsatz kommen und sich auf Notfälle beschränken, etwa bei Prognosefehlern in den Fahrplänen oder spontanen Netzsicherstellungen ohne Prognoseanpassungen.

### Vorteile für Letztverbraucher und Lieferanten

Für Letztverbraucher und deren Lieferanten bringen kurzfristige Eingriffe oft Nachteile mit sich: Letztverbraucher verlieren an Nutzungskomfort und Lieferanten sehen sich durch mangelnde Planbarkeit bei der Energiebeschaffung benachteiligt. Eine vorausschauende Steuerung mittels Fahrplänen könnte diese Situation entschärfen und eine sinnvolle Ergänzung zwischen der in diesem Fall netzdienlichen Steuerung nach Paragraph 14a EnWG und präventiven Maßnahmen mit Zeitschaltprofilen hin zu einer systemdienlichen Steuerung darstellen.

Aus der praktischen Umsetzung von ersten Projekten zur vorausschauenden Steuerung hat Vivavis folgende Erkenntnisse für die erfolgreiche zukünftige Umsetzung gewonnen:

- Die Genauigkeit der Day-Ahead- oder Intraday-Fahrpläne ist entscheidend. KI-basierte Prognosen berücksichtigen dabei viele Eingabeparameter. Stammdaten sowie Bewegungsdaten wie Messwerte, Wetterdaten und Kalenderdaten sind essenziell. Nur bei exakten Prognosen und Fahrplänen lassen sich Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Paragraph 14a EnWG vermeiden.
- Die Einbindung von Letztverbrauchern ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Fahrpläne lassen sich durch Rückmeldungen der Flexibilitätsbetreiber weiter optimieren. Ein zentraler Treiber ist das bidirektionale Laden (Vehicle-to-Grid). Das Potenzial der mobilen Speicher ist bereits heute enorm: Mit 1,4 Mio. Elektrofahrzeugen und einer durchschnittlichen Speicherkapazität von 60 kWh pro Fahrzeug ergibt sich ein theoretisches Volumen von rund 84 GWh. Eine App, die Endkunden anzeigt, wann ein Ladevorgang besonders effizient ist, könnte dieses Potenzial gezielt nutzen. Alternativ könnten Nutzer auch angeben, wann das Fahrzeug zur Netzzurückspeisung bereitsteht.

### Ausblick auf 2025

Der Weg zur Implementierung dieser vorausschauenden Instrumente ist vorgezeichnet. Ab dem 1. Januar 2025 sind Lieferanten verpflichtet, dynamische Stromtarife anzubieten, die auf Spotmarktpreisen basieren. Voraussetzung hierfür ist der Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys), um den variablen Arbeitspreis mit dem Letztverbraucher abrechnen zu können.

Parallel dazu müssen Netzbetreiber ab 2025 erstmals zeitvariable Netzentgelte in ihren Preisblättern ausweisen, wie in der Festlegung BK8-22/010-A der Bundesnetzagentur festgelegt. Im Allgemeinen sollen dynamische Netzentgelte – im Gegensatz zu dynamischen Beschaffungspreisen – nicht am Marktpreissignal ausgerichtet werden, sondern an der Auslastung der Stromnetze in einem definierten Gebiet. In anderen euro-

päischen Ländern gibt es diesen Mechanismus bereits, sodass ein „volles Netz“ höhere Netzentgelte zur Folge hat und ein „leeres Netz“ die Netznutzung besonders günstig ermöglicht.

Die beiden dynamisierten Strompreiskomponenten, also Beschaffung und Netzentgelt, können voneinander unabhängig Anreize zum markt- oder systemdienlichen Verhalten auslösen. Verständlicherweise richtet der eigentliche Endkunde sein Verhalten an der Summe aller Strompreiskomponenten aus.

Die Sinnhaftigkeit dieser Dynamisierung unterstreicht die im Januar 2024 veröffentlichte Studie „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen“ der Agora Energiewende. Diese Prognose besagt, dass die Gesamtleistung von Flexibilitäten wie E-Fahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern in Deutschland bis 2035 auf 435 GW ansteigen wird – das Fünffache der Jahreshöchstlast von 2022. Das hieraus resultierende Flexibilitätspotenzial ist enorm. Im Jahr 2023 ist davon auszugehen, dass 100 TWh Stromnachfrage (entspricht 10 % des Gesamtstromverbrauchs) flexibilisiert werden können. Netzausbaukosten lassen sich zeitgleich bis 2035 von 10,5 Mrd. Euro auf 5,8 Mrd. fast halbieren. Selbstverständlich bewirkt die Dynamisierung ebenso niedrigere Stromrechnungen. Haushalte mit dynamischen Tarifen sparen demnach perspektivisch 600 Euro im Jahr und tragen gleichzeitig zum Gelingen der Energiewende bei.

### Fazit

Die gesetzliche Grundlage des netzorientierten Steuerns von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Paragraph 14a EnWG bietet den Rahmen, um die Netzstabilität auch zukünftig im Niederspannungsnetz zu gewährleisten. Während IT-Lösungen wie die Smart Grid Operation Platform (SGOP) bereits wesentliche Bausteine zur Automatisierung des Netzbetriebs liefern, stehen technische Spezifikationen durch Branchenverbände und ihre Implementierung weiterhin im Fokus. Zukünftige Entwicklungen, wie die vorausschauende Steuerung mit Fahrplänen, versprechen eine effizientere Netzführung und schaffen Potenzial für flexible Strompreise. ➡



LUTZ LEHMANN

Jahrgang 1994

- 2014–2018 Duales Studium BWL, Schwerpunkt Energie, BTC AG
- 2018–2020 Master of Science Energiewirtschaft und Informatik
- 2019–2020 Vertriebsingenieur Leitetchnik, PSI Software AG
- 2021–2024 Vertriebsingenieur Asset Management, Caigos GmbH
- seit 2024 Business Development Manager SGOP, Vivavis AG
- ✉ [Lutz.Lehmann@vivavis.com](mailto:Lutz.Lehmann@vivavis.com)



# e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

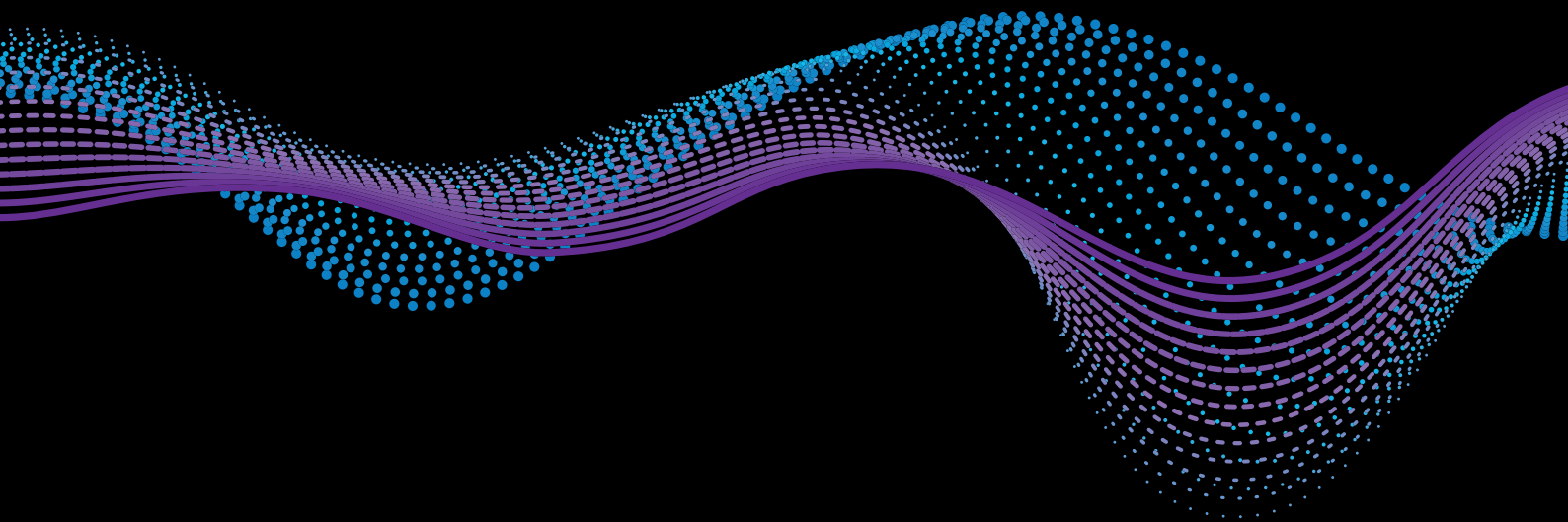
Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

[www.energate.de](http://www.energate.de)



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**  
und erhalten Sie neben der **e|m|w**  
viele weitere exklusive Leistungen!

[www.energate.club](http://www.energate.club)

