

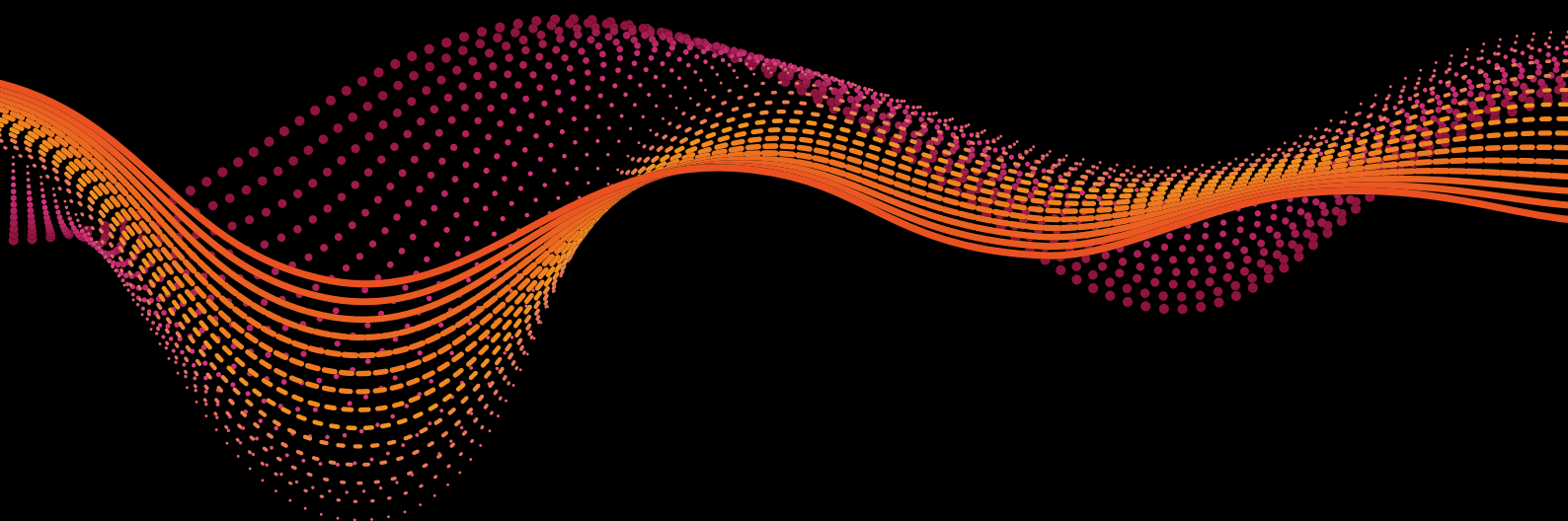
3|23

Ausgabe 3
Juni 2023



e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



8

Schwerpunkt

Sonnige Aussichten mit Solarenergie

8

Interview mit Gunter Erfurt, CEO Meyer Burger

Energie & Infrastruktur

Das dekarbonisierte
Stromsystem

Strategien & Prozesse

Anatomie einer
Cyberattacke

Marktüberblick

Energieeffizienzlösungen

Wissen, was wichtig ist!

Täglich **unabhängige
und verlässliche
Energienachrichten** ZU:

- ✓ Markt & Politik
- ✓ Unternehmen & Personalien
- ✓ Trends & Innovationen

Jetzt kostenlos testen!
www.energate-messenger.de

ener|gate
messenger⁺





Jörg Siefke-Bremkens,
Leitender Redakteur e|m|w

Stefanie Dierks,
Leiterin ener|gate Magazine

Christian Seelos,
Chefredakteur ener|gate Fachverlag

Liebe Leserin, lieber Leser,

Die Solarenergie gilt als eine der Säulen der Energiewende. Doch die einst blühende Branche gedeiht heute in Asien, allen voran in China. Ob und welche Chancen es gibt, sie wieder zurückzuholen, darüber sprachen wir im **Interview mit Gunter Erfurt**, CEO des deutsch-schweizerischen Herstellers von Solarmodulen, Meyer Burger.

Auch die Installation von Solaranlagen will wohl überlegt sein – insbesondere bei großen Freiflächenanlagen. Welche Möglichkeiten der Vermarktung es gibt und welche Rolle Speicher spielen können, lesen Sie in unserem Schwerpunkt **Sonnige Aussichten mit Solarenergie**.

Die Energiepreiskrise brachte vielen Grundversorgern unverhofft neue Kunden. Häufig auch unerwünscht, mussten sie doch entsprechende Mengen nachordern. Anders bei den Stadtwerken Krefeld: Diese setzten die Neukundenakquise selbst während der Krise weiter fort, wie **Smail Zarouali**, Bereichsleiter Vertrieb, im Interview erzählt.

Wir wünschen Ihnen einen sonnigen, aber nicht zu heißen Sommer

A handwritten signature in blue ink that reads "Stefanie Dierks". The signature is written in a cursive, flowing style.

Stefanie Dierks
Leiterin ener|gate Magazine

Inhalt

Ausgabe 3|23

Kommentar

- 6 Flexibilität für das Stromsystem der Zukunft**
von Dr. Simone Peter, Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) e.V.

Schwerpunkt

Sonnige Aussichten mit Solarenergie

- 8 Interview**
mit Gunter Erfurt, CEO Meyer Burger
»Europa bestraft alle verbliebenen europäischen Solarhersteller«
- 13 Wenn Sonne zu Wärme wird**
von Charlotte Brauns
- 14 PV-Parks mit Großbatteriespeichern**
von Claudia Günther und Max Fydrich
- 18 Rekordjahr 2022 im Speichermarkt**
von Jan Figgenger, Christopher Hecht und Prof. Dirk Uwe Sauer
- 22 Stichwort: ESG in der Solarindustrie**
von Christian Franz

Energie & Infrastruktur

- 24 Raumbezogene Kommunikation schützt Mensch und Rohr**
von Tomas Matela, Jens Focke und Markus Heinrich
- 27 Personalnews**
- 28 Effiziente Wärmenetze**
von Johannes Hirning und Katja Rösch
- 32 Das dekarbonisierte Stromsystem**
von Dr. Florian Haslauer und Martin Selter



Die Solarenergie ist eine der tragenden Säulen der Energiewende. Doch wann rechnen sich Projekte auch wirtschaftlich? Und welche Rolle spielen Speicher? Das erfahren Sie in unserem Schwerpunkt „Sonnige Aussichten mit Solarenergie“.



8

Meyer Burger ist einer der letzten verbliebenen europäischen Hersteller von Solarmodulen. Ein Interview mit CEO **Gunter Erfurt** über die Gefahren von Abhängigkeiten, internationalem Wettbewerb und Industriepolitik.

In einer immer stärker vernetzten Welt steigen die **Gefahren von Cyberattacken.**

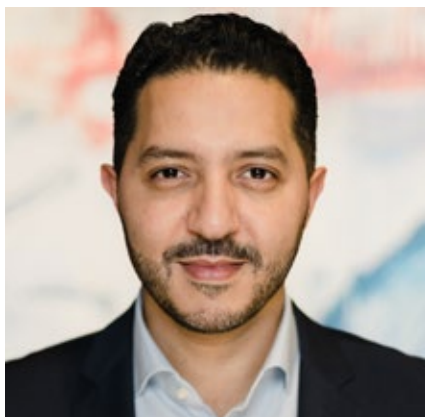
39





42

Gutes Personal wird knapp.
Ein Grund, warum Ü50er
für Unternehmen an
Attraktivität gewinnen.



Neukunden-
akquise trotz Krise
– warum und
wie erzählt
Smail Zarouali,
Bereichsleiter
Vertrieb der Stadt-
werke Krefeld.

36

Strategien & Prozesse

36 Interview
mit Smail Zarouali, Bereichsleiter Vertrieb,
Stadtwerke Krefeld
»Wir sind in ein planbares Risiko
gegangen.«

39 Anatomie einer Cyberattacke
von Tim Berghoff

42 Age Influencer gesucht
von Anja Sturm

Trends & Innovationen

44 Stromnetz stabilisieren mit E-Autos
von Marcus Fendt

47 Aus der Redaktion

Marktüberblick

48 Energieeffizienzlösungen

50 Impressum & Ausblick

e|m/w persönlich

51 Dr. Götz Brühl
Geschäftsführer, Stadtwerke Rosenheim

Flexibilität für das Stromsystem der Zukunft

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) erarbeitet derzeit ein Marktdesign, das an die Bedürfnisse der Erneuerbaren Energien anzupassen ist. Die fluktuierende Stromerzeugung aus einem schnell wachsenden Wind- und Solaranlagenpark muss sinnvoll ausgeglichen, Fehlanreize im Stromsystem beendet und die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren gesichert werden. Eine Flexibilitätsstrategie ist deshalb mit der PKNS zu verzahnen.

✎ Von **Dr. Simone Peter**, Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) e.V.

Das bisher auf fossile Großkraftwerke ausgerichtete Strommarktdesign steht dem Ausbau der Erneuerbaren Energien entgegen, denn Fehlanreize wie die Pönalisierung der Erneuerbaren bei negativen Strompreisen oder die Abschaltung statt der Nutzung von Erneuerbaren entziehen diesen die betriebswirtschaftliche Grundlage. Deswegen sind künftig Anreize für eine flexible Bereitstellung von Strom auf der Angebots- und Nachfrageseite zu setzen und die wachsende Systemverantwortung und strompreissenkende Wirkung der Erneuerbaren zu nutzen.

Das klimaneutrale Stromsystem ist dezentral und flexibel

Steuerbare Elemente auf der Erzeuger- und auch auf der Verbraucherseite können ausreichend Flexibilität bereitstellen. Dies muss auch bei der von der Bundesregierung geplanten Kraftwerksstrategie berücksichtigt werden. Denn eine überwiegend auf zentrale Kraftwerksstrukturen fokussierte Strategie passt nicht zu einem dezentral angelegten klimaneutralen Stromsystem. Sie kommt bei langen Genehmigungszeiten vielleicht auch schon zu spät, denn der Anteil von Wind und PV wird schnell zunehmen, wenn die in Wind- und PV-Gipfeln angestrebte Strategie jetzt in konkrete Maßnahmen umgesetzt wird.

PV und Wind entfesseln

Bei der PV wirken die von der Ampelregierung im letzten Jahr umgesetzten

Maßnahmen bereits. Im ersten Quartal 2023 war die Nachfrage nach Photovoltaikanlagen so hoch wie nie, nun sollen weitere Hindernisse beim Markt-, Flächen- und Netzzugang abgebaut und Prozesse beschleunigt werden. Schlechter ist die Situation noch bei der Windenergie. Zwar steigt auch hier die Zahl der Genehmigungen deutlich, doch viele Hürden bestehen weiter. Zudem sind es nur vier Bundesländer, die den Zuwachs tragen. 8,7 Gigawatt (GW) an fertig geplanten Projekten stecken in zähen Genehmigungsverfahren fest, beim Repowering schlummern sogar 45 Gigawatt, die in den nächsten drei Jahren realisiert werden könnten. Dafür sind die Auflagen des Bundesimmissionsschutzgesetzes zu entschlacken. Zusammen mit bauplanungs- und naturschutzrechtlichen Erleichterungen wäre so die dringend benötigte schnellere Flächenausweisung möglich.

Das erneuerbare Back-up steht bereit

Als flexibel steuerbares Back-up stehen derzeit mehr als 9.000 Biogasanlagen und 7.000 Wasserkraftanlagen bereit. Dazu kommen grüne KWK-Anlagen, Speicher und leistungsstarke PtX-Turbinen, aber auch das immer noch unterschätzte Lastmanagement. Allein die Bioenergie könnte künftig zwischen 18 bis 27 Gigawatt gesicherte flexible Leistung bereitstellen. Statt die Kraftwerksstrategie jetzt überhastet zu beschließen, sollte im Rahmen der PKNS

eine ganzheitliche Flexibilitätsstrategie erarbeitet werden, die die Möglichkeiten der regional umgesetzten Energiewende nutzt. ✎



DR. SIMONE PETER

Jahrgang 1965

- 1994–2000 Promotion am Lehrstuhl für Mikrobiologie, Universität des Saarlandes
- 2001–2004 wissenschaftliche Mitarbeiterin, Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e.V. (EUROSOLAR), Bonn:
- 2009–2012 Ministerin für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlandes in den Kabinetten Müller III und Kramp-Karrenbauer I, Saarbrücken
- 2013–2018 Bundesvorsitzende von Bündnis90/Die Grünen, Berlin
- seit 2018 Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Berlin

Let's **start** with



Wir machen BESS – stationäre Energiespeicher von höchster Qualität. Denn sichere, langlebige und hocheffiziente Batterien sind der Grundpfeiler für ein stabiles Netz und günstige Energie. Neugierig?

Treffen Sie uns auf „THE smarter E“ vom 14 bis 16 Juni in München, Halle C2 Stand 520.



Interview mit **Gunter Erfurt**, CEO, Meyer Burger

»Europa bestraft alle verbliebenen europäischen Solarhersteller.«

In der Vergangenheit produzierten deutsche Unternehmen Solarprodukte für die Welt. Doch dann übernahmen chinesische Hersteller den Markt. Ein Fehler, der wieder rückgängig gemacht werden muss, sagt Gunter Erfurt, CEO des schweizerisch-deutschen Solarherstellers Meyer Burger. Mit Meyer Burger leben Areale im deutschen Solar Valley in Bitterfeld-Wolfen wieder neu auf. Hier fertigt der Hersteller seine Solarzellen, in Freiberg baut er Module zusammen. Ein Interview über die Gefahren von Abhängigkeiten, internationalem Wettbewerb und Industriepolitik von energate-Redakteurin Katharina Johannsen.



e|m|w:

Europa will unabhängiger von China werden und eine eigene Solarindustrie wiederaufbauen. Wie unabhängig ist Meyer Burger selbst von China?

Erfurt:

Als einziger Massensolarhersteller außerhalb Asiens haben wir an sich schon ein Stück Unabhängigkeit geschaffen. Die wesentlichen Maschinen bauen wir selbst. Wenn wir welche zukaufen, dann von europäischen Herstellern. Seit dem Aufbau unserer eigenen Solarzellen- und Modulfertigung vor drei Jahren arbeiten wir an der Unabhängigkeit unserer Lieferketten von China und sind schon recht weit damit gekommen.

e|m|w:

Bei welchen Komponenten gibt es europäische Abhängigkeiten?

Erfurt:

Die Achillesverse einer Wiedergeburt der europäischen Solarindustrie ist der

Franz Ortlepp, Leiter CIP für Technik & Prozesse, erklärt der energate-Redakteurin Katharina Johannsen die einzelnen Produktionsschritte. (Foto: Meyer Burger/Jonas Benkert)



Solarwafer. Das absurde daran ist, dass Meyer Burger die Drahtsäge-Technologie erfunden hat. Vor der Jahrtausendwende haben wir Drahtsägen für die Halbleiterindustrie entwickelt, die Anfang der 2000er in die Solarindustrie gingen. Deutschland war mit Solarworld als größtem Waferhersteller der Welt führend. Jetzt ist das fast alles in China. Auch diesen Teil der Wertschöpfung müssen wir wieder in Europa ansiedeln. Mit zwei norwegischen Herstellern gibt es in Europa zum Glück zwei „letzte Mohikaner“, von denen wir auch Wafer beziehen, auch indische Firmen steigen ein und in den USA gibt es Ankündigungen.

e|n|w:
Wie hoch ist der Anteil der Wafer, die Sie aus Norwegen beziehen?

Erfurt:
Mehr als die Hälfte der Wafer kommt noch aus China, aber der Anteil norwegischer Wafer in unserer Produktion ist schon signifikant. Das Grundmaterial für Wafer, Silizium, sind Quarzite und die gibt es auf der ganzen Welt. Viele Kapazitäten sind zwar in China, aber es ist kein seltenes Material, es wird sogar in Deutschland abgebaut. Unsere Waferhersteller beziehen Silizium unter anderem vom deutschen Chemieunternehmen Wacker.

e|n|w:
Und der norwegische Anteil soll auf die vollumfängliche Produktion anwachsen?

Erfurt:
Das ist denkbar. Es gibt eben auch mittlerweile Waferlieferanten außerhalb von Europa, die nicht unter chinesischer Kontrolle stehen, etwa in Malaysia. Der Markt sortiert sich derzeit neu. Wir müssen nicht im 20-Kilometer-Umkreis von Bitterfeld-Wolfen einkaufen, wir wollen nur strategisch gesicherte

Lieferketten. Wir setzen auf höchste Qualität und eine transparente Herstellung.

e|n|w:
Woher bekommen Sie die Transparenz?

Erfurt:
Wir kaufen bei Unternehmen ein, die Produkte ohne Zwangsarbeit, Kohlestrom oder lange Transportwege herstellen. Es gibt auch in China Unternehmen, die das nachweisen können. Dennoch fühlen wir uns wohler, wenn wir auf vertrauensvolle Weise Geschäfte in einem Gesetzesrahmen machen, der unethische Praktiken verhindert. In China ist das nicht immer transparent. Komponenten, wie Solarglas, Draht- und Verbindungstechnik oder Silberpaste beziehen wir bereits auch aus Europa und Japan.

»» China könnte die Welt erpressen.«

e|n|w:
Bedeutet sichere Lieferketten für Sie, keine Beziehungen zu chinesischen Unternehmen zu unterhalten?

Erfurt:
Nein, definitiv nicht – wir stehen zu einer globalisierten und arbeitsteiligen Wirtschaftswelt. Es ist aber nie gut, wenn ein Land und ein politisches System eine Industrie dominieren. Allein aus Wettbewerbssicht muss es verschiedene Lieferanten geben. Sonst entstehen Abhängigkeiten. China dominiert heutzutage praktisch zu 100 Prozent die Solarwelt. Das ist nicht gesund. China könnte heute entscheiden, dass die Energiewende in Deutschland beendet wird. Sie könnten einfach keine Module mehr liefern. China könnte die Welt erpressen, weil es bis dato keine wirkliche Alternative mehr bzw. noch



Mitarbeitende überwachen die Maschinen in der Zellfertigung in Thalheim/Bitterfeld-Wolfen.

nicht wieder gibt. So krass waren nicht einmal die Abhängigkeiten von russischem Erdgas. Bei Solar, dem Energieträger der Zukunft, ist das ein Unding und ein absolutes Armutszeugnis darüber, wie wenig wir in der Lage sind, in Europa strategisch und volkswirtschaftlich zu denken.

e|m|w:
Nutzt China seine Machtposition schon jetzt aus?

Erfurt:
China verkauft Solarmodule seit Jahren unter Herstellkosten, auch derzeit im Jahr 2023 wieder. Die Preise, zu denen Solarmodule heute verkauft werden, decken bei vielen Unternehmen in China die Herstellungskosten nicht. Die Produktion wird subventioniert, viele Abnehmerländer tappen in diese Falle. Es ist ein ähnlicher Ansatz, den Russland verfolgt hat: mit billigem Erdgas Abhängigkeiten schaffen. Abhängigkeiten sind viel mehr wert, als Geld mit einer Industrie zu verdienen. Die Chinesen sind sehr clever gewesen, als sie vor 15 Jahren die Strategie entworfen haben, die komplette Wertschöpfung der Solarindustrie ins eigene Land zu holen.

» Anlagen nach China zu verkaufen, war ein strategischer Fehler.«

e|m|w:
Meyer Burger hat selbst Anlagen nach China verkauft. War das ein Fehler?

Erfurt:
Ja, das war aus heutiger Sicht ein strategischer Fehler. Meyer Burger hat phasenweise gut daran verdient, aber es hat sich nicht zu einem nachhaltigen Geschäft entwickeln können. Wenn Europa sich jetzt nicht schnell positioniert, dann besteht die Gefahr, dass nach dem Auswandern der Solarindustrie nach China, das Gleiche nochmals in Richtung USA passieren wird. Noch gibt es in den USA keine Lieferketten, doch das technologische Know-how könnte mit dem Inflation Reduction Act noch ein weiteres Mal aus Europa und insbesondere aus Deutschland und der Schweiz abwandern. Am Ende würden wir mit China, den USA und auch Indien drei Weltmächte großgemacht haben und selbst mit leeren Händen dastehen.

e|m|w:
In Arizona in den USA baut Meyer Burger eine Modulfabrik. Inwiefern profitieren Sie von dem Inflation Reduction Act?

Erfurt:
Wir bauen in Deutschland und den USA insgesamt Produktionskapazitäten von 3,4 GW auf. 60 Prozent der Module

werden wir in den USA fertigen. Der Inflation Reduction Act ermöglicht Steuergutschriften für Meyer Burger von bis zu 140 Mio. Dollar pro Jahr. Bis 2029 ergäben das ca. 720 Mio. Dollar. Egal wie viele Register die EU zieht, sie wird mit ihrem bislang kommunizierten Ansatz die amerikanischen Förderinstrumente nicht einholen. Da fragen manche unserer Investoren zu Recht, was ein Cleantech-Unternehmen wie wir noch in Europa macht. Wir sind aber optimistisch, dass in Europa den großen Worten Taten folgen.

e|m|w:

Reichen Ihnen die Ideen für eine europäische Solarstrategie aus, um dagegen zu halten?

Erfurt:

Europa hat es als strategisches Problem erkannt und das ist schon einmal gut. Vom Erkennen der Problematik bis zur Umsetzung dauert es aber viel zu lange. Vor über einem Jahr hat die EU-Kommissarin für Energie, Kadri Simson, das Ziel formuliert, die Solarindustrie zurück nach Europa zu holen, „whatever it takes“. Und was ist seitdem passiert? Leider nichts Nutzbares. Zwar ist es seit Kurzem den Mitgliedsstaaten beihilferechtlich erlaubt, Cleantech-Industrien wie Solar zu fördern. Damit gibt es aber bislang noch lange keine tatsächlichen Förderungen für uns.

e|m|w:

Wie viel Zeit haben wir noch?

Erfurt:

Es ist schon zehn nach zwölf. Wenn im zweiten Quartal 2023 nichts passiert, müssen wir Entscheidungen treffen. Denn viel mehr noch als eine ausbleibende Förderung gibt es hier eine Verhinderungspolitik für die Solarindustrie. Europa bestraft alle verbliebenen europäischen Solarhersteller und uns besonders – weil wir so eine hohe Wertschöpfungstiefe haben – dafür, dass wir in Europa produzieren. Für sämtliche Komponenten, die wir nicht aus der EU beziehen, die wir gar nicht aus der EU beziehen können, weil es nach dem Zerfall der Solarindustrie ab 2012 die Firmen hier nicht mehr gibt, die diese anbieten, zahlen wir jeden Monat Zölle in erheblichen Mengen. China importiert die fertigen Module oder Lamine im Gegensatz zu uns in die EU hingegen komplett barrierefrei. Das ist fairer Wettbewerb?

e|m|w:

Für welche Komponenten gilt das?

Erfurt:

Für alle Komponenten, die wir aus Nicht-EU-Ländern beziehen, z.B. Silberpaste.

e|m|w:

Sie fordern also eine Zollbefreiung für Ihre Importe?

Erfurt:

Entweder gibt es Zölle für niemanden oder für alle. Aber es kann nicht sein, dass man mit dieser Zollpolitik europäische Wertschöpfung schwächt. Ein anderes Beispiel ist die Elektroschrottverordnung. In den chinesischen Modulen ist um-



Fotos: © Meyer Burger/Jonas Benkert

weltschädliches Blei enthalten, weswegen sie nicht nach den Richtlinien für Elektroschrott entsorgt werden können. Die EU hat daher eine Ausnahme für die asiatische Ware geschaffen. Meyer Burger nimmt Recyclingfähigkeit sehr ernst, wir verwenden kein Blei. Das interessiert aber niemanden. Die ehrlich in Europa produzierenden Hersteller arbeiten unter deutlich schwierigeren Wettbewerbsbedingungen.

e|m|w:

Kann Europa überhaupt noch Standards setzen?

» Europa braucht mindestens so viel Solarindustrie, dass es sich nicht lohnt, strategische Spielchen mit uns zu spielen.«

Erfurt:

Derzeit ist ein Label in der Diskussion. Wenn ein ganzer Kontinent zu 100 Prozent von China abhängig ist, kann man Regeln aufstellen, wie man will, China muss sich dem nicht fügen. Solche Standards zu etablieren, funktioniert nur über eine eigene Industrie. Nur mit eigenen Produktionskapazitäten in kritischen Größenordnungen kann man China unter Druck setzen. Europa muss nicht seinen gesamten Solarbedarf selbst produzieren, aber mindestens so viel, dass es sich für andere Staaten nicht lohnt, strategische Spielchen mit Europa zu spielen.

e|m|w:

Wie schnell könnte Meyer Burger weitere Kapazitäten in Europa aufbauen?

Erfurt:

Das ist eine Frage der Vorbereitung von Lieferketten und der Ambitionen. Für das Werk in Thalheim mit 1,4 GW brauchen wir drei Jahre. Wir könnten sehr einfach auf mindestens 2,5 GW pro Jahr aufstocken. In China kann ein Unternehmen pro Jahr 50 GW zubauen, dort ist das perfekt organisiert. Auch in China müssen Unternehmen Bauanträge stellen und Umweltauflagen einhalten. Sie können aber gleichzeitig mit dem Bau beginnen, etwa so wie es Tesla in Brandenburg gemacht hat. Warum würde das nicht auch für Solarfabriken funktionieren? Dadurch würde man viel Zeit gewinnen.

e|m|w:

Das Schnellverfahren für Tesla kam in der lokalen Bevölkerung nicht gut an. Das Werk hat einen riesigen Wasserverbrauch...

Erfurt:

Das sind zwei getrennte Paar Schuhe. Im Solarbereich gibt es keinen derartigen Wasserverbrauch. Wir verbrauchen wenig Strom und Wasser, verursachen kaum Abwasser, übrigens auch viel weniger als die chinesischen Hersteller. Unsere Anforderungen sind spartanisch. Im Solarbereich würde man mit einem parallelen Bau zu den Genehmigungen kein Risiko eingehen.

e|m|w:

Bei Neubestellungen von Solarmodulen gibt es teilweise lange Wartezeiten. Wie lange wartet man auf ein Modul von Meyer Burger?

Erfurt:

Das bekommt man sofort, wir sind mittlerweile komplett lieferfähig, die Produktion schnurrt. Heute produzieren wir 6.000 Module am Tag. Wer Meyer Burger will, bekommt Meyer Burger.

e|m|w:

Als Premiumhersteller betont Meyer Burger, sich dem Wettbewerb entziehen zu können. Gleichzeitig haben Sie Preissenkungen angekündigt. Wie passt das zusammen?

Erfurt:

Wir haben noch nie behauptet, dass wir uns „dem Wettbewerb entziehen“ können. Das kann niemand und es wäre weltfremd. Die Modulpreise stiegen ab 2021 auf ein sehr hohes Niveau, weil Polysilizium sehr teuer wurde. Jetzt gehen diese Preise wieder runter, damit fallen auch die Solarmodulpreise. Dem Trend wollen wir uns nicht entziehen. Preise fallen jedoch derzeit irrational stärker als die Waferpreise. Die Vermutung liegt nahe, dass es sich um eine gezielte Dumpingaktion handelt.

e|m|w:

Um wie viel stiegen die Preise?

Erfurt:

Die Waferpreise sind zwischenzeitlich um das 2,5-fache gestiegen. Als wir angefangen haben zu produzieren, haben wir 40 Cent pro Stück bezahlt und zwischenzeitlich fast 1 Dollar. Jetzt gehen die Preise auf 70 bis 80 Cent runter.

e|m|w:

Ist Meyer Burger auf dem Pekinger Radar als gefährdende Konkurrenz für die Solardominanz?

Erfurt:

Ich will uns mit den 0,4 Prozent Weltmarktanteil nicht überhöhen, aber ich weiß, dass in China über uns geredet wird. Alles was wir wollen, ist fairer Wettbewerb – der ist momentan nicht immer gegeben.

e|m|w:

Herr Erfurt, ich danke Ihnen für das Gespräch. <

► Meyer Burger Unternehmensbeschreibung

Der Solarhersteller Meyer Burger deckt beinahe die gesamte Wertschöpfungskette der Solarindustrie ab. Angefangen hat das Schweizer Unternehmen als Maschinenbauer, er belieferte die deutsche Solarindustrie und exportierte auch ins chinesische Ausland. 2020 folgte der strategische Umschwung. Mittlerweile nutzt Meyer Burger die Maschinen für sich selbst. Im Solar Valley in Bitterfeld-Wolfen produziert das Unternehmen die Solarzellen, im sächsischen Freiberg stellen die Schweizer Module her. Die Produktion soll demnächst kräftig weiter wachsen. Eine weitere Fabrik für Solarzellen baut Meyer Burger derzeit auf, weitere Kapazitäten sind in Überlegung. Doch nicht nur in Europa, auch in den USA baut Meyer Burger seine Produktion aus. Im US-Bundesstaat Arizona werden aus den hier gefertigten Zellen ebenfalls Solarmodule.

GUNTER ERFURT

Jahrgang 1973

-
- 2006–2011 Planning und Investment, Solarworld AG, bzw. Solarworld Industries America LLC
 - 2011–2015 Geschäftsführer, Solarworld Innovations
 - 2015–2017 Geschäftsführer, Meyer Burger (Germany) AG
 - 2017–2020 COO und CTO, Meyer Burger Technology AG
 - seit 2020 CEO, Meyer Burger Technology AG

Wenn Sonne zu Wärme wird

✎ Von **Charlotte Brauns**, Bundesverband Solarwirtschaft e. V.

Das sogenannte „Heizungsgesetz“ (GEG) wird gerade von allen Seiten heiß diskutiert: Vor allem der Fakt, dass mindestens 65 Prozent der Wärme nach einem Heizungstausch erneuerbar sein müssen. Vom Zwang zur Wärmepumpe ist die Rede, von der Solarthermie wird leider selten gesprochen. Dabei bietet sie viele Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung.

Mindestens 20 Prozent des Wärmebedarfes eines Hauses können solarthermisch, also brennstoffkostenfrei, über das Jahr erzeugt werden. Ein Kinderspiel also. Und dieser Anteil ist nach oben beliebig steigerbar – sogenannte Solaraktivhäuser nutzen bis zu 95 Prozent Sonnenwärme. An besonders kalten, bewölkten Wintertagen liefert ein kleiner Holzofen die letzten 5 Prozent. Möglich macht dies eine ausreichend dimensionierte Kollektorfläche auf dem Dach sowie ein großer Wärmespeicher im Keller.

Aber auch jenseits der Solaraktivhäuser ermöglichen Solarthermieanlagen kombiniert mit Wärmespeichern eine sichere, preiswerte und vor allem auch preisstabile Wärmeversorgung für Wohngebäude. Einmal installiert, liefert die Anlage im Schnitt 25 Jahre lang zuverlässig Wärme, unabhängig von Strom- und Gaskosten sowie vom stetig steigenden CO₂-Preis.

Selbstverständlich ist es immer möglich, Solarthermie ergänzend zu den weiteren Erfüllungsoptionen einzusetzen. Dies ist immer sinnvoll, denn jede eingesparte Kilowattstunde im Sommer hilft über den Winter. Im Klartext: Das Gas, das wir im Sommer nicht verbrennen müssen, zum Beispiel um zu duschen, kann für den Winter eingespeichert werden.

Allerdings wird der zusätzliche Nutzen, den die Solarenergie (sei es Solarthermie oder Photovoltaik zur Warmwasserbereitung) bringt, im GEG-Entwurf gar nicht gewürdigt. Wer seine Wärmepumpe mit 100 Prozent Netzstrom betreibt, hat das Gesetz genauso erfüllt wie jemand, der sein Warmwasser den ganzen Sommer über solarthermisch erwärmt und somit die Wärmepumpe ausgeschaltet lassen kann.

Mehr Effizienz und geringere Kosten

Solarthermie ist ein Effizienzbooster und Kostendämpfer für alle auf dem Markt befindlichen Heizsysteme. Da sie jedoch in vielen Fällen alleine die 65 Prozent nicht erreichen kann – weil der Wärmebedarf des Gebäudes zu hoch ist, weil die Dachfläche nicht ausreicht oder durch Photovoltaik teilweise bereits belegt ist, weil kein Platz für einen ausreichend großen Wärmespeicher vorhanden ist – braucht sie eine zweite Technologie zur Unterstützung. Im Fall der Wärmepumpe oder auch des Anschlusses an ein Wärmenetz ist die Solarthermie für die Erfüllung des GEG nicht notwendig, diese schaffen die Anforderung auch so.

Es gibt jedoch durchaus Heizsysteme, in denen die Solarthermie tatsächlich das „Zünglein an der Waage“ für die 65 Prozent-Anforderung ist, nämlich die Kombination aus (Bio)gas und Solarthermie, perspektivisch unter Umständen auch Wasserstoff und Solarthermie. Denn je mehr Solarthermie im Heizsystem kostenlose Wärme liefert, desto weniger Biogas oder H₂ wird benötigt, um auf insgesamt 65 Prozent regenerative Wärme zu kommen.

Fazit

Bei den zu erwartenden Preisen, nicht nur für Biogas und Wasserstoff, sondern auch weiterhin für Erdgas – dank des ab 2027 deutlich steigenden CO₂-Preises –, sollte es hochattraktiv sein, in Heizsystemen so viel Solarthermie wie möglich einzukoppeln, und zwar nicht nur auf dem Papier, um ein Gesetz zu erfüllen, sondern als ganz reale Kostenbremse für diejenigen Verbraucher:innen, die aus den verschiedensten Gründen ihre Brennwertkessel weiterlaufen lassen wollen oder weiter betreiben müssen. ☞



CHARLOTTE BRAUNS

Jahrgang 1982

- Studium der Soziologie; Freie Universität Berlin
- 2009–2019 wissenschaftliche Mitarbeiterin Ulrich Kelber, MdB
- seit 2019 Referentin Politik und Solartechnik, BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V.



PV-Parks mit

Großbatteriespeichern

EEG-Innovationsausschreibungen auf dem Prüfstand

Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit angeschlossenem Großbatteriespeicher sind durch ihre Systemdienlichkeit für das Stromnetz ein zukunftssträchtiges Modell. Die Förderbedingungen für solche Anlagenkombinationen weisen jedoch einige Probleme auf, die den Ausbau derzeit hemmen. Für Entwickler gibt es aber auch Alternativen zur Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

✎ Von **Claudia Günther**, Senior Associate, und **Max Fydrich**, Associate,
Aurora Energy Research

Großbatteriespeicher sind seit Beginn der Energiepreiskrise stark in den Fokus gerückt, da sie aufgrund der erhöhten Strompreisvolatilität sowie wegen des hohen Preisniveaus auf den Regelmärkten zurzeit besonders rentabel sind. Auch wenn die Spitzenpreise auf den Energiemärkten voraussichtlich nur ein temporäres Phänomen sind, wird voraussichtlich das Interesse an Großbatteriespeichern anhalten.

Dafür spricht einerseits, dass die Transformation unseres Energiesystems hin zur Klimaneutralität in Zukunft zwingend Speicher erfordert. Dabei werden Großbatteriespeicher aufgrund ihrer vielfältigen Einsatzmöglichkeiten eine wichtige Rolle einnehmen. Insbesondere für die Integration von erneuerbaren Energien (EE) wie Photovoltaik (PV)-Parks sind Batteriespeicher nützlich: Sie können zum einen die Abregelung von Grünstrom verringern, zum anderen in Zeiten hoher Erträge aus Sonne und Wind regional das Stromnetz entlasten und außerdem Dienstleistungen für die Systemsicherheit erbringen. Besonders wichtig ist dabei, dass sie volatilen erneuerbaren Strom in Zeiten von Knappheit verfügbar machen.

» Trotz der höheren Maximalgebotswerte ist keine grundlegende Trendumkehr bei den Ausschreibungen zu erwarten.

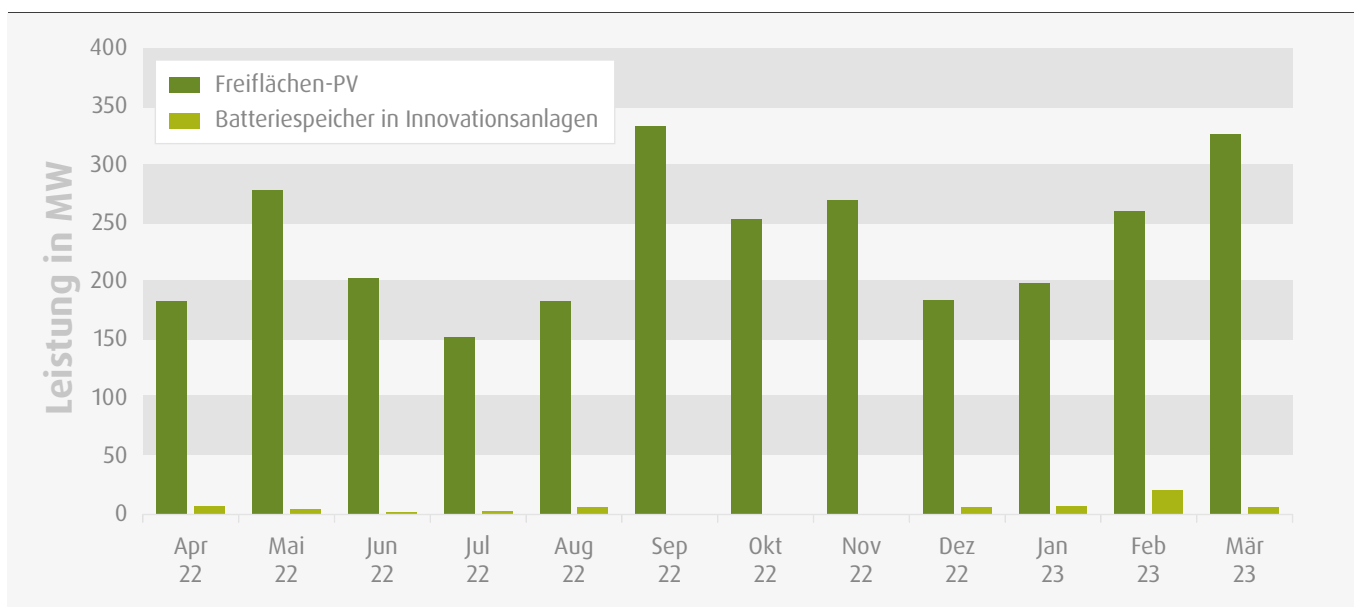
Andererseits bringt die Kombination von Batteriespeichern und PV-Parks auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht Vorteile. Denn gegenüber getrennten Einzelanlagen lassen sich damit sowohl beim Netzanschluss als auch im Betrieb Kosten sparen und so die Projektrentabilität heben. Für Anlagen, die im Rahmen des EEGs gefördert werden, ist zudem die Vermeidung von Erlösausfall in Zeiten negativer Preisstunden ein wichtiges Thema.

Kombinationsanlagen sind für Entwickler von PV-Parks also interessant und könnten in Zukunft noch an Attraktivität gewinnen. So geht auch der Szenariorahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans davon aus, dass ab 2030 ca. 10 Prozent aller neuen EE-Anlagen mit einem Großbatteriespeicher ausgerüstet sind und dass dieser Anteil bis 2040 auf 25 Prozent ansteigt. Der Blick auf die aktuellen Ausbautzahlen zeigt allerdings, dass solche Projekte bisher immer noch die Ausnahme sind. Dass sich das Konzept bisher nicht durchsetzen konnte, liegt daran, dass es erhebliche Mehrkosten verursacht und zusätzlichen Planungsaufwand bedeutet. Zudem ist die Bewirtschaftung der Kombinationsanlagen – bei Einbezug der Regelmärkte – kompliziert.

Innovationsausschreibungen als Startschuss für kombinierte Anlagen

Unsere Analysen auf Basis des Marktstammdatenregisters zeigen, dass in Deutschland im März 2023 etwa 65 MW Speicherleistung in kombinierten Anlagen verfügbar waren, die aus den Innovationsauktionen hervorgegangen sind (siehe Abb. 1). Mindestens 80 weitere Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 242 MW befanden sich in der Konstruktions- oder Planungsphase. Aktuell gibt es also erst wenige kombinierte Anlagen und die Mehrheit davon kam im Rahmen der Innovationsausschreibungen ans Netz. Diese Förderung war anfänglich sehr attraktiv: Anlagen, die bis zur Auktion im April 2022 einen Zuschlag erhielten, bekommen eine fixe Marktprämie für den ins Netz eingespeisten Strom – zusätzlich zu den regulären Vermarktungserlösen und unabhängig vom monatlichen Marktwert des Stroms. Da dieser Zusatzerlös mit bis zu 7,4 ct/kWh recht großzügig ausfällt, können die Betreiber die Investitionskosten für den Speicher leicht wieder einspielen – ein erfolgreicher Startschuss also für kombinierte Anlagen. Es ist allerdings naheliegend, dass in der Praxis nicht das volle Speicherpotenzial dieser Anlagen genutzt wird: zum einen, weil die Bewirtschaftung der Speicher im EEG gesetzlich stark

01 Zubau von PV-Parks und Batteriespeichern in Deutschland während der vergangenen zwölf Monate auf Basis des Marktstammdatenregisters



eingeschränkt ist, zum anderen aber auch, weil man auf die möglichen Zusatzeinnahmen aus der komplexen Speicherbewirtschaftung gar nicht angewiesen ist.

» Es bedarf einer neuen Förderlandschaft, die Anreize zum systemdienlichen Betrieb von Batterien setzt.

Seit Dezember 2022 sieht die Förderung statt der fixen eine gleitende Marktprämie vor, wie sie auch aus anderen EEG-Auktionen bekannt ist. Dabei liegt der Maximalgebotswert in den Auktionen jedoch mit 7,4 ct/kWh recht niedrig, unterhalb der Stromgestehungskosten von aktuell etwa 8-11 ct/kWh. Die Folge war, dass in der Auktion vom Dezember 2022 erstmals nur ein einziges Gebot einging und die Auktion somit zum Misserfolg wurde. Die anstehenden Auktionen 2023 sehen eine Anhebung der Maximalgebotswerte um 25 % vor. Allerdings ist dadurch keine generelle Trendumkehr zu erwarten, da die bestehenden Förderbedingungen weitere Probleme aufweisen.

Aktuelle Förderbedingungen sind volkswirtschaftlich nicht sinnvoll

Ein wichtiges Hindernis ist das faktische Verbot der Ladung aus dem Netz, denn Innovationsanlagen dürfen ihre Batterien nur mit Solarstrom laden. Dieses Verbot verhindert sowohl die Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität für das Stromnetz als auch zusätzliche Arbitrageerlöse aus dem Day-ahead- und Intraday-Markt für die Anlagenbetreiber. Außerdem ist durch das Netzladeverbot die Teilnahme an vielen Regelenergie- und Regelleistungsmärkten mit hohen potenziellen Zusatzerlösen nicht möglich oder zumindest deutlich erschwert. Typischerweise durchlaufen Batterien im Innovationssegment etwas weniger als einen Ladezyklus pro Tag, da sie nur mit Solarstrom aufgeladen werden können. Ein zusätzlich möglicher Ladezyklus der Batterie, beispielsweise in der Nacht, wenn meist niedrigere Strompreise locken, fällt weg. Im Umkehrschluss heißt das: Durch die Innovationsausschreibungen werden teure Batterien gefördert, die weniger genutzt werden als es aus Systemsicht und somit volkswirtschaftlich sinnvoll wäre.

Man könnte meinen, dass die Aufhebung des Netzladeverbots diesen Mangel beseitigen würde, allerdings stünde dies im Konflikt mit dem Grünstromgebot, das ein zentrales Leitmotiv des EEGs darstellt: Das Gebot schließt eine Förderung von Anlagen aus, die keinen reinen Grünstrom ins Netz einspeisen. Lädt die Batterie Graustrom aus dem Netz, wäre bei Rückeinspeisung das Grünstromgebot verletzt. Eine Aufhebung des Netzladeverbots würde also mit den bisherigen Prinzipien der Förderung von erneuerbarem Strom in Deutschland brechen.

Hier bedarf es stattdessen einer neuen Förderlandschaft, die Anreize zum systemdienlichen Betrieb von Batterien setzt und einen Zubau an den Orten gewährleistet, wo die Stromnetzentlastung am notwendigsten ist. Eine Förderung, die einerseits mehr Anreize zur Systemdienlichkeit setzt und andererseits mehr Flexibilität in der Vermarktung erlaubt, würde die

Erlösmöglichkeiten auf den Regelmärkten verbessern und so die Attraktivität für Entwickler steigern. Eine klassische Win-win-Situation.

Fazit

Die Innovationsausschreibungen sind historisch gewachsen. Sie waren insofern ein Erfolg, als sie einige der ersten PV-Batteriespeicher-Kombinationsanlagen in Deutschland ans Netz gebracht haben. Das reformierte Ausschreibungsdesign ist für Erneuerbaren-Entwickler allerdings nur mäßig attraktiv, woran auch die temporäre Erhöhung des Maximalgebotswerts nur wenig ändern wird. Nichtsdestotrotz bieten die Innovationsauktionen eine Möglichkeit zum risikoarmen Einstieg in den deutschen Batteriemarkt und sollten daher von PV-Entwicklern schon aus strategischen Erwägungen heraus in Betracht gezogen werden. Grundsätzlich zeigt sich jedoch, dass die aktuellen Förderbedingungen überholt sind und einer grundlegenden Revision von Seiten des Gesetzgebers bedürfen.

Abgesehen davon haben Entwickler bereits heute die Möglichkeit, kombinierte Anlagen ohne EEG-Förderung zu bauen und zu betreiben, um die Einschränkungen der Innovationsausschreibungen zu umgehen. Das ermöglicht eine ungehinderte Erlösoptimierung über mehrere Strom- und Regelmärkte und kann bei einer progressiven Vermarktungsstrategie eine profitable Investition sein, wie unsere Analysen zeigen. Bei dieser Strategie steigt allerdings die Exposition gegenüber schwankenden Marktpreisen und somit auch das Investitionsrisiko. Daher bedarf eine marktbasierende Investition in kombinierte Anlagen einer besonders sorgfältigen Wirtschaftlichkeitsanalyse. ◀



CLAUDIA GÜNTHER

- Studium Economics and Management Science, Humboldt-Universität zu Berlin
- seit 2019 bei Aurora Energy Research
- ✉ claudia.guether@auroraer.com



MAX FYDRICH

- Studium des Wirtschaftsingenieurwesens, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- seit 2019 bei Aurora Energy Research
- ✉ max.fydrich@auroraer.com

Das **kostenlose,**
wöchentliche Update
zum Trendthema
Wasserstoff.

Jetzt kostenlos anmelden!

www.energate-messenger.de/h2

Mit
Wasserstoff
Preisindex
„Hydex“



Rekordjahr 2022 im Speichermarkt

Durchbruch der Batteriegroßspeicher

✦ Von **Jan Figgner**, Abteilungsleiter, **Christopher Hecht**, Wissenschaftlicher Mitarbeiter und **Prof. Dirk Uwe Sauer**, Lehrstuhlinhaber, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik der RWTH Aachen

2022

war erneut ein Rekordjahr für den Batteriespeichermarkt in Deutschland

mit einem Zubau von 2,5 Gigawattstunden. Der Artikel analysiert die Entwicklungen des gesamten stationären Batteriespeichermarktes. Die meisten Veränderungen zeigen sich dabei im Markt für Batteriegroßspeicher.

Nach unseren Analysen wurden 2022 insgesamt 2,5 Gigawattstunden an Batteriespeichern zugebaut, womit Ende des letzten Jahres in Summe 7 Gigawattstunden an Batteriespeichern in Deutschland betrieben wurden. Im Vergleich zu 2021 sind die Installationen um rund 80 Prozent gewachsen, wobei die einzelnen Marktsegmente unterschiedlich zum Gesamtwachstum beigetragen haben (vgl. Abb. 1).

Heimspeicher (bis zu 30 kWh) sind der größte Markt und die Installateure sind an der Grenze ihrer Installationskapazitäten, da die Nachfrage überwältigend ist. In 2022 wurden 220.000 neue Heimspeichersysteme (1.944 MW / 1.164 MWh) in 2022 installiert, was einem Wachstum von 52 Prozent entspricht. Der Wunsch nach eigener PV-Energie wird durch steigende Strompreise deutlich verstärkt. Dieser Installationstrend wird anhalten und durch Anreize wie die Abschaffung der Mehrwertsteuer begleitet, um die ehrgeizigen Ziele des PV-Zubaus zu erreichen. Außerdem ist mittlerweile mehr als jedes dritte Heimspeichersystem mit einem Elektrofahrzeug und/oder einer Wärmepumpe ausgestattet.

Gewerbespeicher (30 kWh bis 1 MWh) stellen den kleinsten Markt dar und weisen mit 1.200 neuen Speichersystemen (84 MWh / 43 MW) das geringste Wachstum von 24 Prozent im Ver-

gleich zu 2021 dar. Positive Nachrichten über volle Auftragsbücher aus der gesamten Branche und hohe Energiepreise werden jedoch wahrscheinlich zu einem höheren Zubau im Jahr 2023 führen. Interessanterweise liegen die meisten Systeme unter 100 Kilowattstunden und sind daher derzeit noch recht klein.

Großspeicher (über 1 MWh) bilden den zweitgrößten Markt, der in 2022 mit 467 MWh und 434 MW nach eher schwachen Jahren sprunghaft angestiegen ist. Die Ankündigungen neuer Projekte für die nächsten zwei bis drei Jahre übersteigen bereits die derzeitigen kumulativen Installationen, die eine dynamische Entwicklung zeigen.

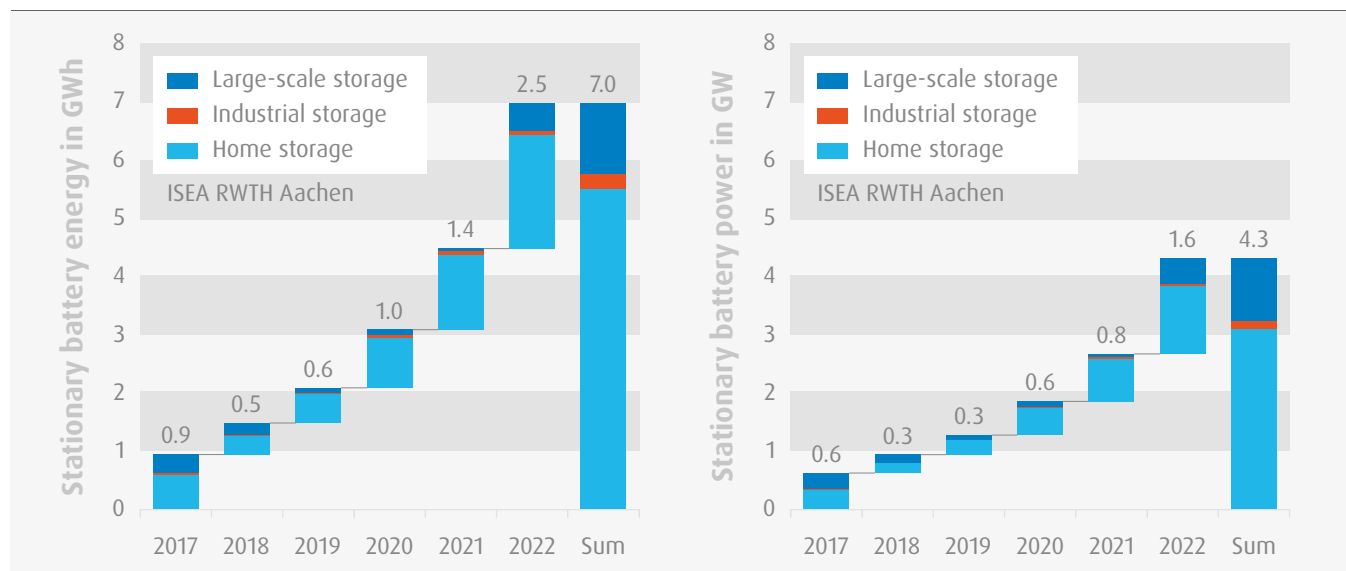
Insgesamt schätzen wir, dass Ende 2022 in Deutschland über 650.000 stationäre Batteriespeichersysteme mit einer Speicherkapazität von 7,0 Gigawattstunden und einer Wechselrichterleistung von 4,3 Gigawatt betrieben werden. Zum Vergleich: Stationäre Speicher entsprechen 11 Prozent der nationalen Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge (65 GWh) und 18 Prozent der national installierten Pumpspeicherkraftwerke (39 GWh). Mit anderen Worten: Sie bieten schon heute eine relevante Flexibilität für das Energiesystem.

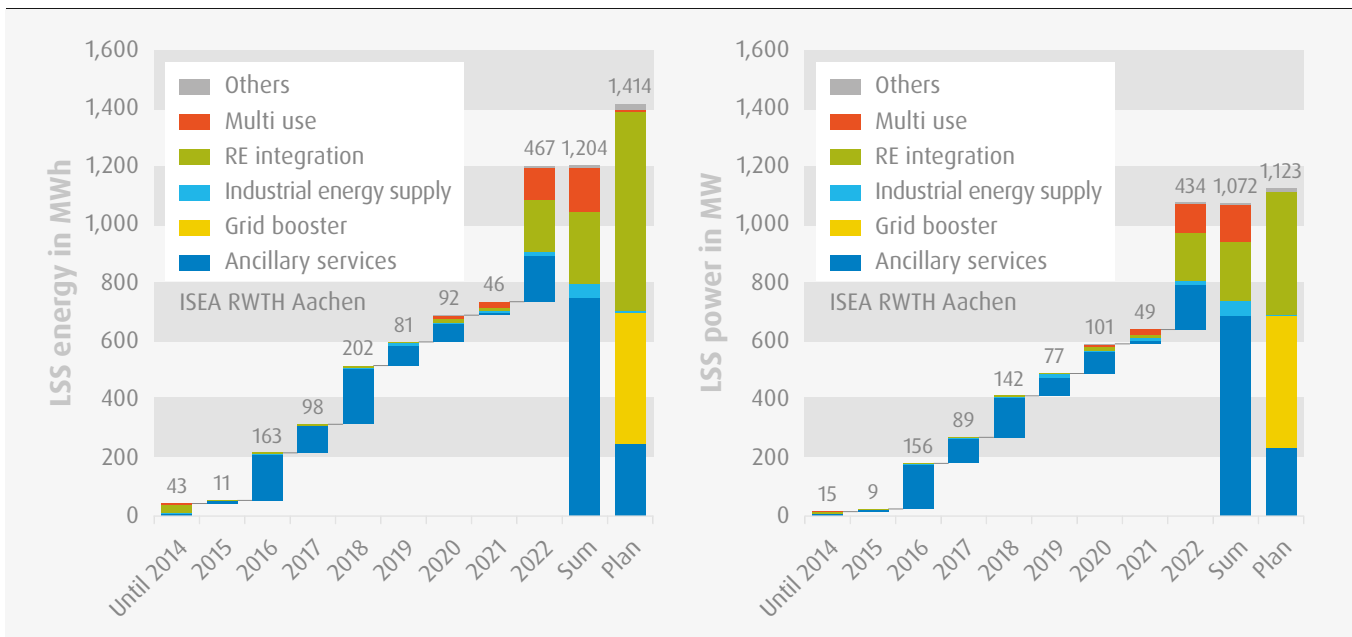
Durchbruch im Markt für Batteriegroßspeicher

Nach einigen technologisch vielseitigen Installationen bei den Batteriegroßspeichern von 2016 bis 2019 werden nun im dritten Jahr in Folge fast ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien installiert. Während sich bei der Technologie keine Verschiebung abzeichnet, ist dies bei den Anwendungsfällen der Fall, wie unsere manuelle Recherche zeigt. Neben

1. Netzdienstleistungen,
2. Integration erneuerbarer Energien,
3. industrieller Energieversorgung,
4. Multi-Use-Betrieb einschließlich Arbitragehandel,
5. Netzbooster-Projekten und
6. anderen

01 Marktentwicklung des Batteriespeichermarkts in Deutschland. Quelle: Figgener et al. 2023.



02 Marktentwicklung des Batteriegroßspeichermarkts in Deutschland. Quelle: Figgenger et al. 2023.

gewinnen weitere Anwendungsfälle an Bedeutung. Abbildung 2 zeigt nur den Anwendungsfall, den wir als vorherrschend betrachten, obwohl einige auch im Mehrzweckbetrieb eingesetzt werden. Das Energie-zu-Leistungsverhältnis (Dauer einer Entladung bei voller Last) hängt stark vom Anwendungsfall ab und liegt bei etwa 1 h für Netzdienstleistungen, 1 h bis 2 h für die Integration von erneuerbaren Energien, 1 h für Netzbooster und einer breiten Spanne von 0,5 h bis 3 h für die industrielle Energieversorgung.

Netzdienstleistungen (1) (in Betrieb: 750 MWh / 685 MW) sind immer noch führend. Bis 2019 wurden Großspeicher fast ausschließlich für die Bereitstellung von Primärregelleistung gebaut. In dieser Zeit sanken die Preise für Primärregelleistung jedoch zunächst deutlich, vor allem aufgrund der zunehmenden Sättigung des Marktvolumens durch Batteriespeicher, weshalb der wirtschaftliche Betrieb schwieriger wurde und der Markt bis 2021 rückläufig war, 2022 aber wieder anstieg.

Seit Januar 2023 beläuft sich der deutsche Primärregelleistungsmarkt auf 570 Megawatt, während bereits 630 Megawatt an Großspeichern offiziell präqualifiziert sind, um Primärregelleistung bereitzustellen und nationale Großspeicher somit von der Option Gebrauch machen müssen, 30 Prozent der ausgeschriebenen Leistung in andere Länder zu exportieren. Obwohl die Preise für Primärregelleistung Anfang 2023 analog zu allen anderen Energiemärkten noch attraktiv sind, wird sich dieses Preisniveau aufgrund des hohen Wettbewerbs und weiterer Großprojekte, die sich für diesen Markt ankündigen, wahrscheinlich nicht langfristig halten lassen.

Aus diesem Grund evaluieren Großspeicher nun auch andere Möglichkeiten wie die Sekundärregelleistung, deren Markt drei- bis viermal so groß ist wie der Primärregelleistungsmarkt

und bisher nur 60 Megawatt an Großspeicher präqualifiziert sind. Die Sekundärregelleistung kann entweder als positive oder negative Leistung angeboten werden. Großspeicher können beide Richtungen gleichzeitig vermarkten, da negative und positive Leistung aufgrund der Frequenzabhängigkeit nie gleichzeitig aktiviert werden. Für diese kombinierte Vermarktung muss der Speicher pro vermarktetem Megawatt an Leistung mindestens zwei Megawattstunden an Kapazität vorhalten.

Die Integration von erneuerbaren Energien (2) (in Betrieb: 250 MWh / 200 MW) hat auf dem Großspeichermarkt an Zugkraft gewonnen, und es sind bereits 700 Megawattstunden für die nächsten Jahre angekündigt. Bei den meisten Projekten handelt es sich um PV- und Großspeicher und im Rahmen der Innovationsausschreibungen gibt es bisher nur ein Speicherprojekt mit einem Windpark.

Die industrielle Energieversorgung (3) (in Betrieb: 50 MWh / 50 MW) gewinnt ebenfalls an Bedeutung, da die ersten großen Industriestandorte Großspeicher betreiben. So betreibt beispielsweise ein Motorenhersteller ein Großspeicher mit einem Energie-zu-Leistungsverhältnis von vier Stunden vermutlich für den Eigenverbrauch, während ein anderer einen Hochleistungs-Großspeicher mit einem Energie-zu-Leistungsverhältnis von nur 30 Minuten höchstwahrscheinlich zur Spitzenlastreduzierung einsetzt. Darüber hinaus gibt es Großspeicher, die in der Nähe von Kraftwerken installiert sind, um den Betrieb zu optimieren.

Im Multi-Use-Betrieb (4) (in Betrieb: 150 MWh / 130 MW) wechseln die Großspeicher von einem Markt zum anderen und können Anwendungsfälle, wie Regelleistung oder Arbitragehandel, mit Anwendungsfällen, wie Eigenverbrauch oder Spitzenlastglättung, kombinieren. Die Betreibergesellschaft

einiger Großspeicher wirbt auf ihrer Website mit dem Mehrzweckbetrieb von Energiearbitrage, Lastmanagement, Spitzenlastabbau, Spannungsstabilität und Primärregelleistung.

Spannend ist insbesondere Energiearbitrage: Während dies vor einigen Jahren wirtschaftlich nicht vielversprechend war, führen die hohen Preisspannen auf dem Spotmarkt dazu, dass Großspeicher Energie von Zeiten mit niedrigen zu Zeiten mit hohen Preisen verschieben. Bei den Handelsstrategien ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Energiedurchsatz recht hoch ist und die Zykluslebensdauer einer Batterie leicht überschritten werden kann. Normalerweise sind ein bis zwei Zyklen pro Tag realistisch, um die meisten Garantiebedingungen nicht zu überschreiten.

Da eine hohe Zyklustiefe zu einer beschleunigten Alterung führt, sollten die Handelsstrategien viele kleine Zyklen anstelle weniger großer Zyklen anstreben. Interessant kann hierbei zum Beispiel der Intraday-Markt sein, da dieser häufig ein stündliches Sägezahnmuster aufzeigt, was sich daraus ergibt, dass Wind und PV kontinuierlich ihre Leistung steigern oder senken, der Day-Ahead-Markt aber von einer konstanten Stromerzeugung in Stundenblöcken ausgeht. Dadurch lassen sich potenziell viele kleine Zyklen statt weniger großer realisieren.

Netzbooster (5) (geplant: 450 MWh / 450 MW) zur temporären Entlastung von Netzengpässen und zur Einsparung von präventivem Redispatch werden in den letzten Jahren verstärkt diskutiert. Diese Speicher werden mit mehreren hundert Megawatt und Megawattstunden nach Fertigstellung zu den bisher größten Speicherprojekten gehören. Die zur Konzeptvalidierung geplanten Pilotprojekte des Übertragungsnetzbetreibers Tennet mit jeweils 100 Megawattstunden und 100 Megawatt an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen sowie des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW mit 250 Megawattstunden und 250 Megawatt am Standort Kupferzell wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2030 konzipiert und von der Bundesnetzagentur im Jahr 2019 bestätigt.

Nach dem Netzentwicklungsplan 2035 befinden sich die beiden Projekte P365 und P430 jeweils in der Vorbereitung des Planungs- und Genehmigungsverfahrens. Die voraussichtliche Inbetriebnahme des Projekts von Tennet (P365) ist für 2023 und die des Projekts von TransnetBW (P430) für 2025 geplant.

Sonstige Batteriespeicher (6) (8 MWh / 6 MW) umfassen zwei Pufferspeicher für die Elektromobilität, eine Schwarzstartanlage und fünf Projekte, die noch nicht spezifiziert sind.

Für alle oben genannten Bereiche ist spannend, wie sich der Elektromobilitätsmarkt entwickelt. Bereits heute wird der Großteil an Batterien in PKWs verbaut (Ende 2022 waren dies 65 GWh). Gelingt es, diese Kapazität mithilfe von Vehicle-to-Grid und Smart Charging für das Netz nutzbar zu machen, entsteht hier ein Flexibilitätspotenzial von rund einer Terawattstunde, wenn die im Koalitionsvertrag vorgesehenen 15 Millionen batterieelektrischen Fahrzeuge bis 2030 realisiert werden können. Auch wenn die Regulatorik den Einsatz von

Fahrzeugen heutzutage noch herausfordernd macht, könnte Smart Charging eine wesentliche Konkurrenz im Bereich des Energiearbitragehandels werden. Vehicle-to-Grid wiederum könnte viele Regelleistungsmärkte dominieren und auch für Arbitrage genutzt werden. ◀

Dieser Artikel basiert auf unserer kürzlich veröffentlichten Studie *Figgener et al., „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)“*, die als Preprint unter <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.06762> verfügbar ist.

JAN FIGGENER

Jahrgang 1991

- 2010–2016 Studium des Wirtschaftsingenieurwesens Elektrische Energietechnik, RWTH Aachen
- 2017–2020 wissenschaftlicher Mitarbeiter, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik, RWTH Aachen
- seit 2021 Abteilungsleiter, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik der RWTH Aachen
- seit 2020 Senior Battery Expert, ACCURE Battery Intelligence GmbH
- ✉ jan.figgener@isea.rwth-aachen.de

CHRISTOPHER HECHT

Jahrgang 1993

- 2012–2015 Studium Advanced Technology, University of Twente, Niederlande (B.Sc.)
- 2016–2017 Studium Renewable Energy and Power Systems Management an der City, University of London, Großbritannien (M.Sc.)
- 2017–2018, Analyst, Pöry Management Consulting Deutschland GmbH (heute AFRY Management Consulting)
- seit 2018 wissenschaftlicher Mitarbeiter, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik, RWTH Aachen
- seit 2023: Data Scientist bei The Mobility House GmbH

PROF. DIRK UWE SAUER

Jahrgang 1969

- 1989–1994 Studium der Physik an der TU Darmstadt (Dipl.-Phys.)
- 1994–2003 wissenschaftlicher Mitarbeiter und Gruppenleiter am Fraunhofer Institut für Solar Energiesysteme ISE in Freiburg
- seit 2003 Hochschullehrer an der RWTH Aachen; Gründungsgesellschafter von 4 Spin-off Unternehmen.



Stichwort: ESG in der Solarindustrie

Elon Musk sagte einst: „Some people don't like change, but you need to embrace change if the alternative is disaster.“ Dasselbe gilt für die Solarbranche und die Implementierung von Nachhaltigkeitsregularien. Hier hat der Wandel hin zu grüner Energie und Wirtschaft bereits begonnen, doch er erfordert Arbeit, Investitionen und Offenheit für Veränderung – wie die Einführung von Regularien zu Environment, Social und Governance (ESG). Diese sollen die Nachhaltigkeitsberichterstattung künftig regeln (und steigern) und den Wandel vorantreiben.

✎ Von **Christian Franz**, Global Director Operation & Maintenance, Sens – Iqony Solar Energy Solutions GmbH

ESG steht für „Environmental, Social, and Governance“ und wird verwendet, um die Nachhaltigkeits- und Ethik-Performance von Unternehmen zu beschreiben und zu bewerten. Das bezieht sich auf die Auswirkungen der Firmen auf die natürliche Umwelt, die Gemeinschaft – also Mitarbeiter, Kunden, Lieferanten etc. – sowie die Art der Unternehmensführung (z.B. Transparenz oder ethische Standards). Auch Investoren nutzen die ESG-Kriterien zunehmend als wichtigen Faktor bei Investitionsentscheidungen.

Nachweispflicht & fehlende Strategien

ESG und Corporate Social Responsibility (CSR) sind Ausdruck eines grundlegenden Bewusstseinswandels in unserer Gesell-

schaft, bei dem Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte berücksichtigt werden. Zudem gibt es zunehmend EU-Richtlinien, die die Verpflichtung zum Thema ESG für immer mehr Unternehmen festlegen, wie die EU-Taxonomie oder das Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz (LkSG).

Diese Bewertungen können Einfluss auf den Ruf eines Unternehmens und damit auch auf sein Geschäftsergebnis haben. Gute Ratings ziehen Investoren, Kunden und neue Mitarbeiter an, schlechte Bewertungen führen dagegen zu höheren Kapitalkosten, entgangenen Geschäftschancen und Schwierigkeiten bei der Gewinnung und Bindung von Mitarbeitenden.

Doch bislang fehlt ein einheitlicher ESG-Ansatz. Obwohl den Unternehmen

bewusst ist, dass sie die grüne Transformation in den kommenden Jahren bewältigen und nachweisen müssen, lassen sie sich dabei von äußeren Anforderungen, nicht von inneren Zielen leiten. Lediglich ein Drittel verfolgt ESG-Kriterien, weil sie dem eigenen Selbstverständnis entsprechen.

Die ESG-Hürden in der Solarbranche

Solarenergie ist für Unternehmen eigentlich eine umweltfreundliche, kostengünstige Energiequelle, die Betriebskosten reduziert und die Abhängigkeit von Energieversorgern verringert. Zudem bietet Solarenergie Organisationen eine finanzielle Rendite und kann dazu beitragen, Schwankungen der Energiepreise abzumildern. Obwohl Solarenergie also im

Foto: © iStockPhoto.com/Asia-Pacific Images Studio

01 Beispielhafte Darstellung einer Risikoanalyse des SENS ESG-Standards

Risikothema	ESG	Material	Land	Eintrittswahrscheinlichkeit	Ausmaß	Risiko	Handlungsbedarf
Zwangsarbeit und moderne Sklaverei	S	Silizium	Land A	7	7	49	D
Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz	S	Aluminium	Land B	5	7	35	D
Verbot der Korruption und Bestechung	G	Kupfer	Land C	5	6	30	D
Umwelt und Abfall	E	Silizium	Global	3	7	21	C
Verbot der rechtswidrigen Enteignung von Land	S	Kupfer	Land D	5	5	25	C
Vereinigungsfreiheit	S	Eisen	Land E	3	3	9	A
Sammlung der Risiken des PV Sektors aus anerkannten Datenbanken.	Nachhaltigkeit in allen ESG-Bereichen relevant.	Material- und Länderbezüge erlauben Zuordnung zu Modulgruppen und Einzellieferanten.		Bestimmung der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Ausmaßes nach fest definierten Kriterien (von 1 = sehr gering bis 7 = sehr hoch).		Das quantifizierte Risiko ergibt sich aus Eintrittswahrscheinlichkeit x Ausmaß.	Die Risiken werden nach Handlungsbedarf priorisiert.

Prinzip nachhaltig ist, gibt es auch in diesem Sektor einige ESG-Herausforderungen, die gelöst werden wollen; besonders im Bereich der Lieferketten (vgl. Tabelle).

Soziale Hürden

Betrachtet man den sozialen Bereich von ESG, der sich auf Arbeitsbedingungen und -sicherheit bezieht, birgt die Abhängigkeit von China bei der Produktion wichtiger Materialien für Solaranlagen eine Ungewissheit und Schwierigkeit bei der Partnersuche. Die Lieferketten der chinesischen Firmen auf Nachhaltigkeit zu prüfen und den richtigen Partner zu finden, kann zeitintensiv sein. Hier kann eine Auditierung der Lieferanten und Geschäftspartner auf Basis der ESG-Anforderungen helfen. Die Iqony-Tochter Iqony Solar Energy Solutions GmbH (kurz: Sens) hat daher einen eigenen ESG-Standard entwickelt, der den aktuellen gesetzlichen Bestimmungen sogar zuvorkommt. Bei der Auditierung und Auswahl der Partner geht das Unternehmen mit einem hohen Grad an Sorgfalt vor. Gleichzeitig unterstützen es seine Kunden – zum Beispiel mit Präventivmaßnahmen und Beratung – um die Lieferkettenansprüche einzuhalten und zu optimieren.

Ökologische Herausforderungen

Auch bei den ökologischen Aspekten gilt es einiges zu beachten: So kommt

es zum einen beim Abbau von Rohstoffen wie Silizium, Kupfer und Aluminium häufig zu Umweltverschmutzungen. Zum anderen müssen auch die ökologischen Gegebenheiten bei der Montage der Solaranlagen beachtet werden. So gibt es Fälle, in denen man die Pfosten der Konstruktion nur bis zu einem Meter tief im Boden verankern darf und andere, wo es bestimmte Beschichtungen der Pfosten braucht, um das Grundwasser nicht zu belasten. Ein anderer Klassiker sind Vorschriften zum Stadtbild, die gerade in Altstädten die Implementierung von Solarpanels erschweren. Hier ist es wichtig, mit ausgewählten Partnern und Lieferanten zu arbeiten, die mit verschiedenen Herausforderungen und Anforderungen umgehen können und ESG-freundliche Lösungen haben.

Implementierung eines ESG-Standards in der Solarindustrie

Der Solar-Dienstleister Sens aus Würzburg hat einen eigenen (zunächst firmeninternen) ESG-Standard entwickelt. Der Standard umfasst eine Prüfliste, mit der objektiv bewertet wird, ob die Kriterien für nachhaltige Lieferketten, nachhaltigen Kundenservice und nachhaltige Geschäftstätigkeit erfüllt sind. Der Auditierungsprozess liegt in der Hand einer externen Beratungsfirma, die auf Umweltschutz und Arbeitssicher-

heit spezialisiert ist. Dabei führt sie auch eine Risikoanalyse durch, um potenzielle Verletzungen der Sorgfaltspflicht in den verschiedenen Bereichen zu bewerten. Diese Analyse wird alljährlich auf Basis aktualisierter Bewertungskriterien auf den neusten Stand gebracht. Das „SENS ESG Testat“ wird auf Wunsch für Projekte vergeben, die den Kriterien entsprechen. Durch den Einsatz von ESG-geprüften Solarprojekten können sowohl die CO₂-Einsparungen als auch die sozialen Aspekte entlang der Wertschöpfungskette gefördert werden. Ein weiterer Vorteil: Solaranlagen können durch eine Prüfung nach ESG-Kriterien als „Green Investment“ klassifiziert werden. Das erleichtert die Finanzierung dieser Projekte. ◀



CHRISTIAN FRANZ

Jahrgang 1976

- 2017–2019 Leiter Service, GILDEMEISTER energy solutions
 - 2019–2021 Head of Service, SENS – STEAG Solar Energy Solutions GmbH
 - seit 2022 Global Director Operation & Maintenance bei SENS – Iqony Solar Energy Solutions GmbH
- ✉ christian.franz@iqony.energy



Raumbezogene Kommunikation

schützt Mensch und Rohr

Der Ausbau der großen Stromtrassen hat auch Auswirkungen auf andere Sektoren. Wasser- und Gasleitungen können korrodieren und die Gefahr für das Personal steigt. Eine raumbezogene Kommunikation des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs kann hier helfen.

✚ Von **Tomas Matela**, Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft mbH, **Jens Focke**, BIL eG, und **Markus Heinrich**, BIL eG / Wolter Hoppenberg Rechtsanwälte Partnerschaft

Seit Beginn der deutschen Energiewende müssen immer größere Mengen Leistung aus volatilen erneuerbaren Erzeugern über weite Strecken transportiert werden, z. B. von den Erzeugungsgebieten im Norden Deutschlands in den Süden. Daher erweitern die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihre Stromnetze. Kurzfristig liefern Netzoptimierungen, wie die Erhöhung der Übertragungskapazitäten auf vorhandenen Freileitungen, einen Beitrag zur Deckung des benötigten Bedarfs. Die temporäre Erhöhung der Kapazitäten ist dabei technisch nicht neu und bei entsprechenden Abstimmungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und potenziell wechsellastungsbeeinflussten Leitungsbetreibern, im Wesentlichen Betreiber von Stahlleitungen, in den Regelwerken der Energiefachverbände

enthalten. Neu ist, dass diese Netzoptimierungen umgehend zu realisieren sind. Im Zuge steigender Übertragungsbedarfe erhöht sich auch die Volatilität der real fließenden Betriebsströme. Diese Netzoptimierung hat Konsequenzen für den Netzbetrieb der betroffenen Rohrleitungsbetreiber, da die höhere Auslastung in Teilen zu deutlich höheren Induktionen von Spannungen auf die verlegten Rohrleitungen führen kann. Diese induzierten Spannungen könnten dabei erlaubte Grenzwerte bezüglich Personensicherheit und Korrosionsschutz deutlich überschreiten.

Daher ist eine entsprechende „Meldestruktur“ notwendig, um die Planungen und Vorhaben der Übertragungsnetzbetreiber Strom zu kommunizieren und ggf. erforderliche Abstimmungs-

prozesse und Präventionsmaßnahmen in Gang zu setzen. Diesem Umstand sollen die neugefassten §§ 49a und 49b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Rechnung tragen.

§ 49a EnWG regelt den Handlungsbedarf der Übertragungsnetzbetreiber Strom sowie der Betreiber der (sonstigen) technischen Infrastrukturen bei dauerhafter elektromagnetischer Beeinflussung und § 49b EnWG regelt den Handlungsbedarf bei lediglich temporärer Höherauslastung der Stromtrassen.

Die neuen §§ 49a und 49b EnWG schreiben insbesondere das sogenannte „Verursacherprinzip“ nunmehr gesetzlich fest. Demnach hat der Übertragungsnetzbetreiber Strom die Kosten für Schutzmaßnahmen organisatorischer, betrieblicher und technischer Art gegenüber dem Betreiber sonstiger technischer Infrastrukturen zu tragen, um eine kurzfristige Inbetriebnahme der neuen Betriebsart zu ermöglichen. Abgestimmte Bewertungsansätze für neue Beeinflussungssituationen, wie zum Beispiel im Verhaltenskodex der Arbeitsgemeinschaft DVGW/VDE für Korrosionsfragen (AfK-Verhaltenskodex) gegeben, haben Bestand. Die Kosten für neue Schutzmaßnahmen, die mit der Veränderung der Beeinflussungssituation zusammenhängen, erstattet der Stromnetzbetreiber.

Hinzu treten teils zuvor bereits außerhalb des Gesetzes im AfK-Verhaltenskodex geregelte Pflichten zur gegenseitigen Information und Auskunft sowie Einigungsfristen und Regelungen zum Sachverständigeneinsatz. Hinzu tritt eine nunmehr erstmals ausdrücklich gesetzlich geregelte Duldungspflicht der Betreiber (sonstiger) technischer Infrastrukturen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern Strom hinsichtlich deren Kapazitätserhöhungen und Ausbaumaßnahmen.

Informationssystem für Leitungsrecherchen

Die Übertragungsnetzbetreiber Strom sind im Gegenzug dazu verpflichtet, die von ihren Maßnahmen potenziell betroffenen Betreiber zu identifizieren und zu informieren, um deren Betroffenheit von der Maßnahme zu klären. Ferner müssen sie ihre Maßnahme im Bundesanzeiger veröffentlichen und die jeweils betroffenen Gemeinden informieren.

Um zu wissen, wer zu kontaktieren ist, muss der Übertragungsnetzbetreiber Strom zuvor seiner Ermittlungspflicht gem. § 49a Abs. 1 S. 2 bzw. § 49b Abs. 3 S. 3 nachkommen. Zur Ermittlung der potenziell von der elektromagnetischen Beeinflussung betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen genügt dabei dem Gesetzeswortlaut gemäß: „[...] eine Anfrage und die Nachweisführung durch den Übertragungsnetzbetreiber unter Verwendung von Informationssystemen zur Leitungsrecherche (z.B. BIL), die allen Betreibern technischer Infrastrukturen für die Eintragung eigener Infrastrukturen und für die Auskunft über fremde Infrastrukturen diskriminierungsfrei zugänglich sind.“

Hierzu bietet sich das Bundesweite Informationssystem für Leitungsrecherchen – kurz Bil-Portal – an. An deren hierzu ins Leben gerufenen Funktionen der sog. „Spannfeldanalyse“ (Abb. 1) und den Klassifizierungsangaben zur Anzeige des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes wirken insbesondere alle vier Übertragungsnetzbetreiber Strom sowie alle Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) mit. Sie können entsprechende Zuständigkeitskorridore für den Betrieb des gesetzlich vorgesehenen Informationssystems unmittelbar zur Verfügung stellen.

Damit ist für den Übertragungsnetzbetreiber in einem ersten Schritt geklärt, wer von den im Bil-Portal organisierten Betreibern betroffen sein könnte. Da nahezu alle Pipelinebetreiber der Sparten Gashochdruck, Mineralöl und Chemie in der BIL-Betreibergemeinschaft organisiert sind, hat sich dieses Identifikationsverfahren bereits für diese besonders sicherheitsaffine Betreibergruppe bewährt und gibt den Übertragungsnetzbetreibern Strom wertvolle Planungshinweise sowie eine Grundlage für den Informationsaustausch.

Wichtig ist jedoch auch der zweite Schritt, der entsprechend den Vorgaben aus dem EnWG die Anzeige des Freileitungsbetriebes erforderlich macht. Die Maßnahme des Übertragungsnetzbetreibers Strom soll nun dem potenziell betroffenen Leitungsbetreiber angezeigt werden. Relevant sind hier der Austausch von Informationen zum Zeitpunkt und vor allem zur Örtlichkeit in Form des Trassenabschnittes, auf dem es zu erhöhten magnetischen Emissionen infolge der Kapazitätser-

01 Die Spannfeldanalyse zeigt die mögliche Beeinflussung von Rohrleitungen durch Stromnetze.

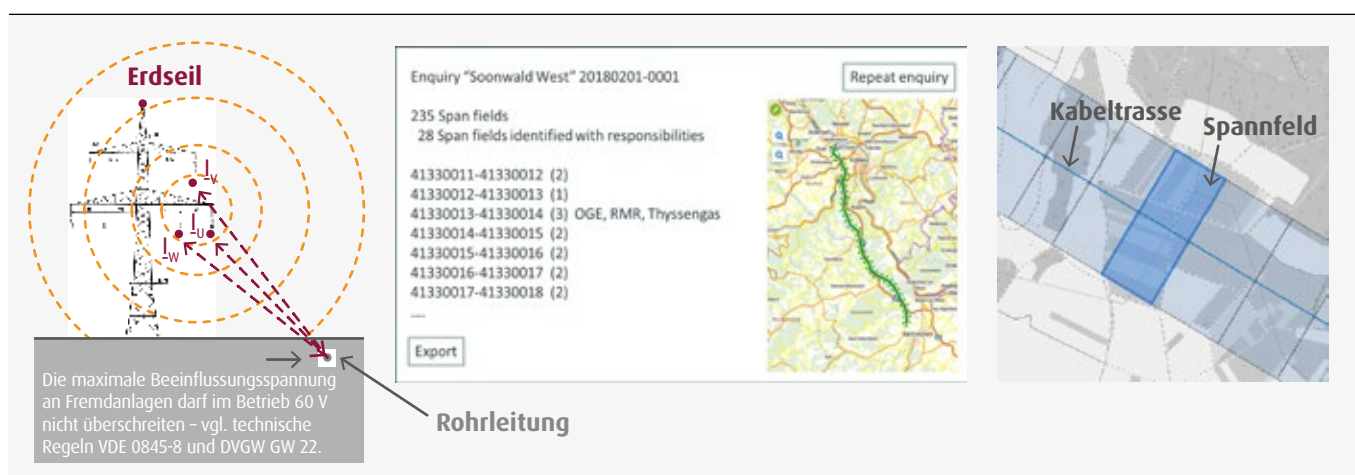




Foto: (C) Bil-Leitungsauskunft

höhungen kommen kann. Hier fungiert das BIL-Anfrageprinzip in gleicher Weise wie bei einer Planungs-/Bau-Anfrage. Mittels des dafür geschaffenen Klassifizierungstyps „Beeinflussungsanalyse“ zeigt das System dem Rohrnetzbetreiber über das Bil-System die jeweils einschlägige Örtlichkeit. Dies geschieht auf Basis der räumlichen Relevanzprüfung für die Bereiche, in denen sich der Betreiber über die Eintragung seiner eigenen Zuständigkeitsflächen dem Bil-System bekannt gemacht hat.

Die Weitergabe dieser Information an den Netzbetrieb erfolgt unter Verwendung eines entsprechenden Klassifizierungstyps. Da die Dokumentationsabteilung für die Bearbeitung dieser Information in der Regel nicht zuständig ist, erlaubt die Klassifizierung eine entsprechende Filterung dieser Meldungen zugunsten einer effizienten Bearbeitung. Bei Nutzung passender nachgelagerter IT-Infrastrukturen kann die Weitergabe automatisiert erfolgen.

Die Analysefunktion steht allen am BIL-Portal teilnehmenden Unternehmen zu Identifikationszwecken zur Verfügung. Das Bil-Portal teilt den Betreibern die Gebiete für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb mit. Diese können damit ihre lokalen Aktivitäten ggf. entsprechend eingrenzen.

Schutz des Personals

Ändern sich die Rahmenbedingungen, also etwa die durchgeleitete Strommenge, kann dies technische Konsequenzen für den Personenschutz oder den lokalen Korrosionsschutz haben. Leitungsbetreiber erhalten über das Bil-Portal räumliche Kenntnis über beeinflusste Betriebsmittel (u.a. Stahlrohre) und der unmittelbaren Umsetzung. Dadurch können sie organisatorische Maßnahmen ableiten und so den Schutz des Personals weiterhin gewährleisten. Die Kosten für diese zusätzlichen Maßnahmen trägt der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis einer jährlichen Abrechnung. Dem beeinflussten Betreiber entstehen keine wirtschaftlichen Nachteile, es wird mehr Strom aus erneuerbarer Erzeugung transportiert und der Klimaschutz branchenübergreifend gefördert.

Aus Sicht eines Betreibers betroffener Rohrfernleitungen bietet die über das Bil-Portal kommunizierte räumliche Kenntnis beeinflusster Betriebsmittel (u.a. Stahlrohre) die Möglichkeit, betroffene Leitungsabschnitte schnell einzugrenzen und die lokalen Auswirkungen zielgenau zu analysieren. Mit diesen Daten können dann die Fernleitungsbetreiber notwendig technische Schutzmaßnahmen ermitteln und durchführen.

Auf Grund der extremen Kurzfristigkeit bis zur Aktivierung der temporären Höherauslastung nach EnWG sind diese Schutzmaßnahmen jedoch nicht rechtzeitig realisierbar. Daher müssen die betroffenen Mitarbeiter gegebenenfalls mit temporären Schutzmaßnahmen arbeiten und für die Anwendung intensiv geschult werden. Hinsichtlich der betroffenen Örtlichkeiten bietet die Schnittstelle zwischen BIL und den verwendeten GIS-Systemen die Möglichkeit der schnellen Visualisierung der betroffenen Leitungsabschnitte für die Mitarbeiter vor Ort. Damit ist sichergestellt, dass unternehmensweit jeder einsehen kann, wo besondere Vorsicht bei der Arbeit an der Rohrfernleitung geboten ist und welche Abschnitte hinsichtlich der Korrosionsauswirkungen besonders eng überwacht werden müssen. ◀

JENS FOCKE

Jahrgang 1960

- 1986–1990 Bathymetric Surveyor, Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung
- 1990–1991 Applikation Entwickler, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
- 1991–2001 Sales Consultant, Smallworld System GmbH
- 2001–2004 Account Manager, GE Energy
- 2005–2009 Technology Sales Leader Europe, GE Oil & Gas
- 2010–2015 Vertriebsleiter, Geomagic GmbH
- seit 2015 Vorstand, BIL eG

✉ jens.focke@bil-leitungsauskunft.de

MARKUS HEINRICH

Jahrgang 1980

- seit 2012 Rechtsanwalt/Partner bei Wolter Hoppenberg Rechtsanwälte Partnerschaft mbB
- seit 2018 zudem Vorstand, BIL eG
- seit 2021 zudem Justiziar, VST – Verband Sichere Transport und Verteilnetze/KRITIS e. V.

✉ heinrich@wolter-hoppenberg.de

TOMAS MATELA

Jahrgang 1981

- 2004–2007 Maschinenbaustudium, RWTH Aachen
- 2008–2016 Projektmanager Sondermaschinenbau & Automation, Steag Energy Services GmbH
- 2016–2020 Abteilungsleiter Projektmanagement & Engineering, Apostore GmbH
- seit 2020 Technischer Leiter RMR GmbH
- seit 2022 Aufsichtsrat, BIL eG

✉ tomas.matela@rmr-gmbh.de

Personalnews



© DEWZT

An der Spitze der DSW 21 steht ein Wechsel an. Die Nachfolge von Guntram Pehlke übernimmt **Heike Heim**. Sie tritt zum 01. Juni ihr neues Amt als Vorstandsvorsitzende des Dortmunder Kommunalversorgers an. Der Aufsichtsrat hat die 52-jährige in einer außerordentlichen Sitzung gewählt. Ende Mai steht noch eine finale Bestätigung durch

den Stadtrat aus. Allerdings hatten sich die beiden größten Fraktionen in dem Gremium im Vorfeld bereits über die Personalie verständigt, eine Zustimmung gilt daher als sicher. Ihr Vorgänger **Guntram Pehlke** scheidet mit Mai mit 63 Jahren aus dem Amt. Der altersbedingte Rückzug erfolgt zwei Jahre vor dem Ende seines aktuellen Vertrags. ↩



© Rhenag

Personalrochade bei der Rheinenergie: **Till Cremer**, bislang Geschäftsbereichsleiter Privat- und Gewerbekunden beim Kölner Energieversorger, wechselt in den Vorstand der Rhenag. Dort wird der 47-jährige ab Juni 2023 das Energie- und das Dienstleistungsgeschäft für dritte Versorger verantworten, teilte die Rhenag mit. Mit dem Wechsel erweitert die Rhenag

ihr Vorstandsteam um ein weiteres Mandat auf nunmehr drei. Hintergrund der Erweiterung ist die jüngst gestartete Rheinlandkooperation zwischen Rheinenergie und der Eon-Tochter Westenergie. Kern dessen ist die Bündelung aller Stadtwerkebeteiligungen der beiden Unternehmen bei der Rhenag. ↩

Der Vorstand der Stadtwerke Düsseldorf ist ab Juli 2023 wieder komplett. Der langjährige EnBW-Manager **Jan Huth** kommt aus Karlsruhe in die Landeshauptstadt Nordrhein-Westfalens, um neuer Finanzvorstand zu werden. Er folgt auf **Hans-Günther Meier** und übernimmt die neue Aufgabe zunächst für drei Jahre. Sein Vorgänger hatte das Unternehmen im Januar auf eigenen Wunsch und aus persönlichen Gründen verlassen.

Stephan Segbers wird zum 1. Oktober Vertriebsvorstand des Energieversorgers Rheinenergie. Der 42-jährige folgt auf **Achim Südmeier**, der diese Position seit 2015 innehatte und nun altersbedingt ausscheidet. Aktuell ist Segbers als Chief Operating Officer bei Essen N.V. tätig, einer niederländischen Tochtergesellschaft von Eon.

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas erweitert ihre Geschäftsführung. Die Mitgliederversammlung hat am 19. April **Barbara Fischer** (45) zur Geschäftsführerin neben **Inga Posch** bestellt. Sie verantwortet in ihrer neuen Position jetzt alle Wasserstoffthemen des Verbandes. Mit der neu geschaffenen Doppelspitze unterstreicht der FNB Gas die Bedeutung eines schnellen Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur für die Branche und das Energiesystem in Deutschland insgesamt.

Die Shell Energy Retail beruft **Oliver Hoffmann** zum neuen Geschäftsführer. Er folgt zum 1. Mai bei der Strom- und Gasvertriebtochter des Mineralölkonzerns Shell auf **Dirk Leichsenring**. Hoffmann kündigte an, die Vermarktung von integrierten Energie- und Mobilitätslösungen in der Shell-Gruppe stärker zu fokussieren. ↩



ener|gate
messenger⁺

Alle Personalien aus der Energiewelt
täglich, unabhängig & auf den Punkt

Jetzt kostenlos testen

Effiziente Wärmenetze

Für den Wärmemarkt existiert keine „One-Fits-All“-Lösung. Klimaneutrale Technologien müssen an die lokalen Anforderungen angepasst werden, um die Dekarbonisierung des Wärmemarktes voranzutreiben. Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) bietet unter anderem Fördermittel, um Transformationspläne und Machbarkeitsstudien zu erstellen und die optimalen klimaneutralen Technologien auf lokaler Ebene zu nutzen. Eine Übersicht.

✎ Von **Johannes Hirning**, Manager, und **Katja Rösch**, Associate Partner, Rödl & Partner

Um das Zielbild der BEW, die Klimaneutralität von Wärmenetzen im Jahr 2045, zu erreichen, sollte aufbauend auf einer Wärmestrategie ein technisches Konzept für die klimaneutralen Wärmenetze der Zukunft erstellt werden. Vor vielen Versorgern liegt ein langer Weg – der am besten jetzt begonnen werden sollte.

Übersicht Bundesförderung effiziente Wärmenetze

Aktuell sind Wärmenetze in Deutschland noch stark von einer fossilen Wärmeerzeugung geprägt. Im Jahr 2021 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bei lediglich 16,5 Prozent. Um dies zu ändern, ist am 15. September 2022 die BEW in Kraft getreten und hat damit die Vorgängerrichtlinie Wärmenetzsysteme 4.0 ersetzt. Die BEW bietet Anreize für Wärmeversorger, ihre bestehenden Fernwärmenetze klimaneutral umzurüsten und die neuen Fernwärmenetze vorwiegend auf Basis von erneuerbaren Energien oder Abwärme zu gestalten.

Förderziel

Das Hauptziel der BEW ist, durch Minderung der Treibhausgasemissionen im Fernwärmewirtschaftssektor einen Beitrag zu nationalen als auch europäischen Energie- und Klimazielen zu leisten. Im Zielbild sollen Wärmenetze in Deutschland bis 2045 vollständig klimaneutral betrieben werden.

Module der BEW

Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze ist in vier Module unterteilt. Im **ersten Modul** wird die Erstellung von **Transformationsplänen** und Machbarkeitsstudien für bestehende und neu zu errichtende Wärmenetze mit Zieljahr 2045 gefördert. Bei der Errichtung von neuen Wärmenetzen soll ein Anteil von mindestens 75 Prozent der Wärmenetze erneuerbar und/oder klimaneutral sein. Für bestehende Netze gilt das Zielbild von 100 Prozent erneuerbare Energie im Jahr 2045. Im Modul 1 werden bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten (max. 2 Mio. Euro Fördersumme pro Antrag) mit Hilfe eines Zuschusses unterstützt.

Modul 2 bietet aufbauend eine systemische Förderung sowohl für die Dekarbonisierung von Bestandsinfrastrukturen als auch für den Neubau von Wärmenetzen mit mindestens 75 Prozent

erneuerbarer Wärme und Abwärme. Die maximal zulässigen Einsatzanteile von Wasserstoff und Biomasse werden dabei je Netzgröße vorgegeben. Der Zuschuss beträgt 40 Prozent (max. 100 Mio. Euro Fördersumme pro Antrag) der förderfähigen Kosten, ist jedoch in absoluter Höhe auf die „Wirtschaftlichkeitslücke“ begrenzt.

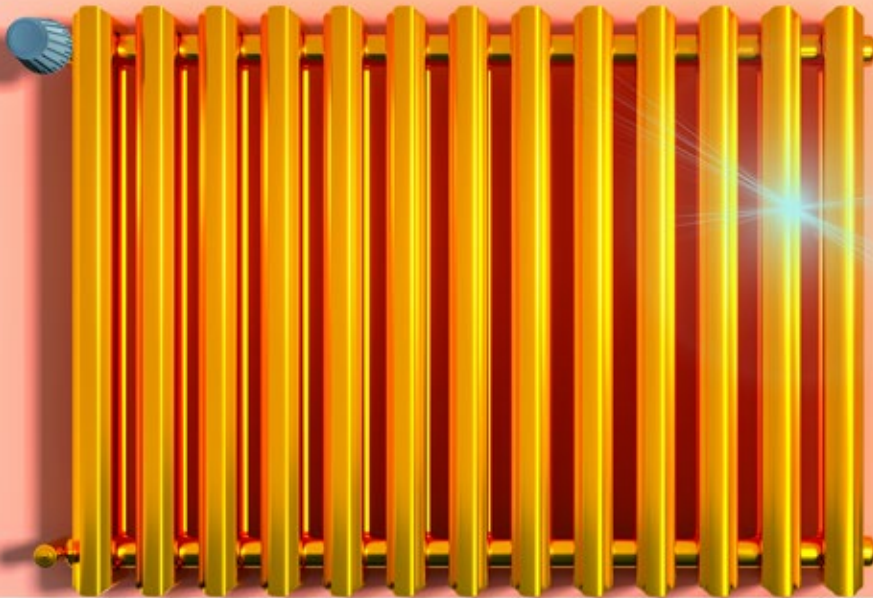
Im **Modul 3** werden **kurzfristig umsetzbare Maßnahmen** in Wärmenetzen **als Einzelmaßnahmen** gefördert. Förderfähig sind erneuerbare Energiequellen wie Solarthermie, Wärmepumpen oder Biomassekessel. Ebenfalls deckt die Förderung Wärmespeicher und Rohrleitungen zur Anbindung von erneuerbaren Wärmeerzeugern oder Abwärme ab. Wärmenetzerweiterungen und zusätzliche Wärmeübergabestationen sind gleichermaßen förderfähig. Die Förderung erfolgt in Form eines Zuschusses.

Für die Erzeugung von erneuerbarer Wärme aus Solarthermieanlagen und aus strombetriebenen Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen, wird in **Modul 4** eine **Betriebskostenförderung** gewährt. Die Betriebskostenförderung hat eine maximale Laufzeit von zehn Jahren und ist von Anlagenart und Betriebsweise abhängig. Die Tabelle zeigt eine Übersicht zu den maximalen Förderraten und -summen in den Modulen 1 bis 4.

» Die Wärmestrategie muss stets die lokalen Potenziale berücksichtigen und technologieoffen erarbeitet werden.

Ein langer Weg vom Zielbild zur Wärmestrategie

Die Transformation von Wärmenetzen geht nicht über Nacht. Bis zum Zielbild 100 Prozent erneuerbare Wärmeerzeugung im Jahr 2045 sind viele einzelne Schritte notwendig. Zunächst müssen dabei CO₂-neutrale Technologien gebietsspezifisch nach lokalen Anforderungen ausgewählt werden. Die Wärmezielscheibe von Rödl & Partner schlägt abhängig vom wärmespezifischen Urbanitätsgrad optimale Technologien zur Transformation des Wärmemarktes vor. Mit Hilfe dieses Leitfadens



können verfügbare Technologien betrachtet und evaluiert werden. Handlungsträger sollten bei der Ausgestaltung der zukünftigen Wärmeerzeugung technologieoffen sein. Denn der Wärmemarkt ist zu heterogen, um pauschale und allgemein gültige Lösungen zu definieren. Ziel ist die Entwicklung eines optimalen Technologiemixes, der auf die lokalen Gegebenheiten abgestimmt ist. Dafür müssen Energieversorger alle verfügbaren Technologien in Betracht ziehen, statt sich zu früh auf eine oder zwei bestimmte zu fokussieren. Das Ergebnis der

Wärmestrategie sollte die vorliegenden Potenziale darstellen und den Einbezug der betroffenen Akteure zeigen.

Von der Wärmestrategie zum technischen Konzept

Zahlreiche Technologien stehen bei der Errichtung eines dekarbonisierten Wärmenetzes zur Verfügung. Hierbei sind beispielsweise Power-to-Heat, Biomasse, Tiefengeothermie, Solarthermie, Wärmepumpen und Abwärme zu betrachten. Das Ziel ist, die verfügbaren Technologien bei der Erstellung eines

01 Module der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)

Fördermodul	Art der Förderung	Maximale Förderquote	Maximale Fördersumme
Modul 1	Zuschuss	50 Prozent der förderfähigen Kosten	Max. Fördersumme beträgt 2 Mio. Euro pro Antrag
Modul 2	Zuschuss	40 Prozent der förderfähigen Ausgaben	Max. Fördersumme: 100 Mio. Euro pro Antrag Die Förderung ist auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt
Modul 3	Zuschuss	40 Prozent der förderfähigen Ausgaben	Max. Fördersumme: 100 Mio. Euro pro Antrag Die Förderung ist auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt
Modul 4	Betriebskostenförderung	Die Betriebskostenförderung wird jährlich auf Basis der vom Antragsteller vorzulegenden Daten bestimmt	Betriebskostenförderung für max. 10 Jahre nach Inbetriebnahme der geförderten Anlage

Transformationsplans optimal einzusetzen. Hierzu werden die Potenziale der jeweiligen Technologie in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten analysiert und miteinander verglichen. In einem ersten Schritt wird im Rahmen einer Variantenanalyse ausgewertet, welche Technologie beziehungsweise welche Kombination von verschiedenen Technologien das individuell beste Ergebnis darstellt und unter Abwägung der Kosten die größtmöglichen CO₂-Vermeidungspotenziale besitzt. Das so ermittelte, favorisierte technische Konzept steht im Mittelpunkt des Transformationsplanes. In einem zweiten Schritt sind die Planungsleistungen für die Maßnahmenpakete des favorisierten Konzepts in Anlehnung an die HOAI-Leistungsphasen 2-4 durchzuführen und überwiegend abzuschließen (HOAI= Honorarordnung für Architekten und Ingenieure). Diese sind förderfähig für Komponenten, die innerhalb von vier Jahren gebaut oder installiert werden sollen. Der Abschlussbericht der Planungsleistungen wird als Teil des Ergebnisses des Moduls 1 bei der Beantragung der Fördermittel eingereicht.

Gebäude-Energie-Gesetz: Übergangsfrist nur mit Transformationsplan?

Der neueste Entwurf des Gebäude-Energie-Gesetzes vom 19. April 2023 (GEG-E) stellt weitreichende Vorgaben für die Zukunft der Wärmeversorgung. Energieversorgungsunternehmen sollten sich bereits jetzt auf die Erstellung von Wärme- und Erdgastransformationsplänen sowie den Ausbau der Fernwärmeversorgung vorbereiten. Der Entwurf regelt, dass Wärmenetze mit Baubeginn ab dem Jahr 2024 zu mindestens 65 Prozent aus erneuerbaren Energien oder Abwärme gespeist werden müssen. Für Bestandswärmenetze mit Baubeginn bis Ende 2023 muss bis spätestens Ende 2026 ein Transformationsplan vorgelegt werden, in dem bis 2030 ein Anteil an erneuerbaren Energien oder Abwärme von mindestens 50 Prozent der Wärmeabgabe angestrebt wird, um in den Genuss der Übergangsfristen zu kommen. In beiden Fällen muss das Wärmenetz bis Ende 2044 dekarbonisiert sein. Die geplante Anpassung des GEG erhöht somit unmittelbar den

02 Beispielhafte Vorgehensweise zur Beantragung und Bearbeitung des BEW Moduls 1



Handlungsbedarf von Wärmenetzbetreibern, einen Transformationsplan zu erarbeiten und die entsprechenden Maßnahmen auch zukünftig attraktiv und konkurrenzfähig umzusetzen. Dennoch sind im derzeitigen Entwurf auch Sanktionen vorgesehen, wenn Wärmenetzbetreiber die vorgeschriebenen Schwellwerte für die EE-Quoten nicht realisieren können. Dies erhöht die Verbindlichkeit der Transformationspläne und damit auch die Anforderungen an diese. Transformationspläne sollten keine zahnlosen Papiertiger darstellen, sondern verbindliche und gleichzeitig realistische Vorhaben möglichst ganzheitlich erfassen. Die Dekarbonisierung der Wärme wird damit strategisch notwendig, aber gleichzeitig ein Wachstumsmotor für die Neukundenakquise.

Investitionsentscheidung gut abwägen

Die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Quellen oder Abwärme sind oftmals mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden. Dies führte in der Vergangenheit häufig dazu, dass Potenziale an erneuerbaren Energien und Abwärme nicht ausgeschöpft wurden. In der langen Sicht sind solche Investitionen jedoch unerlässlich, um die Klimaziele zu erreichen. Auch aus wirtschaftlicher Sicht können solche Investitionen langfristig rentabel sein. Im Gegensatz zur Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern fallen bei der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien geringe Brennstoffkosten an und die Versorger können sich von volatilen und risikobehafteten Rohstoffmärkten und den steigenden CO₂-Preisen entkoppeln. Die Energiekrise aufgrund des Ukrainekriegs hat verdeutlicht, dass die Versorgungssicherheit und Preisstabilität bei zu hoher Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen gefährdet ist. Vielmehr gilt es, die lokale Wertschöpfung zu steigern.

Neben dem Nutzen für das Klima ist bei Transformationsprojekten letztlich auch immer die Wirtschaftlichkeit entscheidend. Das Mittel der Wahl, um diese zu analysieren, ist die dynamische Investitionsrechnung mit Hilfe eines Cash-Flow-Modells. Hierbei erfolgt eine zukunftsgerichtete Berücksichtigung aller positiven und negativen Liquiditätsströme über einen definierten Zeitraum. Somit lässt sich analysieren, welche Investitionen in erneuerbare Energien und Abwärme zur Wärmeerzeugung langfristig wirtschaftlich rentabel sind. Eine valide Wirtschaftsplanung ist insbesondere Voraussetzung, um notwendige Investitionsentscheidungen und die entsprechenden Beschlüsse zur Umsetzung der Maßnahmen zu erwirken. Die notwendigen Beschlüsse von Gremien wie beispielsweise dem Aufsichtsrat sind Voraussetzung dafür, dass die geplanten Maßnahmen tatsächlich realisiert werden.

Step-by-Step zum grünen Wärmenetz

Was können Sie nun tun, um die Fördermittel der BEW zu erhalten? Zunächst sollte geprüft werden, ob generell ein Anspruch auf die Förderung im Rahmen der BEW besteht. Dies ist beispielsweise abhängig von der Netzgröße und der Anzahl der versorgten Gebäude. Liegt der Förderanspruch vor, wird eine Projektskizze entworfen, die auf einer Ist-Analyse basiert und sowohl die Potenziale erneuerbarer Energien als auch die Zeitplanung enthält. Der vollständige Antrag kann online (ggf. durch einen Bevollmächtigten) eingereicht werden. Im Anschluss können der Transformationsplan und die Planungsleistungen entwickelt werden (Abb. 2).

Fazit

Investitionen in die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung sollten so schnell wie möglich realisiert werden. Insbesondere im Wärmesektor ist die lokale Situation vor Ort ein entscheidender Faktor, da im Wärmesektor keine „One-Fits-All“-Lösung existiert. Da die Maßnahmen zur Dekarbonisierung hohe Investitionen mit sich bringen, ist eine dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung maßgebend, um die notwendigen Investitionsentscheidungen bei den entsprechenden Gremien einholen zu können. Die Dekarbonisierung ist ein langwieriger Prozess. Umso wichtiger ist es, jetzt mit der Erarbeitung einer Wärme-strategie und der Umsetzung eines technischen Konzepts zu beginnen. Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze schafft hierzu attraktive Rahmenbedingungen. ◀



JOHANNES HIRNING

Jahrgang 1992

- 2013–2018 Studium Energie- und Umwelttechnik sowie Wirtschaftsingenieurwesen
- 2018–2021 Consultant, Becker Büttner Held Consulting
- seit 2021 Senior Associate, Rödl & Partner
- seit 2023 Manager bei Rödl & Partner
- ✉ johannes.hirning@roedl.com



KATJA RÖSCH

Jahrgang 1989

- 2008–2015 Studium Management & Technology sowie Psychologie
- seit 2015 Consultant, Rödl & Partner
- seit Mai 2020 Associate Partner, Rödl & Partner
- ✉ katja.roesch@roedl.com

Das dekarbonisierte Stromsystem

Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Investitionserfordernisse und Marktdesign

Die deutsche Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2035 den Strombedarf eines Jahres bilanziell aus Erneuerbaren Stromquellen zu decken und bis spätestens 2038 das Stromsystem zu dekarbonisieren. Das wirft aber auch Fragen auf. Wie kann etwa in Zeiten fehlender erneuerbarer Stromproduktion der Bedarf gedeckt werden? Und welches Marktdesign ist optimal, um die notwendigen Investitionen anzureizen?

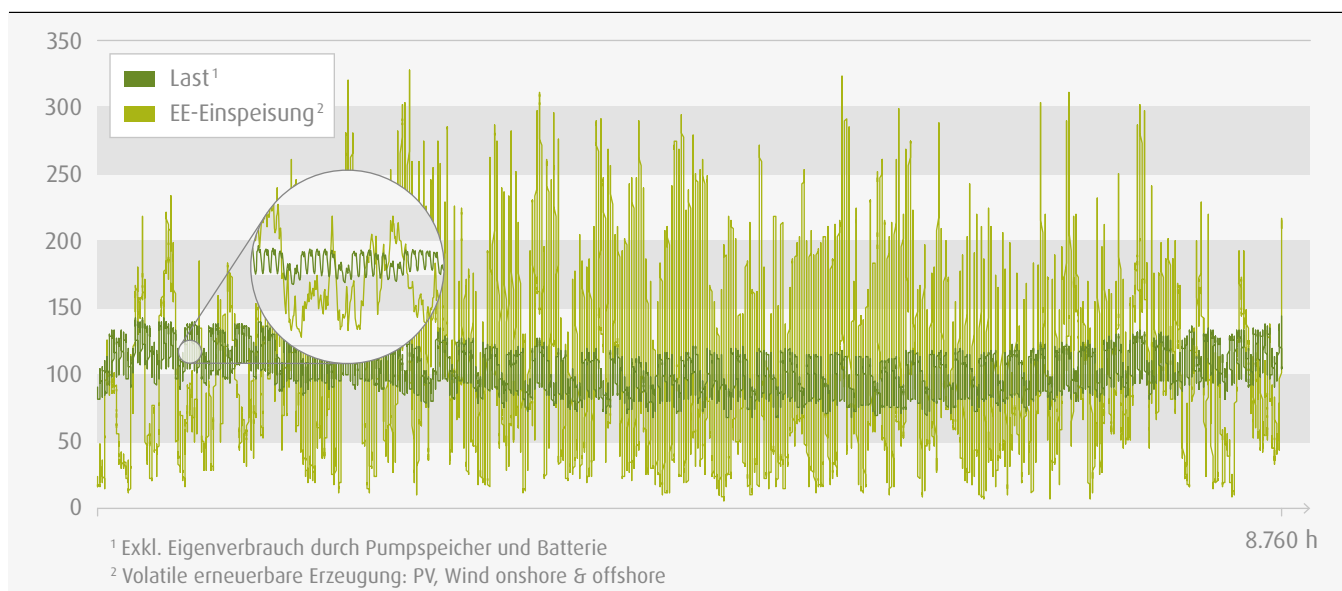
Von **Dr. Florian Haslauer** und **Martin Selter**, E.venture Consulting

Die vorliegende Analyse bildet die neue Marktrealität ab. Grundlage für die erarbeiteten Ergebnisse ist eine modellierte Residuallastkurve für 2040 mit Annahmen zu Stromverbrauch, Erzeugungsstruktur und Flexibilitätspotenzialen. Im Unterschied zu anderen Analysen wird dabei zunächst der Bruttobedarf an flexibler Last, der sich aus einer bilanziell ausgeglichenen Erzeugung von Wind- und PV-Strom ergibt, berechnet und dann den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gegenübergestellt. Aus der verbleibenden Defizitlast wird dann der Bedarf an zusätzlich zu schaffender flexibler Erzeugung abgeleitet.

Der Strombedarf in Deutschland wird von 564 TWh in 2021 auf etwa 940 TWh in 2040 steigen. Treiber dafür sind die Elektrifizierung in der Industrie, in der Wärme und in der Mobilität sowie die Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren.

Keine sichere Stromversorgung allein durch Erneuerbare
Trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren und der bilanziellen Deckung des Jahresstromverbrauchs durch die Erneuerbaren ist eine bedarfsgerechte, sichere Stromversorgung ausschließlich durch PV und Wind nicht gewährleistet. In einem von wetterabhängigen Erzeugungskapazitäten geprägten

01 EE-Produktion und Last 2040



Stromsystem ist zu keiner Stunde eine genaue Deckung des Bedarfes durch die Erneuerbaren gegeben. Entweder fallen Überschüsse an oder es besteht ein Defizit (Abb. 1).

Die Unter- bzw. Überdeckung wird noch deutlicher, wenn man die sogenannte Residuallast betrachtet. Die Residuallast stellt die Last dar, die nach Einspeisung von PV und Wind zu jedem Zeitpunkt eines Jahres nicht gedeckt ist. Geordnet nach der Größe ergibt sich die in Abbildung 2 dargestellte Residuallastkurve:

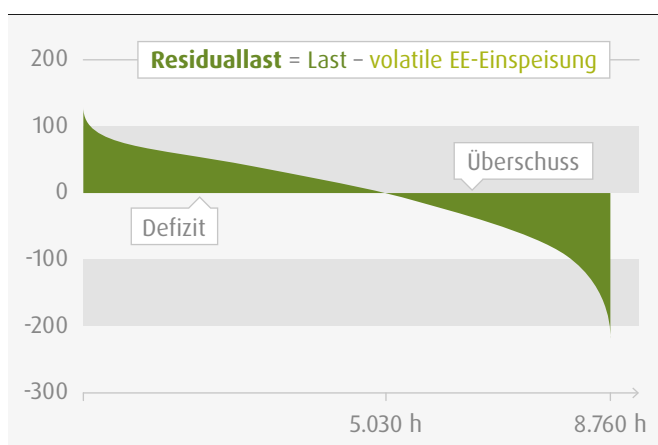
Das kumulierte Defizit beträgt im Jahr 2040 mit 233 TWh fast ein Viertel des Bedarfs. Der Überschuss summiert sich auf 219 TWh. In etwa 5.000 Stunden des Jahres besteht ein Defizit, in etwa 3.700 Stunden ein Überschuss aus der Stromerzeugung der Erneuerbaren Quellen.

Durch die Nutzung von Flexibilitäten auf der Verbrauchs- wie auch der Erzeugungsseite sowie durch den Einsatz von Speichern kann die Residuallastkurve abgeflacht werden, was die Defizit- und Überschussstunden bzw. -mengen reduziert. Flexible und grundlastfähige erneuerbare Erzeugungskapazitäten wie Laufwasser, Biomasse und Abfallverwertung, aber auch Batterien, Elektroautos und Wärmepumpen müssen in Zukunft zur Flexibilisierung beitragen (Abb. 3).

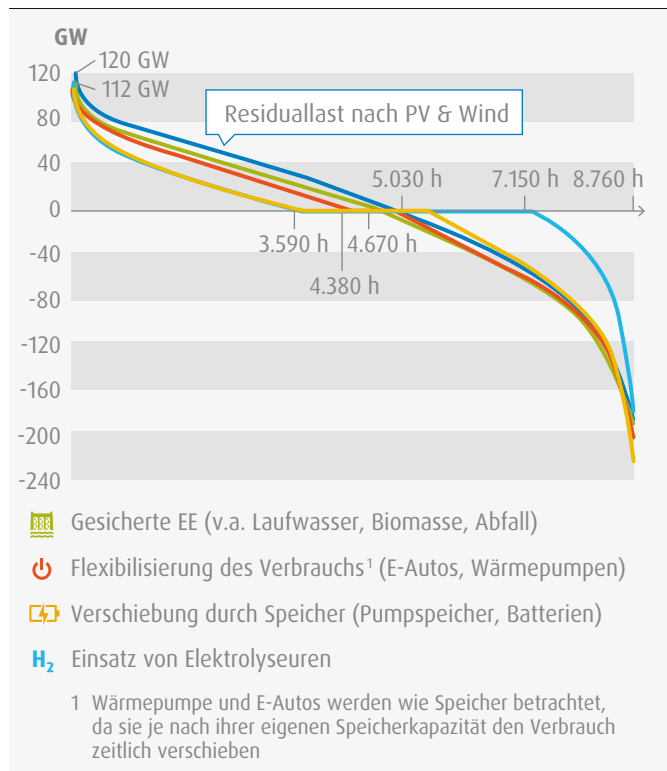
Entsprechend der politischen Ziele in Bezug auf Wasserstoff ist bis 2040 mit einer signifikanten Elektrolysekapazität in Deutschland zu rechnen, die aus Erneuerbaren Stromquellen versorgt werden soll. Eine installierte Elektrolysekapazität von 70 GW, von der rund 50 GW flexibel mit Überschussstrom betrieben werden, wird entsprechende Flexibilitäten auf der Nachfrageseite schaffen.

Zwar reduzieren die aufgezeigten Flexibilitätspotenziale die Defizitmenge um 90 TWh, das heißt, um ca. ein Drittel, und die Defizitstunden von ca. 5.000 auf 3.600 Stunden. Gleichwohl müssen nach Nutzung aller Flexibilitäten und Speicher immer noch ca. 140 TWh und eine Spitzenlast von 120 GW abgedeckt werden. Bemerkenswert ist dabei insbesondere, dass die Flexibilitäten zwar das Defizitvolumen deutlich mindern, jedoch nur geringen Einfluss auf das Spitzenlast-Defizit haben.

02 Residuallastkurve (absteigend) 2040



03 Residuallastkurve 2040 unter Berücksichtigung von Flexibilitäten



Importe und Abschaltungen helfen nur teilweise

In 2040 wird in der Industrie ein Lastabschaltungspotenzial von bis zu 13 GW und ein Leistungspotenzial bei Stromimporten von 25 GW bestehen. Die Annahme zu den Leistungspotenzialen aus abschaltbaren Lasten (13 GW) und Stromimporten (25 GW) weicht von gängigen Prognosen, die höhere Potenziale sehen, ab. Die Abschaltung von Lasten ist in den stromintensiven Industrien, wie Chemie, Stahl und Aluminium technisch nur bedingt möglich. Die Importmärkte stehen ebenfalls vor einem Umbau in Richtung erneuerbare Energien und werden in den Herkunftsmärkten ähnliche Lastprofile in der Erzeugung aufweisen. Mit anderen Worten: Wenn in Deutschland der Strom knapp ist, dann wird er es auch in Frankreich, Polen und Tschechien sein. Unter Berücksichtigung der abschaltbaren Lasten sowie der Importe könnte die Spitzen-Defizitlast von 120 GW auf 75 GW reduziert werden (siehe Abb. 4).

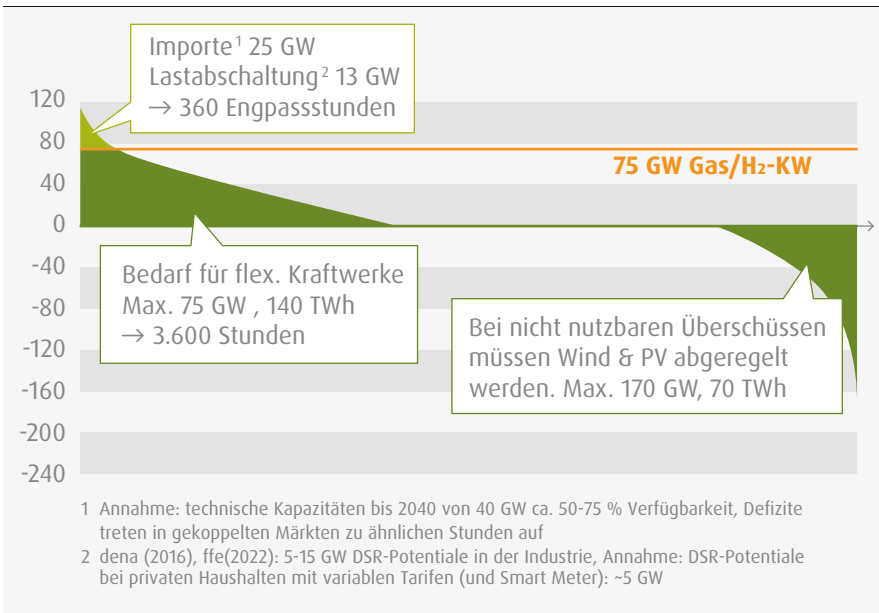
Bedarf an 75 GW flexibler Erzeugung

Somit bleibt nach Nutzung aller beschriebenen Potenziale eine abzudeckende Defizit-Strommenge von 140 TWh. Nach dem heutigen Stand der Technik können flexible Gaskraftwerke dieses Defizit abdecken. Deshalb gehen wir davon aus, dass in 2040 75 GW Gaskraftwerke erforderlich sind. In einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem würden dies wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke oder Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung sein.

Preisbildung im EOM schafft Investitionsanreize

Eine viel diskutierte Frage ist, ob das heutige Marktdesign, also der Energy-Only-Markt (EOM) auf Basis der Merit Order, auch für den zukünftigen Strommarkt mit einem hohen Anteil volati-

04 Verbleibende Defizite und Überschüsse nach Berücksichtigung der Flexibilitäten



ler erneuerbarer Erzeugung den richtigen Rahmen bildet. Für den erforderlichen Ausbau der Stromerzeugung ist ein Marktdesign sinnvoll, das privatwirtschaftliche Investitionen anreizt und staatliche Förderungen zur Anreizlenkung minimiert oder gänzlich verzichtbar macht. Die Nutzung von Flexibilitäten, insbesondere auf der Verbrauchsseite, erfordert ein Marktdesign, das Anreize über Preissignale setzt. Dies wird zukünftig wichtiger, da auf der Verbraucherseite Flexibilitäten entstehen, zum Beispiel Wärmepumpen oder die Ladung von Elektrofahrzeugen, die am effizientesten mit Preissignalen genutzt werden können. Auch in einem Markt mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Stromquellen bleiben nicht vereinzelte Stunden, sondern im Gegenteil mehr als 5.000 Stunden im Jahr, die eine Unterdeckung aufweisen. Für diese Zeiten braucht es Kraftwerke und andere Technologien, mit denen flexibel gesicherte Leistung bereitgestellt werden kann. Das Marktdesign muss einen langfristigen Anreiz für privatwirtschaftliche Investitionen bieten.

Bis 2040 fallen Kohle- und Nuklearkraftwerke aus der Merit Order, welche dann nur noch von Photovoltaik-, Wind, sonstigen Erneuerbaren Erzeugungsquellen und flexiblen Gaskraftwerken gebildet wird. In den Engpassstunden, die auch heute schon auftreten, decken Importe und Lastabschaltungen in der Industrie den Bedarf.

Investitionsanreize für die Erzeugungskapazitäten im Jahr 2040 sind dann gegeben, wenn eine hinreichende Anzahl von Stunden zu Preisen im EOM führt, die eine Vollkostendeckung erlauben. In etwa 3.500 Stunden setzen die Erneuerbaren den Preis, in etwa 1.600 Stunden ist eine Abregelung, bzw. marktgetriebene Abschaltung der Erneuerbaren zu erwarten, weil alle anderen Möglich-

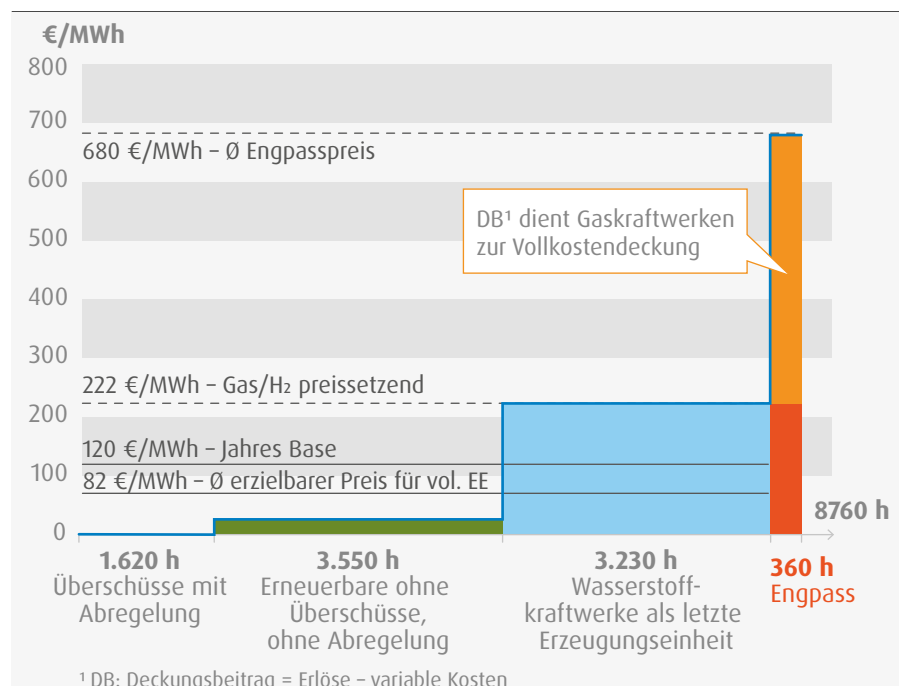
keiten, die Strommengen zu verwerten, ausgeschöpft sind. Die volatilen Erneuerbaren erzielen jedoch insgesamt aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors einen Durchschnittserlös von über 80 Euro/MWh und decken damit Ihre Vollkosten (siehe Abb. 5).

Die Wasserstoff-befeuerten Gaskraftwerke sind in jenen Stunden preissetzend, in denen die Erneuerbaren nicht ausreichen, um den Bedarf zu decken. Sie brauchen die Engpassstunden, um über den Grenzkosten liegende Preise zu erzielen. In den Engpassstunden ist von einem Preis auszugehen, der höher liegt als das heute der Fall ist. 2022 wurde in den 400 teuersten Stunden des Jahres ein Durchschnittspreis von etwa 600 Euro/MWh erreicht. Die Gaskraftwerke brauchen zur Abdeckung Ihrer Gesamtkosten einen Engpasspreis von mindestens 680 Euro/MWh über 360 Stunden. Wir schätzen die Wahrscheinlichkeit für ein entsprechendes Preisniveau und auch Nutzungstunden als hoch ein und erwarten Engpasspreise, die noch darüber liegen.

Chancen und Risiken im EOM

Die gewonnen Erkenntnisse aus den durchgeführten Analysen lassen den Schluss zu, dass der Energy-Only-Markt auch in einem Stromsystem mit einem

05 Strompreisbildung in der Merit Order 2040



hohen Anteil erneuerbarer Energien mit niedrigen Grenzkosten den richtigen Marktrahmen bildet. Langfristige Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugungsanlagen sind gegeben, weil die notwendigen flexiblen Kraftwerke mit zukünftig sehr hohen Grenzkosten für langfristige Marktpreise deutlich über denen des Vorkrisen-Preisniveaus sorgen. Die flexiblen Gaskraftwerke sind in über 3.500 Stunden des Jahres preissetzend. Aufgrund der hohen Volatilität der Erzeugung zu erwartende Knappheitssituationen führen zu Engpasspreisen, die Investitionen in flexible Erzeugungseinheiten wirtschaftlich machen. Für die Gewährleistung der Bedarfsdeckung im zukünftigen Stromsystem ist die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf der Verbrauchsseite sehr wichtig. Der EOM bietet grundsätzlich die dafür notwendigen Preissignale.

Neben diesen Vorteilen des EOM sind aber auch Risiken zu berücksichtigen. Die hohe Volatilität der Preise wirkt sich dämpfend auf die Investitionsbereitschaft aus, insbesondere bei den flexiblen wasserstofffähigen Gaskraftwerken, und erhöht die Finanzierungskosten (Finanzierungsrisiko). Die Transformation des Energiesystems wird neue Lösungen hervorbringen, die bisher nicht bekannt sind. Diejenigen, die ihre Investitionen über lange Zeiträume amortisieren müssen, könnten darin einen weiteren Grund sehen, nicht zu investieren (Transformationsrisiko). Die Politik könnte sich bemüßigt sehen, den hohen Preisen durch regulatorische Eingriffe zu begegnen. Solche politisch motivierten Eingriffe in den Markt, zum Beispiel in der Form von Price Caps, stellen hohe regulatorische Risiken dar, die sich ebenfalls hemmend auf entsprechende Investitionen auswirken können (regulatorisches Risiko).

Kapazitätskomponente reizt Investitionen an

Zur Kompensation der genannten finanziellen, transformatorischen und regulatorischen Risiken schlagen wir vor, flexible Kapazitäten zu auktionieren und entsprechende Prämien für die Investitionen in solche Kapazitäten an diejenigen zu zahlen, die die geringsten Zuschüsse einfordern. Diese Kapazitätsprämien würden sich entsprechend zu den volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung hinzuaddieren, allerdings keinen Einfluss auf die Preisbildung im EOM haben. Wir gehen davon aus, dass auf diesem Weg die notwendigen flexiblen Kapazitäten von 75 GW in Deutschland bis 2040 anzureizen sind. Contracts for Difference (CfD's) oder andere Fördermittel für Erneuerbare sehen wir hingegen nicht als notwendig an, weil die Preise im EOM einen ausreichenden Anreiz für Investitionen darstellen.



DR. FLORIAN HASLAUER

Jahrgang 1962

- Studium und Promotion Wirtschaftsingenieurwesen Maschinenbau, Technische Universität Graz
- 1991–2017 AT- Kearney
- seit 2018 Gründungspartner und Geschäftsführer, e.venture consulting GmbH
- ✉ florian.haslauer@e-vc.org

Fazit

Wesentliche, erwartbare Erkenntnis ist, dass die Erzeugung aus Wind und PV der geforderten Nachfrage, bzw. Last nicht entspricht. Es kommt zu Überschüssen und Defiziten. Die Höhe des leistungsseitigen Defizits ist mit brutto 120 GW bei einer Maximallast von 146 GW erheblich. Anders ausgedrückt reicht an 5.000 Stunden im Jahr die Erzeugung aus Wind und PV nicht aus, die Bedarfe zu decken. Dies entspricht einer fehlenden Erzeugungsmenge von 233 TWh.

Trotz starkem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und dem Erreichen der hundertprozentigen bilanziellen Abdeckung des Strombedarfs im Jahr 2040 sind weiterhin flexible Kraftwerkskapazitäten in signifikantem Ausmaß erforderlich. Das werden aus heutiger Sicht wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke oder Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung sein. Nutzbare Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite und Speicher, wie Batterien, leisten einen Beitrag, die Defizitstunden zu reduzieren, helfen aber nicht, die Spitze in der Defizitlast wesentlich zu reduzieren. Diese beträgt nach Nutzung aller Flexibilitäten 75 GW. Die entsprechend erforderlichen flexiblen Kraftwerke haben mit deutlich über 1.800 Stunden signifikante Einsatzzeiten und laufen nicht nur in wenigen Stunden. Die Finanzierung der flexiblen Kraftwerke ist unter der Annahme von knapp 400 Engpassstunden mit einem durchschnittlichen Preis von über 680 Euro/MWh gegeben.

Flexible Gaskraftwerke benötigen Engpasszeiten und -preise, um Deckungsbeiträge über die Grenzkosten hinaus erzielen. Um daraus resultierende technologische, transformatorische und regulatorische Risiken abzufedern, schlagen wir eine Kapazitätskomponente in der Vergütung dieser Kraftwerke vor, die entsprechende Investitionen unterstützt. Eine Auktionierung der Kapazitäten würde dabei den EOM in der Preisbildung nicht beeinflussen.

Die Diskussion zeigt die sektorübergreifende Bedeutung der Energiewirtschaft für den Standort Deutschland. Die Regulierung muss einen langfristig stabilen Rahmen schaffen, der es den Marktakteuren ermöglicht, Investitionsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage zu treffen. ◀



MARTIN SELTER

Jahrgang 1964

- Studium der Wirtschaftswissenschaften, Universität Münster
- 1992–2021 Ernst & Young
- seit 2022 Senior Partner, e.venture consulting GmbH
- ✉ martin.selter@e-vc.org

Interview mit **Smail Zarouali**, Bereichsleiter Vertrieb der Stadtwerke Krefeld

»Wir sind in ein planbares Risiko gegangen.«

Die Energiekrise hat in den vergangenen anderthalb Jahren viele Energieversorger gerade im Vertriebsgeschäft vor große Herausforderungen gestellt. Mancher Anbieter hat sich sogar gänzlich aus dem Markt zurückgezogen – nicht so die Stadtwerke Krefeld (SWK). Der Versorger vom Niederrhein hat sogar die Neukundenakquise aufrechterhalten. Im Gespräch mit energate-Redakteur Rouben Bathke erläutert Smail Zarouali, Bereichsleiter Vertrieb der Stadtwerke Krefeld, die Strategie und ihre Folgen.



Foto: © Stadtwerke Krefeld

e|m|w:

Herr Zarouali, die Energiekrise hat zu vielen Turbulenzen im Vertriebsgeschäft geführt. Wie sind die Stadtwerke Krefeld durch die Krise gekommen?

Zarouali:

Ich bin seit 15 Jahren im Geschäft und so eine herausfordernde Zeit wie zuletzt habe ich noch nie erlebt. Wir haben eine regelrechte Achterbahnfahrt bei den Börsenpreisen erlebt. Die Bundespolitik hat mit vielen Maßnahmen – denken Sie etwa an die Gasumlage, die in letzter Sekunde noch gekippt wurde, oder die Preisbremsen – versucht, die Preissteigerungen für Kunden aufzufangen. Das hat uns einen enormen Aufwand beschert. Und nicht zuletzt haben wir als Grundversorger in Krefeld tausende Kunden aufgefangen, die andere Anbieter abgestoßen hatten.

Für uns bedeutete das: kalkulieren, kalkulieren, kalkulieren. Aber wir haben in diesem anspruchsvollen Marktumfeld auch Chancen gesehen – und die haben wir genutzt. Wir sind innerhalb von 14 Monaten im externen Markt um eine mittlere fünfstelligen Kundenzahl gewachsen. Dieses Wachstum in einem instabilen Marktumfeld ist durchaus ein

Risiko, das wir aber bewusst eingegangen sind. Wir wollen auch in Krisenzeiten unser Kundengeschäft ausbauen.

e|m|w:

Wie kommt diese vergleichsweise hohe Zahl an Neukunden zustande?

Zarouali:

Zu den Neukunden gehören natürlich solche, die wir in Krefeld als Grundversorger aufgefangen haben. Aber der weitaus größere Teil ist durch die Neukundenakquise im externen Markt zu uns gekommen. Wir haben die Akquisetätigkeiten im Gegensatz zu manchem Wettbewerber zu keinem Zeitpunkt eingestellt. Hinzu kommt auch anorganisches Wachstum, denn wir haben ein Portfolio von Heizstromkunden übernommen, das die Rheinenergie aufgrund von kartellrechtlichen Auflagen abgeben musste. Das Zusammenspiel dieser Faktoren macht diese Zahl aus.

e|m|w:

Viele Wettbewerber haben aufgrund der hohen Preisrisiken die Neukundenakquise eingestellt, manche sogar Bestandskunden abgestoßen. Was hat Sie bewogen, den Vertrieb aufrecht zu erhalten?

Zarouali:

Unsere Strategie ist darauf ausgerichtet, im Vertriebsgeschäft zu wachsen. Entsprechend sind unsere gesamten internen Prozesse darauf ausgerichtet. Das hat uns das Selbstbewusstsein gegeben, auch in einem schwierigen Marktumfeld offensiv zu agieren. Der wichtigste Punkt aus meiner Sicht ist die möglichst genaue Mengenplanung in der Beschaffung, was effiziente und regelmäßige Abstimmungsprozesse erfordert. Konkret heißt das: Unser Vertriebsteam hat sich eng mit den Kollegen aus der Beschaffung, die die Energiemengen einkaufen, und dem Controlling, das die Prognosen erstellt, abgestimmt. Denn was man ja gerade in Hochpreisphasen vermeiden möchte, ist es, Strom- oder Gasmengen am Markt nachordern zu müssen. Wir hatten allerdings schon gewisse Zusatzmengen für Wachstum eingeplant. Zudem waren wir in der Lage, genau zu tracken, wie viele Kunden wir reinholen und welche Mengen wir bereits beschafft hatten. Diese fortlaufende Abstimmung ist natürlich aufwendig. Es gab Phasen, in denen wir wöchentlich unsere Preise neu kalkuliert haben, um ein Angebot beim Kunden platzieren zu können.

e|m|w:

Gerade die Abstimmung mit dem Controlling ist sicherlich nicht immer ohne Bedenken verlaufen. Schließlich gab es guten Grund zur Vorsicht. Mussten Sie Überzeugungsarbeit leisten, um an Ihrer Strategie festzuhalten?

Zarouali:

Die Meetings mit dem Controlling und der Beschaffung dienen ja genau dem Ziel, die Marktsituation aus allen Perspektiven zu beleuchten und sowohl die Risiken als auch die Chancen auszuloten. Natürlich wird dabei auch mal kontrovers diskutiert. Aber es geht nicht darum, jemanden zu überzeugen, sondern vielmehr anhand von Zahlen darzustellen, dass unser Angebot werthaltig ist. Wir schauen uns an, wie viele Aufträge

wir einholen, wie die aktuelle Preislage aussieht und welche Auswirkungen das im Zusammenspiel hat. Natürlich gehört am Ende auch ein Stück weit die Mentalität dazu, gewisse Risiken einzugehen. Aber wir sind in ein planbares Risiko gegangen. Wir konnten diesen Weg auch rechnerisch darstellen.

» Unsere Strategie im Vertrieb hat sich als krisenfest erwiesen.«

e|m|w:

Ihre Strategie im Vertriebsgeschäft ist auf Wachstum ausgerichtet. Stand diese Strategie tatsächlich zu keinem Zeitpunkt der Krise zur Disposition?

Zarouali:

Natürlich haben wir im Management einen Krisenstab eingerichtet, der wöchentlich zusammengekommen ist. In dieser Runde haben wir alles kritisch geprüft und hinterfragt. Aber auch in dieser Runde haben die Fakten eine klare Sprache gesprochen – und zwar für den Vertrieb. Natürlich gehört auch eine Portion unternehmerischer Mut dazu, sich in diesem Marktumfeld so zu positionieren. Diesen Weg konnten wir auch nur mit dem entsprechenden Commitment des Managements gehen. In der Rückschau lässt sich aber festhalten: Unsere Strategie im Vertrieb hat sich als krisenfest erwiesen.

» Stadtwerkequalitäten wie Zuverlässigkeit, Sicherheit und gesellschaftliche Verantwortung haben an Zugkraft gewonnen.«

e|m|w:

Inwiefern hat die Krise Ihr Marketing verändert oder die Vertriebskanäle, die Sie bespielen?

Zarouali:

Wir sind grundsätzlich vertrieblich sehr breit aufgestellt und nutzen verschiedene Kanäle. In dem Bereich hat sich durch die Krise auch nicht viel verändert. Wir haben aber durchaus Veränderungen im allgemeinen Stimmungsbild, die wir im Marketing aufgegriffen haben. Und zwar haben die früher teilweise belächelten Stadtwerkequalitäten wie Zuverlässigkeit, Sicherheit und gesellschaftliche Verantwortung an Zugkraft gewonnen. Diese Kriterien sind vielen Kunden in der Energiekrise wieder wichtig geworden. Als Stadtwerke Krefeld verbinden wir diese Stärken mit den Anforderungen an einen modernen, zukunftsorientierten Energiedienstleister, um uns im Wettbewerb stärker abzusetzen.

e|m|w:

In den Hochzeiten der Krise waren die Vergleichsportale, die für viele Anbieter zu dem wichtigsten Vertriebskanälen gehören, phasenweise wie leergefegt. Welche Rolle spielen Vergleichsportale für Sie?

Zarouali:

Die Vergleichsportale spielen für unsere Wachstumsstrategie – ganz unabhängig von der Krise – keine große Rolle. Wir haben diesen Vertriebskanal getestet und festgestellt, dass dieser Weg für uns keinen Business Case darstellt. Gerade die Billiganbieter betreiben einen Preiswettbewerb auf den großen Online-Vergleichsportalen, den wir so nicht mitgehen wollen. Deshalb gehen wir auf Distanz. Das heißt aber nicht, dass wir diesen Vertriebskanal verteufeln oder kategorisch ausschließen.

» Wir setzen auf unsere Story: Ein seriöses Stadtwerk mit einem agilen und digitalen Touch.«

e|m|w:

Schauen wir auf das jetzige Marktumfeld, wo die Preissituation sich wieder entspannt hat. Ist das für Sie weiterhin ein attraktives Marktumfeld und wie stellen Sie sich auf?

Zarouali:

Zunächst einmal beobachten wir in der aktuellen Phase der Entspannung, dass der Wettbewerb wieder an Intensität gewinnt. Gerade solche Marktteilnehmer, die zwischenzeitlich ausgeschieden waren, sind nun wieder da und versuchen, mit Dumpingpreisen wieder Marktanteile zurückzuerobern. Wir haben unsererseits nicht den Anspruch, diesen Preiskampf

mitzugehen, sondern setzen auf unsere Story: Ein seriöses Stadtwerk mit einem agilen und digitalen Touch.

Tatsächlich akquirieren wir weiterhin erfolgreich Neukunden im externen Markt. Wir sehen aber auch Chancen durch anorganisches Wachstum, also Zukäufe von Kundenportfolien von Wettbewerbern, die den Markt verlassen. Mit solchen Akquisitionen haben wir in der Vergangenheit schon viele Erfahrungen gesammelt und entsprechende Expertise aufgebaut. Zuletzt haben wir die Kunden von Schröder Gas übernommen, einem Flüssiggasversorger, der sich aus dem Erdgasvertrieb zurückgezogen hat. Und wir sind daran interessiert, weitere Portfolien zu übernehmen. Das ist ein fester Bestandteil der Wachstumsenergie der SWK.

e|m|w:

Vielen Dank für das Gespräch! ↩

SMAIL ZAROUALI

Jahrgang 1983

- 2004–2008 Studium Wirtschaftsingenieurwesen
 - 2008–2011 Vertriebssteuerung SWK ENERGIE GmbH
 - 2011–2020 Leiter Produktmanagement & Pricing SWK ENERGIE GmbH sowie ab 2014 auf für lekker Energie GmbH
 - 2013–2021 Leiter Vertrieb & Marketing (StV)
 - seit 2021 Prokurist/Bereichsleiter Vertrieb & Marketing
- ✉ swkvertrieb@swk.de

ener|gate update Wirtschaft in der Energiekrise

Der Newsletter zu den Folgen der Energiepreiskrise für Industrie und Gewerbe.

JETZT ANMELDEN >

energiekrise.energate.de



Anatomie einer Cyberattacke

In einer immer stärker vernetzten Welt steigen auch die Gefahren für Cyberattacken. Unternehmen gehen immer noch allzu sorglos mit dem Schutz kritischer Daten und dem eigenen Netzwerk um. Dabei gilt heute mehr denn je: Die stärkste Lieferkette ist nur so gut gesichert wie das schwächste Glied.

Von **Tim Berghoff**, Security Evangelist,
G Data Cyberdefense AG

Die Digitalisierung hat längst alle Lebens- und Wirtschaftsbereiche erreicht. Sie ist dabei, wenn wir Beziehungen pflegen, Know-how gewinnen, Termine planen, uns ausweisen, Verträge schließen, einkaufen und bezahlen. Sie unterstützt uns, wenn wir Bücher führen, Kunden ansprechen, Informationen speichern, Wissen managen. Daher ist die sichere Versorgung mit digitalen Informationen schon heute so existenziell wie die Versorgung mit Strom oder Wasser. Gleichzeitig ist das Risiko für Cyberangriffe zuletzt beinahe exponentiell gewachsen. Sehr viele Unternehmen sind immer noch ein leichtes Opfer für Cyberkriminelle, weil sie nicht einmal die einfachsten Cybersecurity-Basics berücksichtigen. Allein im letzten Jahr lag der Schaden durch Cybercrime in Deutschland bei mehr als 250 Milliarden Euro – nach Berechnungen des Branchenverbands Bitkom und Statista. Tendenz: steigend.

Hacker gehen häufig nach Schema F vor

Die meisten Cyberangriffe folgen einem festen Muster. Zunächst spähnen die kriminellen Hacker ihr Opfer aus und erfassen relevante Daten. Dazu analysieren sie die Netzwerkinfrastruktur und suchen nach offenen Ports oder Access Points. Gleichzeitig sammeln sie mit professionellen Analysetools Informationen zu aktiven Maschinen, Betriebssystemen und Services. So erhalten sie etwa Einblick in den aktuellen Patch-Status oder finden möglicherweise Lücken wie ein ungepatchtes Citrix-System oder einen noch aktiven Windows-7-Rechner. Auch Social-Media-Accounts werden von Kriminellen ausgewertet, um einen Zugangsweg in das fremde Netzwerk zu finden. Gefundene Lücken in der IT-Sicherheit nutzen sie, um den Schadcode direkt in das Zielsystem zu schleusen oder durch clever gemachte Phishing-Mails oder Nachrichten mit Schadsoftware im Anhang den Angreifern Tür und Tor zu öffnen.

Dies alles passiert unbemerkt – ebenso wie die nächsten Schritte, in denen die Cyberkriminellen Schritt für Schritt die Kontrolle an sich reißen. Dazu verbreiten sie die digitale Infektion immer weiter im Netzwerk und bauen einen Rückkanal zu einem Command-and-Control-Server auf. Von diesem laden die Angreifer automatisiert nicht nur neuen Schadcode nach, sondern leiten Daten aus dem Unternehmen heraus. Erst dann holen sie zum finalen Schlag aus und verschlüsseln das System beziehungsweise die wichtigsten Dateien. Plötzlich werden die Bildschirme im Unternehmen schwarz, Rechner lassen sich weder hoch- noch runterfahren. Übrig bleibt eine Lösegeldforderung, unterschrieben mit „pog“: pay or grief – zahle oder leide. Die Auswertung aktueller Vorfälle belegt, dass zwischen Erstinfektion und Lösegeldforderung rund 180 Tage vergehen, bis der Schaden sichtbar wird. Allerdings beschleunigen Cyberkriminelle ihr Tempo – mit neuen Methoden und Tools dauert es in einigen Fällen vom Erstangriff bis zur Verschlüsselung nur noch zehn Tage.

Übrigens: Ein besonderes Augenmerk richten Cyberkriminelle auf die Zerstörung aktueller Back-ups. Denn ohne Datensicherung fehlt Firmen die letzte Verteidigung gegen die Angreifer. Danach bleibt nur eine Möglichkeit: das geforderte Lösegeld zahlen.

Die Unternehmensgröße ist nicht entscheidend

Kriminelle Hacker kennen sich mit Wertschöpfungsketten gut aus und wissen aus eigener Erfahrung um deren Funktion. Gleichzeitig sind sie über die Arbeitsweise von IT-Abteilungen im Bilde und nutzen deren Schwächen aus. Darüber hinaus sind Verantwortliche von KMU immer noch davon überzeugt, dass große, international operierende Konzerne und Industrieunternehmen wesentlich öfter im Fokus krimineller Hacker stehen als kleinere Unternehmen.

Doch die Unternehmensgröße ist schon lange kein Bemessungsfaktor mehr für die Wahrscheinlichkeit eines Angriffs. Entscheidender ist, wie leicht sich eine erfolgreiche Attacke monetarisieren lässt – oder welche Auswirkungen ein Totalausfall auf andere hätte. Je kleiner und spezialisierter der Markt, desto schwerer wiegen Ausfälle entlang der Lieferkette.

Die Corona-Krise hat bereits gezeigt, wie fragil Lieferketten sein können – in einigen Bereichen entspannt sich die Situation erst jetzt. Auch Unfälle wie die Havarie der Ever Given im Panamakanal können globale Auswirkungen nach sich ziehen, die monatelang spürbar bleiben. Ein gezielter

Angriff könnte weit dramatischere Auswirkungen haben. Da gerade in der Energiebranche spezialisierte Bauteile und Materialien wichtig sind, könnte hier der Ausfall eines Zulieferers weltweit Lieferschwierigkeiten für Dinge wie Hochspannungstransformatoren haben. Können etwa keramische Isolatoren oder bestimmte Metalllegierungen nicht geliefert werden, verlängern sich Lieferzeiten für Endprodukte dramatisch – was wiederum Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in manchen Gebieten der Welt haben kann.

Und nicht immer ist das Opfer eines Angriffs das eigentliche Ziel. Infiltrierte Systeme eines Dienstleisters oder eines Zulieferunternehmens dienen immer wieder als Sprungbrett für weitere Attacken, etwa auf die Kunden des kompromittierten Unternehmens. Beispiele für Angriffe auf Lieferketten gibt es mehr als genug: Angefangen bei Supportdienstleistern bis hin zu Herstellern von Netzwerkhardware, die in kritischen Bereichen zum Einsatz kommt.

Und nicht immer ist das Opfer eines Angriffs das eigentliche Ziel. Infiltrierte Systeme eines Dienstleisters oder eines Zulieferunternehmens dienen immer wieder als Sprungbrett für weitere Attacken, etwa auf die Kunden des kompromittierten Unternehmens. Beispiele für Angriffe auf Lieferketten gibt es mehr als genug: Angefangen bei Supportdienstleistern bis hin zu Herstellern von Netzwerkhardware, die in kritischen Bereichen zum Einsatz kommt.

Kleine Lücke, große Wirkung

Angriffe auf Liefer- und Wertschöpfungsketten haben eine Gemeinsamkeit: Sie schlagen schnell wesentlich größere Wellen, als auf den ersten Blick ersichtlich. Ein Beispiel: Ein Supportdienstleister übernimmt für mehrere Großunternehmen Teile des Kundendienstes. Für diese Arbeit ist der Zugriff auf Daten des Unternehmens erforderlich. Wenn Kriminelle den Zugang zum Netzwerk des betreuten Unternehmens kompromittieren, ist ein Angriff schnell in einem Bereich gelandet, der für den Dienstleister wenig nachvollziehbar und noch weniger kontrollierbar ist. So entdeckte der Supportanbieter Twilio im August 2022 „unautorisierte Zugriffe“ auf die Daten einiger Kunden. Zu den Kunden von Twilio gehören etwa einige große Technologiekonzerne. Ihren Ursprung hatte die Attacke unter anderem in gefälschten

» Ein besonderes Augenmerk richten Cyberkriminelle auf die Zerstörung aktueller Back-ups.

Textnachrichten, sodass Mitarbeitende von Twilio Anmelde-daten herausgegeben hatten.

Auch bei der Hard- und Software existieren Stolperfallen. So sind Fälle bekannt, bei denen ein Softwarehersteller über einen längeren Zeitraum infiltriert war. Die Angreifer haben dort jedoch weder Daten gelöscht noch gestohlen. Im Gegenteil: Sie haben etwas zurückgelassen – nämlich einen Programmcode, den sie in die Entwicklungsumgebung des Anbieters schmuggelten. Dieser wurde dann per automatischem Update an Kunden in aller Welt ausgeliefert. Dieses manipulierte Update leitete Informationen aus, sowohl von Wirtschaftsunternehmen als auch Regierungsbehörden. Die Rede ist von Sunburst. Die manipulierte Netzwerkverwaltungssoftware des Herstellers Solarwinds sorgte Anfang 2021 für hektisches Treiben bei den nutzenden Firmen. Angriffe auf Dienstleister und Zulieferer können also drastische Konsequenzen nach sich ziehen, weil hier dann nicht nur ein Versorgungsunternehmen betroffen wäre, sondern potenziell eine ganze Menge. Von Ausfällen in Abrechnungs- und Steuerprozessen bis hin zur Manipulation von Netzplänen sind der Phantasie kaum Grenzen gesetzt. Dieses Risiko gilt es mit zu berücksichtigen, wenn die eigene IT an ein Dienstleistungsunternehmen ausgelagert wird. In der Gesundheitsbranche ist gerade aktuell ein Beispiel für einen solchen Dominoeffekt zu sehen – so können derzeit einige Krankenkassen nicht auf elektronische Patientenakten zugreifen, und auch elektronische Arbeitsunfähigkeitsbescheinigungen sind nicht oder nur eingeschränkt funktional. Die Auswirkungen sind für tausende Versicherte spürbar.

Konsequente und konsistente IT-Sicherheit

Entlang der gesamten Lieferkette muss IT-Sicherheit tragfähig sein. Ist auch nur eine Stelle darin angreifbar, fällt ein virtuelles Kartenhaus schnell in sich zusammen. Wir alle wissen, dass bei der IT-Sicherheit ein absoluter Schutz unerreichbar ist. Aber: Ab wann ist „sicher“ wirklich „sicher genug“? Eine allumfassende Antwort auf diese Frage ist unmöglich. Was allerdings Konsens findet, ist das Konzept „Best Effort“. Wenn nur eine einzige Phishing-Mail ausreicht, um ein System zu kompromittieren, dann kann man kaum von einem Best Effort sprechen. Und wenn der Malwarescan zum ersten und einzigen Schutz wird, dann stimmt auch hier etwas nicht.

» Angriffe auf Dienstleister und Zulieferer können drastische Konsequenzen nach sich ziehen.

Dabei ist es nicht einmal die Technik, die Unternehmen in aller Welt im Stich lässt, sondern Schwächen in Prozessen. Einzelne Produkte können zwar zur Lösung beitragen – aber dafür müssen die einzelnen Produkte und Dienstleistungen auch effektiv ineinandergreifen. Die Krux: Viele Unternehmen denken IT-Sicherheit produktzentrisch und nicht prozessorientiert. Das kann ihnen keiner zum Vorwurf machen. Schließlich haben findige Marketingexpert*innen über Jahre hinweg die Trennlinie zwischen „Produkt“ und „Lösung“ so weit erodiert, dass es bisweilen eines sehr genauen Blickes bedarf, um den Unterschied noch zu erkennen. So kann zum



Foto: © G Data

Beispiel ein Security-Information and Event-Management-System (SIEM) nur dann seine Vorteile sinnvoll ausspielen, wenn es Fachkräfte im Unternehmen gibt, welche sowohl die aggregierten Daten auswerten und interpretieren als auch das System betreuen können. Ein SIEM allein löst also für sich genommen nichts, kann aber sehr wohl die Lösung anderer Aufgaben erleichtern. Dafür braucht es allerdings die entsprechenden Prozesse.

Fazit: IT-Sicherheit ganzheitlich angehen

Wer sich heute angesichts der bekannten Cyberrisiken immer noch dem Thema IT-Sicherheit verweigert, handelt fahrlässig und gefährdet die Existenz des Unternehmens. Dabei lässt sich das Risiko von Cyberattacken durch zahlreiche Maßnahmen deutlich reduzieren. Hinzu kommt: IT-Sicherheit ist eine Managementaufgabe. Es liegt in der Hand von Führungskräften, die Strategie der IT-Sicherheit zu definieren und die Bedeutung dieses Themas auch bei allen Mitarbeitenden zu verankern. Allerdings kommen viele Unternehmen nicht um eine Erhöhung des IT-Budgets herum. Aber: Mit dieser Investition sichern Verantwortliche langfristig das Überleben der eigenen Firma. Und wer bewusst mit dem Thema IT-Sicherheit umgeht, kann sich deutlich sicherer fühlen. ◀



TIM BERGHOFF

Jahrgang 1981

- 2001–2008 Studium an der RUB
- 2009–2013 Technical Support Engineer, G DATA Software AG
- 2014–2019 Security Evangelist, G DATA Software AG
- seit 2019 Security Evangelist, G DATA CyberDefense AG
- ✉ tim.berghoff@gdata.de



Age Influencer gesucht

Altersvielfalt: Ü50 werden wieder attraktiv. Laut einer Umfrage tut sich viel, aber nicht genug. Diversity-Expertin Tijen Onaran fordert Role Models.

Von **Anja Sturm**, freie Journalistin

Der Wille in Unternehmen wächst, auch Menschen jenseits der 50 als Menschen zu sehen, die einen Job nicht nur ausüben wollen, sondern auch ausüben können. Doch was ist mit den Taten? Wie weit sind Unternehmen heute tatsächlich schon mit der konkreten Umsetzung von Altersdiversität? Tijen Onaran, eine der bekanntesten und erfolgreichsten Diversitätsvorkämpferinnen, gibt den Unternehmen auf einer Skala von eins (sehr schlecht) bis 10 (super) eine „solide sechs“. Sie sagt: „Einige Unternehmen haben wirklich erkannt, dass sie schlichtweg nicht mehr wettbewerbsfähig sind, wenn sie nicht auf eine diverse Altersstruktur setzen.“ Mittlerweile sei die Dimension „Alter“ in ihrer Diversity-Beratung eines der am meisten nachgefragten Themen überhaupt.

Bei Beratern nachfragen tun die Unternehmen also schon mal. Fragt man sie selbst, halten sich viele aber noch ziemlich bedeckt – oder antworten erst gar nicht. Von zwölf für diesen

Beitrag angeschriebenen Unternehmen schaffen es gerade mal sechs, überhaupt Angaben zu ihren Strategien für mehr Altersdiversität zu machen. Vier Unternehmen antworten gar nicht. Ein Kosmetikkonzern lässt ausrichten, binnen der dreiwöchigen Frist „aus Kapazitätsgründen“ leider nicht antworten zu können. Eine Versicherung schickt immerhin den Satz: „Unsere Einstellungsentscheidung hängt von der Qualifikation, der persönlichen Motivation und dem Cultural Fit des Bewerbers ab, nicht vom Alter.“ Hört sich nach PR an? Ist es auch.

EnBW: Ü50 Teil der Lösung

So weit, so ernüchternd. Aber es geht auch anders. Deutlich gehaltvollere Aussagen kommen von EnBW. Colette Rückert-Hennen, Personalvorständin des Energiekonzerns, arbeitet „sehr gerne in vielfältigen Teams, denn die Erfahrung langjähriger Kolleginnen und Kollegen, gemischt mit der Agilität der jüngeren, funktioniert meiner Meinung nach am besten.“

39 Prozent der Mitarbeitenden bei EnBW sind derzeit über 50 Jahre alt. 2022 waren von 815 Neueintritten 81 über 50, was einer Quote von 10 Prozent entspricht. Rückert-Hennen: „Ich finde, dass wir schon gut positioniert sind.“ Dennoch könne man sich vor allem im Bereich Neueinstellungen noch verbessern. Ohne Zweifel seien Ü50-Mitarbeitende Teil der Lösung und nicht des Problems: „Talent hat nichts mit dem Alter zu tun.“

Auch deshalb gebe EnBW allen Mitarbeitenden die Chance, sich weiterzuentwickeln. „Es ist nicht richtig, zu behaupten, dass Menschen nur bis zu einem gewissen Alter lern- und leistungsfähig sind“, so die Personalvorständin. „Wir haben sehr gute Erfahrungen mit langjährigen Mitarbeitenden gemacht, die einen ganz wesentlichen Beitrag zum Unternehmenserfolg leisten.“

Eine Erfahrung, die längst auch Mercedes macht. Seit 2015 arbeitet der Konzern an einer Strategie zu Ausbau und Stärkung von Altersdiversität. Damals hat Mercedes die inzwischen preisgekrönte Erlebnisausstellung „EY ALTER“ und die Demografie-Initiative „YES – Young and Experienced together Successful“ ins Leben gerufen. Ziel von YES war es, „einen Kulturwandel im Unternehmen anzustoßen und die Zusammenarbeit von jungen und erfahrenen Mitarbeitern in der Produktion zu fördern“, heißt es beim Konzern. Rund 650 Führungskräfte haben seither an über 30 Workshops teilgenommen und daraus mehr als 250 Maßnahmen abgeleitet. „Ein Schwerpunkt unserer nachhaltigen Personalentwicklung sind das lebenslange Lernen und die altersunabhängige Weiterbildung der Beschäftigten“, betont Mercedes. Vor knapp einem Jahr wurde dafür die neue unternehmensweite Qualifizierungsoffensive „Turn2Learn“ gestartet. In deren Rahmen investiert Mercedes allein in Deutschland bis 2030 knapp 1,3 Mrd. Euro in E-Learning-Plattformen und andere Weiterbildungsmaßnahmen. Zum Programmstart im Juli 2022 sagte Sabine Kohleisen, Personalvorständin und Arbeitsdirektorin der Mercedes-Benz Group: „Mit Turn2Learn schaffen wir grenzenlose Möglichkeiten für lebenslanges Lernen. In der Transformation ist lebenslanges Lernen kein Modewort, sondern die Bedingung für den Erfolg – für das Unternehmen sowie alle Kolleginnen und Kollegen.“ Mercedes geht sogar noch einen Schritt weiter: Im Programm „Senior Experts“ greift der Konzern auf das Know-how schon im Ruhestand befindlicher Mitarbeitenden zurück, die ihr Wissen zeitlich befristet in Projekteinsätzen einbringen.

Unterschiede bei Neueinstellungen

Auch bei Nestlé tut sich was. Boris Stojevic, Head of Talent bei Nestlé Deutschland, sagt: „Diversität und Inklusion sind zentrale Grundlagen der Firmenkultur von Nestlé. Wir sind davon überzeugt, dass Vielfalt einen großen Beitrag zu außergewöhnlichen Ergebnissen leistet.“ Das hört sich zwar auch nach politisch korrektem PR-Sprech an. Doch Stojevic kann die Vielfalt zumindest im Hinblick auf Altersdiversität mit Zahlen belegen. Der Anteil der Ü50 unter den neu eingestellten, unbefristeten Beschäftigten lag 2022 bei 14,6 Prozent und ist damit im Vergleich zu 2021 um rund 70 Prozent gestiegen. Und das bei ohnehin recht hohem Niveau: Mehr als 40 Prozent aller unbefristet angestellten, aktiven Mitarbeitenden bei Nestlé gehören der Altersgruppe über 50 Jahre an.



„Talent hat nichts mit dem Alter zu tun“, ist Colette Rückert-Hennen, Personalvorständin bei EnBW, überzeugt. (Foto: EnBW)

So weit ist Vodafone noch nicht. Bei diesem Telekommunikationskonzern sind derzeit gut 25 Prozent der Belegschaft über 50 Jahre alt, der Anteil der Ü50 an den Neueinstellungen lag 2022 bei knapp 5 Prozent. „Wir sind davon überzeugt, dass vielfältige Teams uns nicht nur bereichern, sondern auch erfolgreicher machen. Deshalb halten wir eine vielfältige Altersstruktur für richtig“, heißt es von Vodafone. Der Konzern macht aber auch darauf aufmerksam, dass Altersdiskriminierung nicht nur die Ü50, sondern alle Altersgruppen betrifft. „Man denke nur an die Aussage ‚Was will der Jungspund mir erzählen?‘“ Der Konzern setzt deshalb auf Seminare wie „Herausforderung der Generationen – Planung unterschiedlicher Lebensphasen“, die sich an Mitarbeitende aller Altersstufen wenden.

Und wie sieht die Belegschaft jüngerer Unternehmen aus? Bei Zalando zum Beispiel, Gründungsjahr 2008, sind heute rund 14,8 Prozent der Mitarbeitenden älter als 50. Bei den Neueinstellungen lag deren Anteil 2022 bei nur 3,6 Prozent. Man gehe aber davon aus, so der E-Commerce-Riese, dass „diese Zahl in den kommenden Jahren natürlicherweise weiterwachsen wird“.

Vermutlich aber nicht nur, weil die potenziellen Mitarbeitenden natürlicherweise immer älter werden, sondern auch, weil Zalando wie viele andere Unternehmen Best Ager inzwischen ebenso als Zielgruppe wie als Testimonial entdeckt – und damit älteren Semestern generell zu mehr Sichtbarkeit verhilft. Und genau das wird beim Kampf gegen Ageism dringend benötigt. Diversitätsexpertin Onaran bringt es auf den Punkt: „Wir sprechen immer über Role Models in puncto Geschlechtervielfalt, aber wo sind eigentlich die Age Influencerinnen und Influencer?“



ANJA STURM

- Studium der Kommunikationswissenschaften
- 2011-2014 stellvertretende Chefredakteurin, Horizont, Frankfurt a.M.
- seit 2014 Freie Journalistin und Moderatorin



Stromnetz stabilisieren mit E-Autos

Energetisch betrachtet sind E-Autos große Batterien auf vier Rädern. Aggregiert zu einem riesigen Schwarmspeicher können sie netzdienlich genutzt werden, etwa zum Ausgleich von Lastspitzen – und dabei hohe Erlöse erzielen.

✎ Von **Marcus Fendt**, CSO und Geschäftsführer, The Mobility House

Was haben das Heavy Metal Open Air in Wacken, der Euref-Campus in Berlin und die Madeira-Insel Porto Santo gemeinsam? Drei Projekte an diesen Orten zeigen, dass sich die Batterien von E-Autos dafür eignen, die Transformation hin zu einer ausschließlichen Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energie zu optimieren und zu beschleunigen. Und sie sind Beweis dafür, dass das Flexibilitätspotenzial von E-Autos zu einer Stabilisierung des Stromnetzes und zum Glätten von Lastspitzen beitragen können.

Das mag zunächst paradox klingen, denkt man nur an die Herausforderungen, die zusätzliche Verbraucher wie E-Autos, Wärmepumpen und eine elektrifizierte Industrieproduktion dem Stromnetz aufbürden. Mit milliardenschweren Investitionen, sei es in örtliche Verteilnetze oder die Nord-Süd-Trassen quer durch Deutschland, wollen die Netzbetreiber dem Kollaps entgegenwirken. Klar braucht das Stromnetz der Zukunft auch mehr Kupfer. Es braucht allerdings auch mehr Intelligenz und Flexibilität.

Blicken wir in die Zukunft und die künftige E-Auto-Flotte: 15 Millionen davon sollen bereits bis 2030 auf der Straße sein, so der Wunsch der Bundesregierung. Deren Batterien kommen auf eine Kapazität von insgesamt gut 750 GWh, etwa die 20-fache Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke. Das macht E-Autos interessant für die Lastspitzenglättung. Zudem sind Fahrzeuge eigentlich „Stehzeuge“: Der durchschnittliche Pkw wird weniger als eine Stunde am Tag gefahren, zum Zeitpunkt der höchsten Nutzungsraten, wenn gefühlt halb Deutschland im Stau steht, sind maximal nur gut elf Prozent aller Pkw zugleich auf der Straße. Die Zahlen verdeutlichen, welcher Energie-Schatz in den Akkus von E-Autos schlummert. Um ihn zu heben, braucht es – vom Thema Regulatorik und dem gesetzlichen Rahmen mal abgesehen – nur die schon erwähnte Intelligenz. Die wäre bereits vorhanden.

In Wacken etwa demonstrierten The Mobility House und GP Joule im Jahr 2019, wie eine nachhaltige Energieversorgung des Festivals aussehen kann: Ein auf dem Gelände geparkter Nissan Leaf versorgte in Kombination mit einer PV-Anlage das Wacken-Camp der Festivalbesuchenden mit Energie. In dem kleinen, flexiblen Kraftwerk wurde das E-Auto zu sonnenreichen Zeiten gezielt mit Ökostrom geladen und gab diese Energie bei Bedarf wieder frei, etwa in der Nacht oder wenn die Festivalbesuchenden mehr Strom benötigten, als die PV-Anlage liefern konnte.

Etwas komplexer war das Ende 2022 erfolgreich abgeschlossene Projekt auf der Madeira-Insel Porto Santo, die eine der weltweit ersten CO₂-freien Inseln werden will (großes Bild). Hier arbeiteten The Mobility House, der Autohersteller Groupe Renault sowie der portugiesische Energieversorger Empresa

de Electricidade da Madeira S.A. (EEM) an einem gesamtheitlichen Energiekonzept, um Porto Santo unter dem Titel „Smart Fossil Free Island“ zu einem Vorreiter der Nachhaltigkeit umzugestalten. Eine von The Mobility House kontinuierlich weiter entwickelte Software optimierte das Zusammenspiel zwischen herkömmlichen E-Autos, stationären Second-Life-Batteriespeichern und bidirektionalen, also V2G-fähigen E-Autos, welche einen Teil der Energie aus ihren Akkus bei Bedarf wieder ans Stromnetz abgeben. Mit ca. 500 bidirektionalen Fahrzeugen könnte die gesamte Insel CO₂-frei aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Die heutigen Dieselgeneratoren könnten dann als reine Notstromaggregate verwendet werden.

Das E-Auto als Regelkraftwerk

Bereits 2018 haben The Mobility House, der Stromanbieter Enervie sowie der Übertragungsnetzbetreiber Amprion gemeinsam ein Gesamtsystem aus Software, Ladestation und E-Auto für die Primärregelleistung präqualifiziert und am Enervie-Standort in Hagen erstmals als Regelkraftwerk im europäischen Stromnetz integriert (Abb. 1). Bei Bedarf nahm das Batterieauto innerhalb von Sekunden überschüssige Energie aus dem Netz auf oder speiste sie ebenso flott wieder ein, um die Netzfrequenz stabil zu halten.

Ein aktuelles Projekt in Berlin verdeutlicht aufbauend darauf, welche Erlöse die Batterien von E-Autos erzielen können. Dort hat The Mobility House im vergangenen Jahr am Euref-Campus gemeinsam mit Partnern, darunter der Autohersteller Audi, erneut das Potenzial aggregierter Fahrzeugbatterien im Energiemarkt an der europäischen Strombörse aufgezeigt. Im Versuch wurden 18 Akkus von Audi des stationären Euref-Speichers so behandelt als würden sie in mobilen E-Autos genutzt werden.



01 In Hagen diente ein Nissan Leaf als Regelkraftwerk.
Foto: © The Mobility House



02 Ein Versuch in Berlin imitierte 18 Elektrofahrzeuge.
Foto: © The Mobility House

Dazu hinterlegte man den Akkus ein auf Durchschnittswerten beruhendes Fahrprofil. Jede Batterie wurde während der Ansteckfenster mit bis zu 11 kW be- oder entladen und verbrauchte während der Fahrfenster eine Strommenge, die einer Fahrleistung von gut 18.250 km im Jahr entspricht.

In Zeiten, in denen Fahrzeuge üblicherweise an der Wallbox hängen, wurde die Flexibilität der Akkus dem Energiesystem zur Verfügung gestellt, um die Netzfrequenz stabil zu halten und Lastspitzen auszugleichen. Zu Zeiten, in denen Fahrzeuge üblicherweise fahren, standen die Akkus dem Energiemarkt nicht zur Verfügung. Getestet wurde abwechselnd V1G, also die reine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs, sowie V2G, die Einspeisung von Energie zurück ins Stromnetz. Dabei wurden mehrere Energiemärkte bespielt, um die bestmöglichen Erlöse beim Stromverkauf beziehungsweise Einsparungen beim Strombezug zu erzielen.

Die Steuerung übernahm die inzwischen serienreif weiterentwickelte Software von The Mobility House, die über Algorithmen den Ladezustand der Batterien regulierte, Mindestreichweiten berücksichtigte und die aggregierte Flexibilität an den Energiemärkten vermarktete. Hochgerechnet auf ein Jahr wurden pro E-Auto-Akku Erlöse im vierstelligen Euro-Bereich erwirtschaftet. Berücksichtigt man etwaige Abzüge wie etwa Steuern und Abgaben, so verbleibt für Endkunden und -kundinnen ein mögliches Plus in Höhe von mindestens 650 Euro.

Intelligenz spart Kupfer

Zurück zum Kupfer: In einem Pilotprojekt des Übertragungsnetzbetreibers Tennet mit Nissan sowie The Mobility House wurde erprobt, wie sich Transportengpässe im Übertragungsnetz – vor allem auf der umstrittenen Nord-Süd-Trasse – vermeiden lassen. Erzeugen Windparks in der Ostsee zu viel Energie für die Stromautobahn nach Süddeutschland, kann sie in Norddeutschland in E-Autos zwischengespeichert werden. Strommangel im Süden wiederum kann mit zwischengespeicherter V2G-Energie ausgeglichen werden, anstatt auf fossile Spitzenlastkraftwerke zurückzugreifen. Diese Lösung bringt eine ganze Handvoll Vorteile mit sich: Sie stabilisiert das Stromnetz, erhöht die Nutzung erneuerbarer Energien,

vermeidet die unerwünschte Abregelung von Windkraft im Norden und minimiert den Aufwand und die Kosten für den Auf- und Ausbau von Stromtrassen.

Die Projekte zeigen: V2G birgt enormes Potenzial für die Energiewende und die Netzstabilität. Millionen dezentrale, vernetzte E-Fahrzeuge könnten künftig einen riesigen Schwarm-speicher bilden und einen flexiblen Ausgleich zu den unsteady Energiequellen Wind und Sonne schaffen, ohne Komforteinbußen für die Fahrenden. So kann der Einsatz von Erdgaskraftwerken minimiert, gegebenenfalls auch ersetzt werden, die bisher einen Großteil der Flexibilität gewährleisten. E-Autos werden somit zu einem integralen Bestandteil des Klimaschutzes. Denn ihr Hochlauf vermindert CO₂-Emissionen in der Mobilität wie auch in der Stromerzeugung.

Deshalb ist es höchste Zeit, dafür die regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Technisch sind Fahrzeuge und Ladestationen, sowie die notwendigen Standards realisiert. Die Optimierung, Skalierung und Preisreduktion wird nur erfolgen, wenn es sich für die Besitzenden von E-Autos lohnt, ihre Flexibilität bereitzustellen. Dazu muss insbesondere die Doppelbelastung von mobilen Speichern – wie dies bei stationären Speichern bereits seit 2019 der Fall ist – entfallen. Das Bundeswirtschaftsministerium hat hier eine Regelung bis zum zweiten Quartal 2023 zugesagt und ist jetzt am Zug, diese Technologie zu fördern und ein Hintertreffen gegenüber anderen Ländern zu vermeiden. ☞



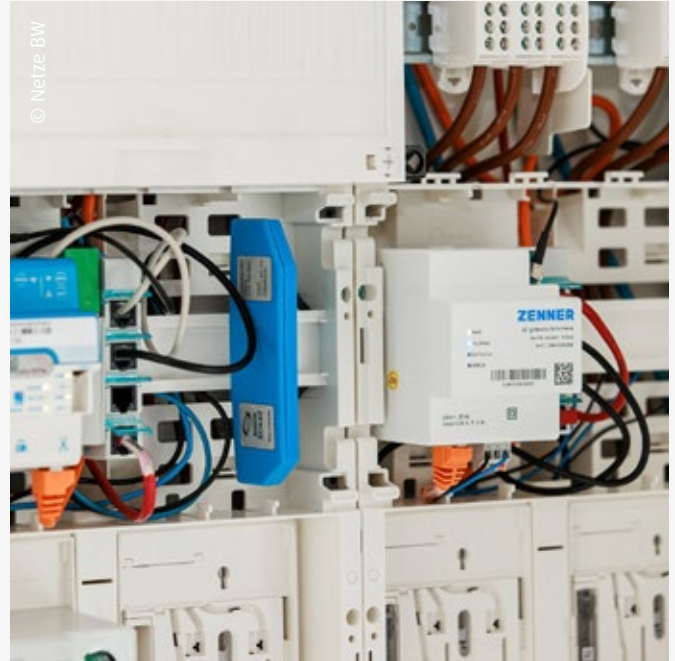
MARCUS FENDT


Jahrgang 1969

- Studium des Wirtschaftsingenieurwesens, München
- versch. leitende Positionen in der Energie- und Automobilwirtschaft
- seit 2010 CSO und Geschäftsführer, The Mobility House
- ✉ info@mobilityhouse.com

Digitalisierung Wärmeverbrauch via Gateway

Unternehmen aus verschiedenen Branchen starten ein sektorübergreifendes Pilotprojekt zur Förderung der Digitalisierung im Messwesen. Der Fokus liegt auf der sicheren Übertragung von Verbrauchsdaten aus Mehrfamilienhäusern (Submetering) über das Smart-Meter-Gateway (SMGW). Das Ziel ist es, den gesamten Prozess von der Verbrauchserfassung bis zur Abrechnung vollständig zu digitalisieren. Das Projekt umfasst die Partner Minol, Zenner, Netze BW und Aktiver EMT. Insbesondere liegt die CLS-Schnittstelle des SMGW im Fokus, um dezentrale Erzeuger und Smart-Grid-Anwendungen zu überwachen und zu steuern. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) stuft CLS als sicheren Datenübertragungsweg ein. Der Test der Massentauglichkeit der Technik mit Kunden aus der Wohnungswirtschaft in Baden-Württemberg ist für den Sommer geplant. Neben dem Nachweise der technischen Machbarkeit sollen auch neue Geschäftsmodelle im Bereich intelligenter Messsysteme entwickelt werden. Netze BW stellt dazu das intelligente Messsystem zur Verfügung, während Minol die Submeteringinfrastruktur bereitstellt. Das Submetering erfasst und rechnet die Wärme-, Warmwasser- und Kaltwasserkos-



ten in Mehrfamilienhäusern und Gewerbeimmobilien ab. Die Messtechnik muss dazu gemäß der novellierten Heizkostenverordnung seit dem 1. Dezember 2022 sicher an das SMGW angeschlossen werden können. 

Energiemanagement | Differenzstromüberwachung | Spannungsqualität | Lastmanagement

GridVis® SOFTWARE
VISUALISIEREN
ANALYSIEREN
ALARMIEREN
DOKUMENTIEREN

GridVis®



www.janitza.de



Janitza®

Marktüberblick

Energieeffizienzlösungen

Mit der regelmäßigen Rubrik „Marktüberblick“ bietet die e|m|w ihren Lesern **eine Übersicht der im Energiemarkt tätigen Unternehmen** an. Jede Ausgabe widmet sich hierbei einem anderen Themenschwerpunkt.

Für das aktuelle Heft hat die e|m|w-Redaktion Unternehmens- und Produktdaten zum Thema „Energieeffizienzlösungen“ zusammengetragen. Die abgebildeten Daten wurden von den am Marktüberblick teilnehmenden Unternehmen zur Verfügung gestellt.

Auch künftig steht diese Rubrik allen Marktakteuren offen, die sich dem Vergleich stellen wollen. Im kommenden Heft lautet der Themenschwerpunkt „Mobilitätsdienstleistungen“.

Zusammengestellt von Sebastian Engels

energate gmbh
Norbertstraße 3-5, D-45131 Essen
Tel.: +49 201 1022-516
Fax: +49 201 1022-555
engels@energate.de

D E M GmbH

Am Schlehdorn 5-7, 50189 Elsdorf-Heppendorf, Tel.: +49 2271 5059912
 info@dem.gmbh, www.dem.gmbh



Anteilseigner	Stadtwerke Düren GmbH und NEW AG
Mitarbeiterzahl	7
Zielmärkte	Energiewirtschaft
Kundenportfolio	Kommunen
Angebotsportfolio	Beratung, Audit & Konzeptionierung sowie Messtechnik, Energiemonitoring & Energiemanagement

EBSnet e Energy Software GmbH

Friedenstraße 18, 93053 Regensburg, Tel.: +49 941 3833990
 gl@ebsnet.de, www.ebsnet.de

Kundenportfolio	Gebäude & Quartiere, (Herstellendes) Gewerbe, Industrieanlagen sowie Kommunen
Angebotsportfolio	Software, Tools & Digitalisierung, Messtechnik, Energiemonitoring & Energiemanagement sowie Automatisierung
Energiebeschaffung und Energiebereitstellung	Ja, wir bieten Lösungen für eine effiziente Energiebeschaffung und -bereitstellung an.

Janitza electronics GmbH

Vor dem Polstück 6, 35633 Lahnau, Tel.: +49 6441 9642-0
 info@janitza.de, www.janitza.de



Mitarbeiterzahl	über 300
Zielmärkte	Industrie, Elektrotechnik, Energieversorgung, Rechenzentren, Gebäudetechnik
Kundenportfolio	Gebäude & Quartiere, (Herstellendes) Gewerbe, Industrieanlagen, Agrarwirtschaft, Verkehr & Logistik, Lebensmittel sowie Kommunen
Angebotsportfolio	Software, Tools & Digitalisierung sowie Messtechnik, Energiemonitoring & Energiemanagement

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61, 50969 Köln, Tel.: +49 221 789598-60, Fax: +49 221 789598-70
 info@r2b-energy.com, www.r2b-energy.com



Anteilseigner	Partnergeführtes Unternehmen
Mitarbeiterzahl	18
Zielmärkte	Deutschland und international
Kundenportfolio	(Herstellendes) Gewerbe, Industrieanlagen, Verkehr & Logistik sowie Kommunen
Angebotsportfolio	Beratung, Audit & Konzeptionierung
Energiebeschaffung und Energiebereitstellung	Ja, wir bieten Lösungen für eine effiziente Energiebeschaffung und -bereitstellung an.

Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH

Papenreye 65, 22453 Hamburg, Tel.: +49 (40) 55304 0, Fax: +49 (40) 55304 180
 neuhaus.vertrieb@sagemcom.com, www.sagemcom.com/neuhaus



Kundenportfolio	Gebäude & Quartiere, Industrieanlagen, Verkehr & Logistik sowie Kommunen
Angebotsportfolio	Software, Tools & Digitalisierung sowie Messtechnik, Energiemonitoring & Energiemanagement

Ausblick

e|m|w 4|2023

Der letzte Winter ist geschafft – zumindest aus energie-wirtschaftlicher Perspektive. Doch schon damals wurden Stimmen laut, erst der Winter 2023/2024 werde zum wirklichen Härtetest.

Wir beleuchten dies in unserem Schwerpunkt **Rückblick und Ausblick auf den Winter 2023/2024** und befragen dazu im Interview auch Torsten Frank, Geschäftsführer von Trading Hub Europe.

Die neue e|m|w erscheint am **3. August 2023**.



www.emw-online.com

Impressum

Redaktion



Jörg Siefke-Bremkens
ener|gate gmbh
Norbertstraße 3–5
45131 Essen
Tel.: +49 201 1022-507
siefke@energate.de



Stefanie Dierks
ener|gate gmbh
Norbertstraße 3–5
45131 Essen
Tel.: +49 201 1022-528
dierks@energate.de

Abonnentenservice

Petra Brozy, Nikola Wolf
info@emw-online.com
www.emw-online.com
Tel.: +49 201 1022-500
Fax: +49 201 1022-555

Erscheinungsweise

Zweimonatlich (6 Ausgaben pro Jahr)
zzgl. 2 Sonderausgaben pro Jahr (Frühjahr/Herbst)

Das Magazin ist Leistungsbestandteil des ener|gate Clubs
– kein separater Bezug möglich.
Mehr Informationen unter www.energate.club.

Design

con|energy agentur
www.conenergy-agentur.com
Vetter Identity
www.vetter-identity.com

Satz

con|energy agentur gmbh
www.conenergy-agentur.com

Druck

Woeste Druck + Verlag GmbH & Co. KG
Im Teelbruch 108, D-45219 Essen-Kettwig
www.woeste.de

Herausgeber & Verlag

ener|gate gmbh
Norbertstraße 3–5
45131 Essen
info@energate.de
www.energate.de
Tel.: +49 201 1022-500
Fax: +49 201 1022-555



ClimatePartner.com/19527-2305-1004



Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C006990

Redaktionelle Mitarbeit

Rouben Bathke, Katharina Johannsen, Leonie Wolf

Geschäftsführung

Marc Hüther & Christoph Krug

ISSN: 1611-2997

Copyright

Alle Inhalte dieser Zeitschrift, insbesondere Beiträge, Fotos und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Von namentlich gekennzeichneten Fremdautoren veröffentlichte Beiträge stellen nicht immer die Meinung der Redaktion dar.

Dr. Götz Brühl

ist ein „Urgestein“ der Energiewirtschaft. Seit nunmehr über 20 Jahren ist er Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim (Bayern). Warum der gebürtige Norddeutsche zwar den Norden liebt, aber eigentlich nicht ans Nordkap wollte, und wo es ihn sportlich hinzieht, verrät er im Interview mit e|m|w-Redakteurin Stefanie Dierks.

1 | Sie sind mittlerweile schon seit über zwei Jahrzehnten in Rosenheim. Fühlen Sie sich mittlerweile als Bayer?

Ich bin mir nicht sicher, woran man das merkt, aber in Bayern kann man schon sehr gut leben und ich würde auch nicht gerne wieder tauschen. Die Landschaft ist sehr vielfältig, der Freizeitwert ist entsprechend hoch. Auch die bayerische Diät schätze ich sehr und auch die Menschen. Das ist alles nicht weichgespült, sondern kräftig, deftig, solide und vielleicht manchmal auch ein wenig politisch inkorrekt.

2 | Vor Ihrer Zeit in Rosenheim waren Sie für vier Jahre bei den Stadtwerken Lemgo. Lemgo ist vor allem für Handball bekannt. Haben Sie damit was am Hut?

Ich bin mit Basketball und später Volleyball sozialisiert worden. Über Sachen, die man nicht kennt, über die lästert man natürlich gerne. Aber in Lemgo habe ich mir die Spiele angesehen, und da war auch immer eine bärige Stimmung.

3 | Und Sie haben selbst Basketball und Volleyball gespielt oder spielen Sie es noch?

Ich habe in Berlin zunächst mit großem Enthusiasmus Basketball gespielt. Ich bin dann aber zu Volleyball gewechselt, weil mein Basketballtrainer zu ehrgeizig wurde und die sportliche Fairness darunter etwas litt. Später bin ich in Berlin gesegelt und heute wandere ich gerne, das ist einfach sensationell. Ich versuche, einmal pro Wochenende in die Berge zu gehen, meist so vier Stunden. Im Winter ist es eher etwas weniger, im Sommer mehr, auch mal so fünf sechs Stunden.

Das ist einfach nur gut – sowohl für den Körper als auch für den Geist. Aber man muss natürlich auch Respekt haben vor den Bergen und auch vor dem Wetter.

4 | Was haben Sie sonst für Hobbys?

Lesen, Musik hören – Jazz und Klassik.

5 | Was hören Sie genau?

Klassik ist natürlich vielfältig. An Bach kommt keiner vorbei, aber ich mag auch Mahler und Prokofjew. Ich liebe Klavierkonzerte. Bei Jazz bin ich mittlerweile bei den Online-Angeboten gelandet, ich genieße es, dass ich überall reinhören kann. Dadurch erschließt sich einem unheimlich viel an Breite und Tiefe. Mir ist es aber wichtig, auch lange Stücke in Gänze zu hören. Und nicht der Versuchung zu widerstehen, einfach weiterzuspringen. Manchmal muss man sich in die Musik erst reinhören, dafür braucht man Ruhe. Daher gehe ich auch gerne ins Konzert. Da kann man nicht so schnell wieder weg. Und am Ende ist es in den meisten Fällen schön, auch bei unbekannter oder anfänglich sperriger Musik.

6 | Wo geht es in Ihrem nächsten Urlaub hin?

Wir werden wieder mal mit dem Wohnwagen nach Schweden und Norwegen fahren, auch gerne mal ein bisschen weiter nach Norden.

7 | Waren Sie schon mal am Nordkap?

Ja, obwohl ich eigentlich gar nicht dort hin wollte. Ich hatte es mir vorgestellt wie einen riesigen Parkplatz mit 500 Reisebussen mit laufendem Motor. Wir haben aber überhaupt keine Reisebusse

gesehen, sondern nur einen riesigen, nahezu leeren Parkplatz. Es war relativ kurz nach dem Ende der Mitternachtssonnenzeit, damit war es wohl kein Massenausflugziel mehr und damit war es wieder schön. Die Insel, auf der das Nordkap liegt und die ganze Gegend sind wunderschön, ich mag die karge Landschaft.

8 | Haben Sie schon Pläne für Ihre Zeit nach den Stadtwerken Rosenheim geschmiedet?

Ich muss nichts planen, es gibt so viel, was ich gerne machen würde. Es gibt viele Wissensgebiete, in die ich noch tiefer einsteigen möchte, wie neuronale Netze. Da freue ich mich drauf. Momentan fehlt mir dafür die Zeit. ☞



DR. GÖTZ BRÜHL

Jahrgang 1957

- Studium und Promotion der Energietechnik, Technische Universität Berlin
- 1985–2001 EAB Energie-Anlagen Berlin GmbH
- 1998–2002 Geschäftsführer der Stadtwerke Lemgo GmbH
- seit 2002 Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG

Damit Ihre Erträge nicht vom Winde verweht werden.



Vermarkten
Sie Ihre Anlage
mit dem Profi!

Maximaler Ertrag, minimaler Aufwand: Wir vermarkten Ihren Strom aus Wind-, Sonnen- und Wasserkraft zum besten Preis für Sie.

VERBUND vermarktet Ihren Strom: einfach, unkompliziert, profitabel. Mit staatlichem Mehrheitsbesitz und eigenen Pumpspeicherkraftwerken hat VERBUND sowohl die Finanzkraft wie auch die Vermarktungsflexibilität, um den bestmöglichen Ertrag für Ihre Energie zu erzielen. Für Sie bringt das weniger Aufwand - und mehr Ertrag. Wir beraten Sie direkt und unverbindlich: 089 890 560 oder verbund.de/direktvermarktung

Verbund