

Energie-Team Intern 68

Baden-Württemberg

▶ Hingeschaut

Regionale Direktvermarktung
Strom bekommt ein Gesicht

Wertstrom NETZbau
Jetzt geht's App

▶ Nachgefragt

Energieregulierung
In welche Richtung weist die Festlegung „NEST“ der
Bundesnetzagentur

Energiewirtschaftsgesetz
Konsequenzen aus § 14a EnWG

▶ Nachgelesen

Energie-Team
Review für das Energie-Team

▶ Wer kommt, wer geht?

Personalien

▶ Vorgemerkt

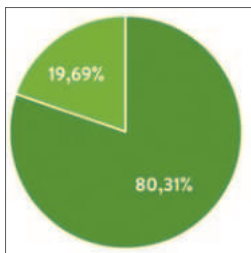
Termine Energie-Team

gemeinsam mehr erreichen ...



Strom bekommt ein Gesicht

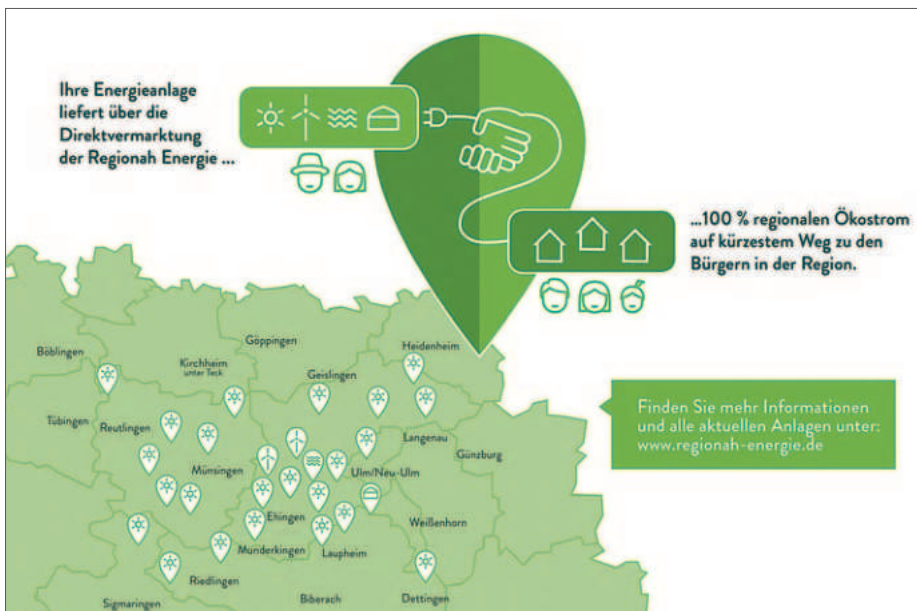
Wie Strom aus erneuerbaren Anlagen erfolgreich regional vermarktet werden kann



Der Autonomiegrad der Regionah Gemeinschaft lag im Jahr 2022 bei 80,31%.
[Strombedarf wurde – heruntergebrochen auf eine 1/4h – durch eigenes Portfolio gedeckt.]

Die Transformation des Energiemarktes fordert alternative Vermarktungsmodelle, die auf regionaler und lokaler Ebene greifen und mehr Teilhabe kleinerer Akteure ermöglichen. Neben den Bürgerinnen und Bürgern profitieren vor allem Stadtwerke und kleinere Versorger, wenn regional erzeugter Strom direkt vor Ort vermarktet und bezogen werden kann. Der Ökostromversorger Regionah Energie aus Munderkingen (Alb-Donau-Kreis) bringt mit seinem Ansatz Anlagenbetreiber und Endkunden in ein direktes Verhältnis zueinander und gibt dem anonymen Produkt Strom ein Gesicht.

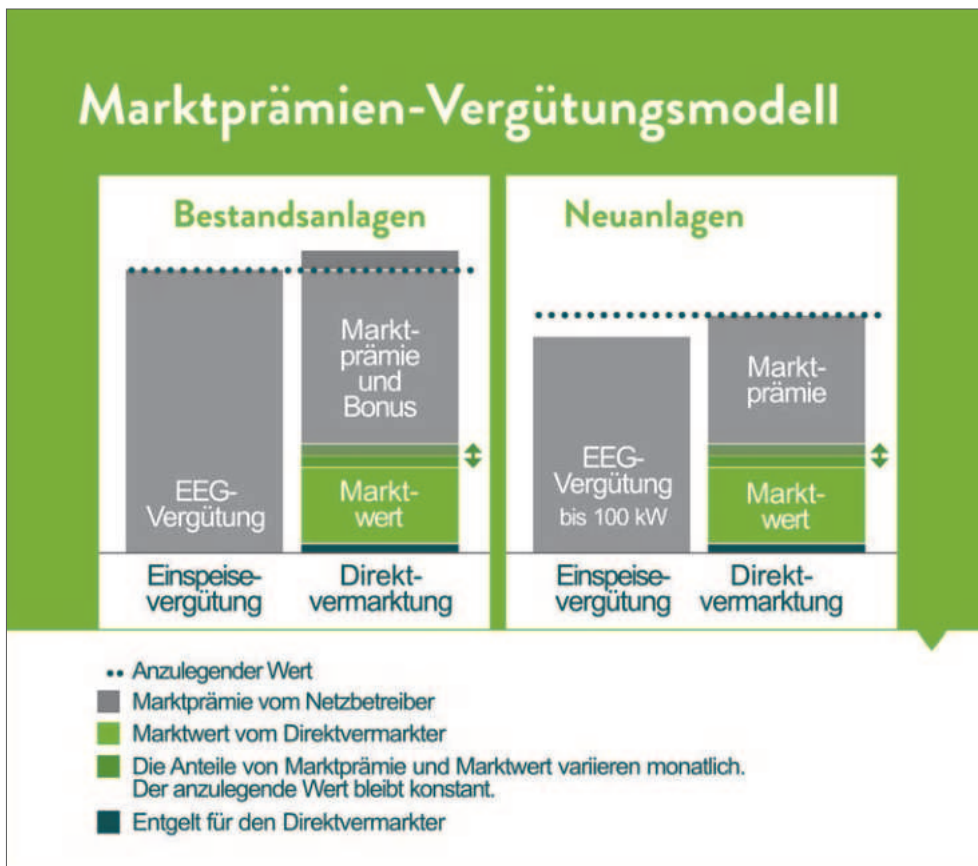
Kleinere Erzeugungsanlagen in die Direktvermarktung bringen und den produzierten Ökostrom Endverbraucherinnen und -verbrauchern in der Region zur Verfügung stellen – das ist das Konzept der Regionah Energie. Seit 2017 wächst die „Regionah Gemeinschaft“ und erreicht bis Ende des Jahres 2024 erzeugerseitig ein Portfolio von voraussichtlich ca. 500 PV-, Windkraft- und Biogas-Anlagen. Der produzierte Ökostrom wird über eine direkte Verknüpfung der Lieferbilanzkreise zur Belieferung von Kundinnen und Kunden im gesamten Vertriebsgebiet herangezogen. Innerhalb der Verbrauchs- und Erzeugergemeinschaft wird ein möglichst hoher Autonomiegrad angestrebt, der transparent über das Kundenportal einsehbar ist.



Der lokale oder regionale Bezug zum Erzeugungsort sorgt kundenseitig für eine höhere Identifikation mit dem Produkt Strom und die direkte Teilhabe steigert die Akzeptanz für den Ausbau von erneuerbaren Anlagen in der Nachbarschaft. Beliefert werden sowohl Gewerbe- als auch Haushaltskunden, die neben dem Basis-Tarif eine Plus-Variante zur Förderung nachhaltiger Projekte in der Region wählen können, einen Wärmestromtarif oder ver-

schiedene E-Mobilitätsangebote. Anlagenbetreibern bietet die Regionah Energie eine kompetente Beratung für den Start in die Direktvermarktung. Gerade in Zeiten höherer Marktpreise kann der freiwillige Wechsel in die Direktvermarktung für Anlagenbetreiber lukrativ sein. Aber auch weichere Faktoren wie das gute Gefühl, für die Region zu produzieren und Teil einer autarken Gemeinschaft zu sein, machen das Modell der Regionah Energie für Anlagenbetreiber attraktiv.





Partnerschaftliche lokale Direktvermarktung

Unter der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) der Verkauf des Stroms über das so genannte Marktprämienmodell gemeint. Im Unterschied zur festen Einspeisevergütung über den zuständigen Netzbetreiber wird der erzeugte Strom in diesem Modell über einen selbst gewählten Direktvermarkter – in diesem Fall die Regionah Energie – zu aktuellen Börsenpreisen verkauft. Im Rahmen des EEG wird zwischen der verpflichtenden Direktvermarktung von Neuanlagen größer 100 kWp und der freiwilligen Direktvermarktung von Bestandsanlagen unterschieden. Im Zuge der EEG-Novellierungen der vergangenen Jahre gibt es außerdem noch jahresabhängige Leistungsstufen, die hier aber nicht weiter betrachtet werden sollen. Die im Rahmen des EEG gesicherte Vergütungsdauer von 20 Jahren bleibt dabei unberührt. Der im Marktprämienmodell enthaltene Bonus (ehemals Managementprämie) bei der freiwilligen Direktvermarktung soll einen finanziellen Anreiz schaffen, um Anlagen bereits frühzeitig auf die spätere eigenständige Vermarktung nach der Förderzeit vorzubereiten.

Mit der Direktvermarktung auch vieler kleinerer Anlagen unter 100 kWp und der Aufnahme von immer mehr ausgeförderten Anlagen, also Anlagen, die aus dem gesicherten EEG-Rahmen gefallen sind und deren Energiemengen vermarktet werden müssen, bedient die Regionah Energie eine Nische, die sich auszahlt: Anlagenbetreiber, die sich für die freiwillige Direktvermarktung anstelle einer standardisierten Einspeisevergütung entscheiden, haben gerade in Zeiten hoher Marktpreisentwicklungen direkt profitiert. Die Nachfrage nach Direktvermarktern

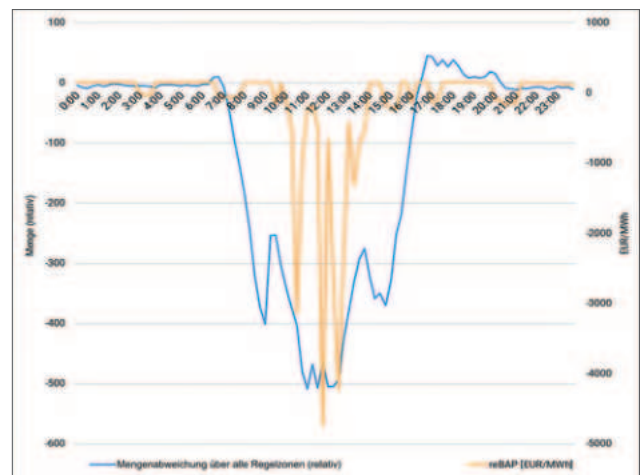
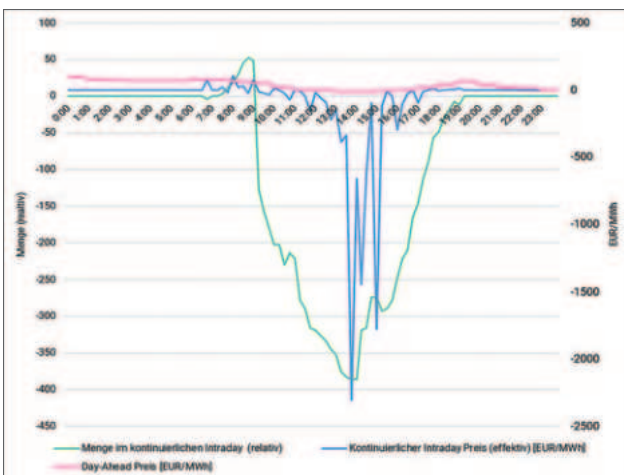
nimmt nicht nur aufgrund der zunehmenden Investitionen in neue Erneuerbare-Energien-Anlagen zu, auch neue Anforderungen an die Anlagenbetreiber rund um das Thema Netzengpassmanagement (Redispatch 2.0) führt zu Dienstleistungen, die meist einfach im Kontext der Direktvermarktung erbracht werden können.

Der insbesondere seit 2021 zunehmend volatile Markt fordert aber auch Anpassungen innerhalb der Direktvermarktungsmodelle. Denn die hohen Marktpreise und starken Schwankungen haben die Vermarktungskosten teilweise stark nach oben getrieben.

Intraday-Handel
Über den Intraday-Handel werden Strommengen für den jeweils aktuellen Tag gehandelt, um damit Prognoseabweichungen der Stromproduktion und -nachfrage auszugleichen.
PPA
Ein „Power Purchase Agreement“, kurz PPA, ist ein langfristiger direkter Stromliefervertrag zwischen Produzent und Abnehmer (Verbraucher oder Stromhändler)

Ein Beispiel für die besonderen Herausforderungen des Marktes und die deutlich komplexer gewordene Vermarktung ergab sich am 10. April 2023. Durch fehlerhafte Wetterprognosen verschiedener Anbieter am Markt ist an diesem Tag die tatsächliche Einspeisung der PV-Anlagen stark von der Day-Ahead-Prognose – also die Vorhersage des Energiebedarfs für den nächsten Tag – abgewichen und hat trotz kontinuierlicher Korrektur über den **Intraday-Handel** die Ausgleichsenergiekosten für den Monat April in kurzer Zeit enorm nach oben getrieben (siehe nachfolgende Grafiken).

Aufgrund dieser zunehmenden Marktschwankungen in den letzten zwei Jahren galt es zu reagieren und ein Vermarktungsmodell aufzusetzen, das die damit verbundenen Risiken, die bislang ausschließlich von den Versorgern zu tragen waren, abschwächt und sowohl Chancen als auch Risiken fair auf alle beteiligten Schultern verteilt. Ausgehend von einem anfänglich fixen Vergütungssatz, der die eingespeisten Strommengen mit dem Monatsmarktwert – abzüglich eines



▶ Hingeschaut: Regionale Direktvermarktung

fixen Dienstleistungsentgelts – vergütet, hat die Regionah Energie die Direktvermarktung in zwei Schritten angepasst:

Im ersten Schritt erfolgte eine Änderung weg von der Vergütung über den Marktwert Solar hin zur tatsächlichen Spotmarkt-Bepreisung.

Im zweiten Schritt wurde dazu übergegangen, die tatsächlichen Vermarktungskosten monatlich zu kommunizieren und zum Anlagenbetreiber hin abzurechnen. Marktentwicklungen werden so nach oben und unten hin über einen variablen Anteil mit abgebildet.

Neue Herausforderungen und Änderungen durch die zunehmende Anzahl negativer Strompreise am Spotmarkt (EPEX SPOT) werden dazu führen, dass die Direktvermarktung kontinuierlich an die jeweiligen Veränderungen angepasst werden sollte.

Ein solch faires und partnerschaftliches Direktvermarktungsmodell, das Chancen und Risiken gleichermaßen verteilt, braucht eine transparente Kommunikation zwischen dem Direktvermarkter und dem Anlagenbetreiber. Alle Anlagenbetreiber erhalten von der Regionah Energie monatliche Reports zu den aktuellen Entwicklungen am Strommarkt, ihrer Vergütung und den Vermarktungskosten und haben jederzeit die Möglichkeit, sich bei Fragen fachlich beraten zu lassen.

Die produzierten Energiemengen werden schließlich im Lieferbilanzkreis für die Endkundenbelieferung verwendet und somit ein direkter und nachweislicher Zusammenhang zwischen Energieerzeugung und -vermarktung hergestellt.

In einem sehr volatilen Marktumfeld sorgen zusätzlich **PPAs** mit kleineren Biogasanlagen-Betreibern und passende Hedgings am Terminmarkt für die relevante Preisstabilität und Planbarkeit, um das regionale Stromprodukt zuverlässig anbieten zu können.



„Wir geben Strom ein Gesicht“

„Wir sind wie Ihr Bio-Bauer von nebenan“ – nur gibt es bei uns statt Kartoffeln oder Rüben eben Energie – so eine Grundidee des Regionah-Marketings. Einem Produkt, das in der Regel wenig Emotionen erzeugt, werden über die Anlagenbetreiber die Gesichter aus der Nachbarschaft gegeben. Kundinnen und Kunden erhalten nicht nur grünen Strom aus der Region, sondern werden gleichzeitig auch mit einem guten Gefühl zur Herkunft ihres Stroms versorgt.

Regionah Strom ist nah, kommt sichtbar von Nachbars Dach, und der Kunde ist Teil eines Energie-Netzwerks in seiner Region. Das sorgt für Vertrauen und schafft eine hohe Identifikation mit dem Produkt und seiner Erzeugungsform. Durch die transparente Darstellung von Erzeugungsanlagen entfällt aus Sicht der Regionah Energie letztlich die Notwendigkeit, erklärungsbedürftige Labels und wenig aussagekräftige Zertifizierungen einzusetzen. Eine jederzeit transparente Kundenkommunikation zu aktuellen Marktentwicklungen macht Unternehmensentscheidungen nachvollziehbar und holt inhaltlich die gesamte Gemeinschaft mit ins Boot.

Die starke regionale Verwurzelung, der Netzwerkgedanke und der Anspruch, auf vielen Ebenen nachhaltig in der Region zu agieren, zieht sich wie ein roter Faden durch alle Bereiche des Regionah Geschäftsmodells: Neben „regionah einkaufen“ (regionah-einkaufen.com) – einem Netzwerk aus Hofläden – arbeitet die Regionah Energie mit weiteren Partnern in der Region zusammen. Und auch die Kundinnen und Kunden haben über ihren Strombezug hinaus die Möglichkeit, ihre Region nachhaltig mitzugestalten. Über den Strom Plus-Tarif tragen sie gemeinsam mit der Regionah Energie zur finanziellen Unterstützung nachhaltiger Projekte in der Region bei.



Die Regionah Energie vereint unter einem Dach die Energieerzeugung und den -bezug und schafft es, über einen eigenen Ansatz eine Identifikation mit dem Produkt „Strom“ herzustellen und dieses auf unüblichen Wegen zu vermarkten.

Alexander Honis
Regionah Energie GmbH
0151 11434322
honis@regionah-energie.de



Jetzt geht's App

Digitalisierung auf der Baustelle

Klemmbrett, Papier und Bleistift waren gestern – Tablets, digitale Werkzeuge und Echtzeit-Vernetzung stehen für das Heute. Die EnBW-Konzerntochter Netze BW hat die digitale Transformation auf ihren Baustellen eingeläutet: Im Rahmen des Projekts „Wertstrom NETZbau“ entstanden vier neue Tools, die ein vollständig digitales Baustellenmanagement von Netzbaumaßnahmen erlauben. Die praktischen Helfer fördern Synergien zwischen den verschiedenen Beteiligten und Prozessen und haben bereits das Interesse der Konzessionskommunen und anderer Netzbetreiber geweckt.

Digitale Tools beenden „analoge Ära“



Meterhohe Papierberge, prall gefüllte Aktenordner, unterschiedliche Arbeitsstände, von Abteilung zu Abteilung weitergereichte Pläne: Noch vor einigen Jahren war die „analoge Ära“ in der Baustellenabwicklung allgegenwärtig – auch im Netzbau der Netze BW. Erst mit der Digitalisierung haben sich praktische Möglichkeiten eröffnet, papierlos miteinander zu kommunizieren, technische Daten an jedem Ort zu erheben und Informationen mit allen Akteur*innen ohne Zeitverzögerung zu teilen.



Bei der Netze BW hat ein Team aus zeitweise rund 30 internen und externen Mitarbeiter*innen im Projekt „Wertstrom NETZbau“ ab Anfang 2020 insgesamt vier Tools entwickelt, um die Digitalisierung des Baustellenmanagements im Netzbau des Unternehmens voranzutreiben: das NETZbau-Planungstool, das NETZbau-Portal, die NETZbau-App und die Montage-App. „Zettelwirtschaft und Aktenberge

gehören bei uns größtenteils der Vergangenheit an“, erläutert Projektleiter und Chief Product Owner Sebastian Martin. „Ende 2022 haben wir mehr als 400 Tablets an unsere Baukoordinator*innen und Projektierer*innen ausgegeben, um die mobile Bedienbarkeit und Nutzung der Apps und Online-Portale zu verbessern.“



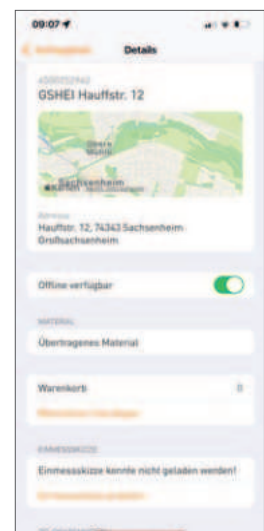
Die vier neuen digitalen Werkzeuge der Netze BW

NETZbau-Planungstool: Mit dieser Web-Anwendung lassen sich alle zukünftigen Baumaßnahmen der Netze BW geografisch und grafisch planen und frühzeitig digital erfassen. Etwa: Von wo bis wo muss ein Rohr oder ein Kabel gelegt werden? Das NETZbau-Planungstool ermöglicht eine „Live-Sicht“ auf Baustellen, um etwa jeweils den aktuellen Stand abfragen zu können. Großer Vorteil der digitalen Planung: Betroffene Kommunen haben die Möglichkeit, die Netzbaumaßnahmen über eine digitale Plattform einzusehen. Die Kommune kann dort wiederum ihre eigenen Baumaßnahmen erfassen. „Das Planungstool verhindert damit etwa, dass wir dort eine Baustelle beginnen, wo die Kommune wenige Monate später ebenfalls eine Baustelle einrichten möchte“, erklärt Sebastian Martin. „Wir nutzen also intern und extern Synergie- und Abstimmungspotenziale zu geplanten Baumaßnahmen und erhöhen die Kollaboration.“ Großes Ziel der Netze BW sei es, mit dem NETZbau-Planungstool langfristig einen „digitalen Baustellenzwilling“ („Digital Twin“) zu erstellen, um Baustellen in Echtzeit möglichst lückenlos visualisieren zu können.

NETZbau-Portal: In dem webbasierten Portal erhalten alle Nutzer*innen einen Überblick über die Baumaßnahmen der Netze BW, können unkompliziert ihre Baumaßnahmen managen und auf die hierbei relevanten Informationen und Daten zugreifen. Auch Materialbestellungen für einzelne Projekte laufen über das Portal.

NETZbau-App: Mit dieser App wird der Baufortschritt durch die Baukoordinator*innen vor Ort dokumentiert – bis hin zu den kleinsten Details. Erfasst werden Baustelleneinweisungen, -kontrollen und -abnahmen sowie wichtige Baukennzahlen (Baubeginn und Bauabschluss, Bauphase, Verzögerungsgründe). In der App sind zudem alle Vorschriften und Regelwerke jederzeit mobil nachlesbar.

Montage-App: Auch die Montage-App ermöglicht einen papierlosen und durchgängig digitalen Workflow. Über diese App können Monteur*innen der Tief- und Netzbaudienstleister ganz einfach per Handy oder Tablet an Ort und Stelle Informationen zu ihren Aufträgen einsehen, verbaute Materialien für die spätere Abrechnung erfassen und das Einmessen von von Hausanschlüssen im Niederspannungsnetz für das Geoinformationssystem (GIS) der Netze BW vornehmen. Das GIS erfasst visuell beispielsweise räumliche Daten wie Leitungen mit Angabe von Position, Größe und Form. Per Augmented Reality (AR) lassen sich zudem dreidimensionale Ansichten von Baugruben erzeugen. Diese App befindet sich aktuell in der Verprobung mit mehreren Netzbau-Partnern der Netze BW sowie den internen Montagekolonnen.



„Digital Twin“: Was ist ein digitaler Baustellenzwilling?

Ein digitaler Baustellenzwilling, oft auch als „Digital Twin“ der Baustelle bezeichnet, ist eine virtuelle Darstellung einer realen Baustelle durch digitale Technologien. Diese Technologie verwendet von der realen Baustelle erhobene Daten, um ein genaues, dynamisches digitales Modell zu erstellen.

Was sind die Vorteile eines digitalen Baustellenzwilling?

- Visualisierung und Planung: Der digitale Zwilling ermöglicht es, die Baustelle und ihre Prozesse in Echtzeit zu visualisieren. Dies hilft bei der Planung und bei der Vorausschau auf mögliche Probleme oder Engpässe.
- Echtzeit-Daten und -Analyse: Durch die Verwendung von Sensoren, Drohnen und anderen Datenerfassungswerkzeugen bietet der digitale Zwilling Echtzeit-Informationen über den Zustand der Baustelle. Diese Daten können für Analysen genutzt werden, um die Effizienz zu verbessern und Risiken zu minimieren.
- Koordination und Kommunikation: Ein digitaler Zwilling verbessert die Koordination zwischen verschiedenen Teams und Beteiligten, indem er eine gemeinsame, stets aktuelle Informationsbasis bietet.
- Ressourcenmanagement: Die Technologie kann dazu beitragen, den Einsatz von Materialien, Ausrüstung und Personal effizienter zu gestalten.
- Qualitätskontrolle: Der digitale Baustellenzwilling ermöglicht eine kontinuierliche Überwachung und Qualitätskontrolle der Bauprozesse und -ergebnisse.
- Sicherheit: Durch die Überwachung der Baustelle lassen sich Sicherheitsrisiken erkennen und präventive Maßnahmen ergreifen.
- Nachhaltigkeit: Die Optimierung von Bauprozessen kann auch zur Reduzierung von Abfall und zur Steigerung der Nachhaltigkeit beitragen.

Der digitale Baustellenzwilling bietet durch die Integration von realen Daten und digitalen Modellen eine umfassende und effektive Möglichkeit, Bauprojekte zu planen, zu überwachen und zu steuern. Zu den Zielen zählen eine gesteigerte Effizienz, eine bessere Qualität und eine höhere Sicherheit auf der Baustelle.

Maximale Transparenz in allen Phasen des Bauprojekts

Ausgangspunkt im Projekt „Wertstrom NETZbau“ war die Frage, welche Tools und Prozesse die Mitarbeiter*innen der Netze BW benötigen, um das Baugeschäft möglichst reibungslos und effizient organisieren zu können. Technisch gesehen bestand die Herausforderung darin, Schnittstellen zu schaffen, um spezifische



Informationen mit vielen verschiedenen Beteiligten nahtlos übertragen und nutzen zu können. „Unsere Vision war es, alle Phasen eines Bauprojekts von der Bauvorbereitung über die Baubegleitung bis hin zum Bauabschluss digital zu spiegeln und allen Beteiligten maximale Transparenz durch die Tools zu ermöglichen“, so Martin. „Wir haben User-Experience-Designer*innen mit im Projektteam, die den tatsächlichen Workflow bei uns im Netzbau digital abgebildet haben, um den Einsatz der Apps und Portale maximal effizient zu gestalten.“

Netze BW: Mehr als 30.000 Baumaßnahmen im Jahr

Die Verteilnetztöchter der EnBW steht als größtes Netzunternehmen für Strom, Gas und Wasser in Baden-Württemberg für eine sichere, zuverlässige, effiziente und zukunftsorientierte Versorgung. Sie hält die Netze in einem technisch einwandfreien Zustand und investiert gleichzeitig in Netze der Zukunft. Vom Breitbandausbau über den Freileitungsrückbau bis hin zur Verstärkung der Netze für den Hochlauf der Elektromobilität hat die Netze BW täglich viele bauliche Aufgaben zu erledigen. Aufs Jahr gerechnet ergeben sich mehr als 30.000 Baumaßnahmen, für die über 100.000 Aufmaße erstellt, geprüft und freigegeben werden. Angesichts dieser Zahlen macht es Sinn, die bisher gängige „Zettelwirtschaft“ abzuschaffen und von der Planung bis zur Dokumentation „digitale Werkzeuge“ zu nutzen. „Mit den neuen Anwendungen können wir alle Aufgabenbereiche vom Büro bis auf die Baustelle besser miteinander verzahnen“, so Sebastian Martin, Leiter des Projekts „Wertstrom NETZbau“.

Über 900 Mitarbeiter*innen nutzen bereits die oben genannten Tools – dazu zählen Netzplaner*innen, Projektierer*innen, Projektmanager*innen und Baukoordinator*innen, aber auch externe Dienstleister. Da die Beteiligten selbst gut einschätzen können, welche Tools und Prozesse hilfreich sind, um das Baugeschäft möglichst einfach und effizient abzuwickeln, finden im Projekt „Wertstrom NETZbau“ regelmäßig Anwenderworkshops statt, um die „digitalen Werkzeuge“ für sie nutzergerecht zu konfigurieren.

„Durch die digitalen Tools haben wir bei der Netze BW erhebliche Geschwindigkeitsgewinne bei der Eingabe und Verarbeitung von Baustellendaten erzielen können, wie sich in den vergangenen Monaten gezeigt hat“, so Martin. „Wir vermeiden zudem viele Fehlfahrten zu Baustellen, denn wir haben dank der Tools immer alle notwendigen Baustellenakten wie auch den gesamten Schriftverkehr und alle Regelwerke dabei.“ Außerdem ist die Abwicklungen der einzelnen Prozessschritte effizienter als zuvor – etwa die Materialbestellung, die Baustelleneinweisung und die Baustellenkontrolle. „Was digital erfasst ist, wird automatisiert abgelegt und ist für alle Beteiligten einsehbar. So geht nichts verloren.“



Drittmarkt ist noch kein Thema

Die erheblichen Effizienzfortschritte der Netze BW durch die digitalen Werkzeuge sind auch bei Mitbewerbern nicht unbemerkt geblieben. „Andere Netzbetreiber und Energieversorger interessieren sich sehr für unsere Anwendungen im Baustellenbereich“, erklärt Projektleiter Sebastian Martin. Im Markt zeigt sich ein deutlicher Nachholbedarf in Bezug auf die Digitalisierung. „Grundsätzlich ausschließen möchte ich es nicht, dass wir unsere Produkte auch künftig Dritten anbieten. Derzeit konzentrieren wir uns aber voll auf die weitere Integration in unserem Unternehmen und die Anpassungen an die Herausforderungen der Energiewende.“

Sebastian Martin
Netze BW GmbH
0711 289-48207
s.martin@netze-bw.de



Quo vadis Energieregulierung –

In welche Richtung weist die Festlegung „NEST“ der Bundesnetzagentur?

Europäische Rechtsprechung erfordert nationale Anpassung

Mit seinem Urteil vom 21. September 2021 zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur hat der Europäische Gerichtshof entschieden, dass das Ausmaß der rechtlichen Normierung der deutschen Strom- und Gasnetzregulierung zu umfassend und dadurch die europarechtlich verankerte Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur unzulässig eingeschränkt sei. Mit den am 22. Dezember 2023 in Kraft getretenen Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes steht die deutsche Energieregulierung nun an einem sehr bedeutenden Meilenstein und es ist davon auszugehen, dass der deutsche Regelungsrahmen sich erheblich verändern wird. Der Übergang von einer normativen, in Gesetzen und Verordnungen detailliert geregelten Regulierung zu einer administrativen Regulierung mit weitreichenden Kompetenzen der zuständigen Behörde ist zunächst Pflicht infolge der europäischen Rechtsprechung. Gleichzeitig bietet dieser Übergang jedoch auch die große Chance das deutsche Regulierungssystem auf den Prüfstand zu stellen, Lehren aus den vergangenen Regulierungsperioden zu ziehen und das Regulierungssystem im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen anzupassen.

NEST bringt Weichenstellung für einen neuen Regelungsrahmen

Mit der Veröffentlichung ihres Eckpunktepapiers NEST („Netze.Effizient.Sicher.Transformiert“) zu den Nachfolgeregelungen für die Anreizregulierungsverordnung und die Netzentgeltverordnungen Strom/Gas hat die Bundesnetzagentur nun den ersten, großen Schritt gemacht.

Dabei ergeben sich in vielfältiger Hinsicht Anpassungsnotwendigkeiten. Da die einschlägigen Verordnungen mit den wesentlichen Vorgaben für die Energienetzregulierung schrittweise bis Ende 2028 außer Kraft gesetzt werden, müssen diese bisherigen Grundlagen durch Festlegungen der Bundesnetzagentur ersetzt werden. Infolgedessen ergeben sich auch weitere institutionelle Anpassungsnotwendigkeiten, die die Organisationsstruktur der Regulierungsbehörde betreffen. So wurde durch die EnWG-Novelle auch die Einrichtung einer Großen Beschlusskammer normiert und innerhalb der Behörde somit ein übergeordnetes Entscheidungsgremium geschaffen, in dessen Zuständigkeitsbereich die Rahmen- und Methodenfestlegungen fallen, wobei die Festlegungen, die sich auf die Dauer einer Regulierungsperiode beziehen oder ein Unternehmen betreffen, in der Zuständigkeit der bisherigen einschlägigen Beschlusskammern bleiben.


Abgesehen von diesen institutionellen Anpassungsnotwendigkeiten, gilt es das Regulierungssystem inhaltlich und gerade im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen zu überprüfen. Die Versorgungsaufgabe der Stromverteilnetzbetreiber hat sich wesentlich verändert, zum einen infolge des immensen Netzausbaus und



zum anderen infolge umfangreicherer und komplexerer Tätigkeiten, die bislang fast ausschließlich bei den Übertragungsnetzbetreibern angefallen sind, wie u.a. im Bereich der Netzplanung, der Netzbeobachtung, der Laststeuerung, beim Redispatch oder bei der operativen Abwicklung einer Massenzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Gasverteilnetzbetreiber stehen hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe ebenfalls vor weitreichenden Veränderungen, da die Gasnetze zu einem derzeit noch höchst unklaren Anteil zu Wasserstoffnetzen transformiert werden oder langfristig eben nicht mehr benötigt werden. Weitere, ebenfalls wesentliche Anpassungsnotwendigkeiten ergeben sich aber auch, weil bspw. mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs im Rahmen der ARegV-Novelle 2016 bestimmte Elemente des Regulierungssystems nicht konsistent angepasst wurden und weil die bisherigen verordnungsrechtlichen Regelungen die methodischen Spielräume der Bundesnetzagentur in nicht sachgerechter Weise eingeschränkt haben, wie bspw. beim Effizienzvergleich. Vor diesem Hintergrund beinhaltet das Eckpunktepapier NEST eine Fülle an Themen, die zumindest zu einem großen Teil absehbar waren und auch bereits von der Branche aufgerufen wurden (wenngleich mit anderen Lösungsansätzen).

Die nach § 20, § 21a und 24 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen werden nach Ablauf einer Übergangszeit vollständig aufgehoben und treten außer Kraft:

- GasNZV tritt mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft
- StromNZV tritt mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft
- GasNEV tritt mit Ablauf des 31.12.2027 außer Kraft
- StromNEV tritt mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft
- ARegV tritt mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft



Zeitliche Befristung der einschlägigen Verordnungen mit Vorgaben für die Energieregulierung

Festhalten an der Anreizregulierung aber mit kürzeren Regulierungsperioden

Hinsichtlich der Regelungen der Anreizregulierungsverordnung konsultiert die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und einem Effizienzvergleich und daraus abgeleiteten Erlösobergrenzen, die für die Dauer einer Regulierungsperiode festgelegt werden. An dieser Grundkonzeption scheint die Bundesnetzagentur auch zukünftig grundsätzlich festhalten zu wollen. Allerdings erwägt sie, die Dauer einer Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre zu verkürzen, um dem Problem des Zeitversatzes (von bis zu sieben Jahren) bei operativen Kostenänderungen zu begegnen. Die Kosten, die bislang verordnungsrechtlich als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft waren, möchte die Bundesnetzagentur zukünftig stärker an den Kriterien „werthaltig“ und „exogen verursacht“ prüfen. Ferner möchte die Behörde beim generellen Produktivitätsfaktor und beim Effizienzvergleich u.a. methodische Anpassungen prüfen und schließlich die Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber erweitern.

Veränderungen bei der Kostenermittlung erwartet

Hinsichtlich der Bestimmung der Netzkosten wirft die Bundesnetzagentur die Frage auf, ob das bislang geltende Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung nicht durch eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung abgelöst werden sollte. Auch bei den Nutzungsdauern der Anlagen sieht die Behörde Änderungsbedarf, wenngleich dieser im Gasbereich vor dem Hintergrund des Ziels der Klimaneutralität grundlegend und im Strombereich eher punktuell sein dürfte. Ein weiteres zentrales Thema ist die Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens, die bislang nach den Regelungen der Strom/Gas NEV u.a. unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Bilanzpositionen regulatorisch bestimmt wurde. Hier strebt die Bundesnetzagentur eine pauschalisierte Bestimmung der Kapitalkosten nach einem stärker standardisierten Ansatz an. Weitere Themen sind die Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes, die Umstellung von der Anerkennung der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer und der Umgang mit Rückstellungen für Stilllegungen und Rückbau im Gasnetz.

Wesentliche Kritikpunkte

An dieser Stelle kann nun nicht auf die Themen und Lösungsansätze im Einzelnen eingegangen werden, so dass hier zunächst lediglich eine erste allgemeine Einschätzung möglich ist. Die Ausgestaltung des Regulierungssystems muss wie eingangs skizziert den vielfältigen neuen Aufgaben und dynamischen Entwicklungen im Netzbetrieb Rechnung tragen. Das Regulierungssystem muss dabei insgesamt konsistent sein und darf in Zeiten des Wachstums die Refinanzierung im System nicht verringern. Das von der Bundesnetzagentur vorgelegte Eckpunktepapier und die dort vorgeschlagenen Änderungen im Regulierungsrahmen tragen diesen Anforderungen aus unserer Sicht noch nicht ausreichend Rechnung.

Vereinfachungen dürfen kein Selbstzweck sein

Ein zentrales Motiv der vorgeschlagenen Eckpunkte scheint in Vereinfachungen und damit zusammenhängend in der Pauschalierung von Regulierungsregeln zu liegen. „Schnell, unbürokratischer, effizient und einfach“ zu handeln ist zwar grundsätzlich wünschenswert, darf aber kein Selbstzweck sein. Vereinfachungen und Pauschalierungen stehen immer in einem Spannungsverhältnis zu der unterschiedlichen Betroffenheit der Verteilnetzbetreiber, was die Bundesnetzagentur ebenfalls festgestellt hat.



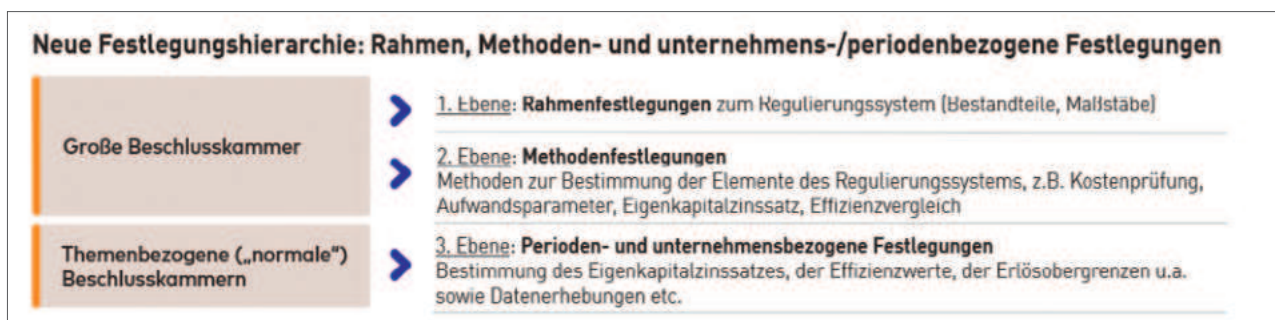
Ziele der Regulierung

In der Auflistung der Regulierungsziele im Eckpunktepapier (Aufbau von Energie-wendekompetenz, Sicherstellung des wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs auf den vor- und nachgelagerten Märkten, Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Transparenz und Verständlichkeit, Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung) wäre es wünschenswert gewesen, wenn die Behörde auch das ganz grundsätzliche ökonomische Ziel der Regulierung natürlicher Monopole aufgenommen und reflektiert hätte. Eine konsistente und sachgerechte ökonomische Regulierung muss so ausgestaltet sein, dass dem Netzbetreiber in der mittelfristigen Erwartung seine effizienten Kosten erstattet werden. Die Ermittlung der effizienten Kosten ist mitunter nicht einfach. Angesichts einer Gesamterlösobergrenze für Strom und Gas in einer Größenordnung von rund 50 Mrd. Euro und eines geplanten Investitionsvolumens in einer Größenordnung von 450 Mrd. Euro bis 2045 (davon 300 Mrd. Euro in den Übertragungsnetzen) sollte man diese Ermittlung auch nicht unbedingt nur „einfach“, „schnell“ und „unbürokratisch“ durchführen. Vielmehr bedarf es angesichts dieser Größenordnungen auch an verschiedenen Stellen komplexer Methoden, um eine ökonomisch sachgerechte Regulierung umzusetzen. Dies dient sowohl der Leistungs- und Lebensfähigkeit der Netzbetreiber als auch dem Interesse der Netznutzer.

Fehlende Inhalte und Randthemen

Auf der Grundlage der vorliegenden Eckpunkte wird noch nicht klar, wie das angepasste Regulierungssystem insgesamt die zukünftigen Entwicklungen nachhaltig unterstützen soll. Auf der anderen Seite werden in dem vorgelegten Eckpunktepapier Themen aufgegriffen, die eher Randthemen darstellen, und bei denen die Notwendigkeit oder Dringlichkeit für eine Anpassung nicht erkennbar ist (bspw. die Erhaltungskonzeption oder die kalkulatorische Gewerbesteuer). Demgegenüber werden andere, ganz zentrale Themen des Regulierungssystems im Eckpunktepapier sehr allgemein gehalten (bspw. die Reform des Generellen Produktivitätsfaktors, des Effizienzvergleichs oder die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes).

Neue Festlegungs-hierarchie der Bundesnetzagentur: Rahmen, Methoden- und unternehmens-/periodenbezogene Festlegungen



Insbesondere ist der Vorschlag einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht ausreichend, die strukturelle Unterdeckung bei wachsenden Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode zu beheben. Das Grundproblem des Zeitversatzes wird durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre lediglich abgemildert aber keinesfalls behoben. An dieser Stelle reicht es nicht aus, einfach eine dreijährige Regulierungsperiode als eine Art „Kompromiss“ vorzuschlagen.

Unzureichende institutionelle Umsetzung

Es ist grundsätzlich positiv hervorzuheben, dass mit der Einrichtung der Großen Beschlusskammer ein übergeordnetes Entscheidungsgremium bei der Bundesnetzagentur geschaffen wird. Die Einzelelemente eines Regulierungssystems hängen inhaltlich zusammen und müssen einer Gesamtbetrachtung unterzogen werden. Die von der Behörde intendierte institutionelle Trennung von Methodenfestlegung und Vollzug ist über die teilweise Personenidentität von Mitgliedern der Großen Beschlusskammer und bisherigen Beschlusskammern aber nur teilweise gegeben.

Fehlende wissenschaftliche Begleitung des Prozesses zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens

Aus dem Eckpunktepapier geht nicht hervor, wie die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Anforderung der erweiterten Begründungspflicht gemäß § 73 Abs. 1b EnWG sicherzustellen. Das gilt gleichermaßen für die Anforderung, dass ökonomische Analysen, die den Festlegungen zugrunde liegen, dem Stand der Wissenschaft entsprechen sollen. Eine wissenschaftliche Begleitung des gesamten Prozesses der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens wäre daher geeignet. Dies sollte in transparenter Weise und unter Einbezug der interessierten Öffentlichkeit geschehen. Seitens Netze BW haben wir bereits verschiedene konkrete Vorschläge gemacht, externe ökonomische Expertise durch Sachverständige zu institutionalisieren und regelmäßig bzw. systematisch in die Regulierungsverfahren einzubinden.

Fazit und Ausblick

Die infolge des EuGH-Urteils geforderte Umstellung von einer normierenden zu einer administrativen Regulierung bei gleichzeitiger Überarbeitung des Regulierungssystems in Zeiten stark veränderter Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze stellt die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Da die im Eckpunktepapier NEST dargelegten Überlegungen der Bundesnetzagentur an vielen Stellen noch allgemeiner Art sind und sich mit dem grundsätzlichen Rahmen befassen, ist eine Einschätzung, ob das zukünftige



Regulierungssystem insgesamt geeignet sein wird, diese Herausforderungen zu bewältigen, derzeit noch nicht möglich. Der gesamte Umsetzungsprozess, an dessen Beginn die Festlegung NEST steht, wird allein aufgrund der Themenvielfalt auch einige Zeit beanspruchen.

An den Stellen, wo zum aktuellen Zeitpunkt zu einzelnen Themen bereits klarere erkennbare Überlegungen der Regulierungsbehörde vorliegen, haben wir seitens Netze BW bereits konkrete Anpassungsvorschläge in das laufende Konsultationsverfahren NEST eingebracht und werden im weiteren Verfahren weitere Vorschläge ergänzen.

Unsere ausführliche Stellungnahme zum Eckpunktepapier NEST der Bundesagentur finden Sie hier:

<https://www.netze-bw.de/news/stellungnahme-eckpunktepapier-anreizregulierung>

Link zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Dr. Birgit Staiger
Regulierungsmanagement Netze BW GmbH
0711 289-87677
b.staiger@netze-bw.de



Konsequenzen aus § 14a EnWG –

oder wie die Integration von Wärmepumpen & Co beschleunigt werden soll.
Ein Einblick in die praktische Umsetzung bei Netze BW

Hintergrund

Seit dem 1. Januar 2024 gelten neue gesetzliche Regelungen für die Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und damit insbesondere für Wärmepumpen und private Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge. Mit den neuen Vorgaben sind Verteilnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, im Falle einer drohenden lokalen Netzüberlastung den Leistungsbezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen temporär zu begrenzen.

Die Anlagenbetreiber erhalten im Gegenzug einen dauerhaften Rabatt auf ihre Netzentgelte. Zudem darf der Netzbetreiber den Netzanschluss nicht mit Verweis auf einen Engpass im vorgelagerten Stromnetz ablehnen oder verzögern.

Viel Zeit für die Umsetzung der neuen Regelungen hatten die Netzbetreiber nicht. Zwischen der Veröffentlichung der neuen Regelungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) durch die Bundesnetzagentur am 27. November 2023 und dem Zeitpunkt bis zum Inkrafttreten dieser Regelungen lag nur ein knapper Monat.

Warum sind die neuen Regelungen ein wichtiger Meilenstein für eine erfolgreiche Energie-, Wärme- und Mobilitätswende?

Ziel der neuen Regelungen ist es, der stark steigenden Anzahl von Verbrauchseinrichtungen, wie Wallboxen und Wärmepumpen auch zukünftig einen schnellen und versorgungssicheren Netzanschluss zu ermöglichen. Denn der starke Hochlauf der leistungsstarken Verbrauchseinrichtungen ist eine große Herausforderung für alle Stromnetzbetreiber.

Zwar ist das bestehende Stromnetz stark und versorgungssicher, aber seine bestehende Leistung ist begrenzt. Das heutige Stromnetz wurde ursprünglich nicht für diesen neuen Leistungsbedarf ausgelegt. Bisher ist das einzige Instrument der Netzbetreiber, das Stromnetz gezielt und vorausschauend auszubauen und zu verstärken. Deshalb beobachten sie sehr genau die neuen Leistungsanforderungen und bauen ihr Stromnetz für ihre Kunden entsprechend aus.

Zunehmend herausfordernd ist, wie schnell der erforderliche Netzausbau in Zukunft realisiert werden muss. In Zeiten einer allgegenwärtigen „Infrastrukturwende“ mit gleichzeitigem Fachkräftemangel und teils aufwendigen Planungs- und Genehmigungsverfahren ist das keine leichte Aufgabe. Genau hier sollen die neuen Regelungen nach § 14a EnWG helfen und einen schnellen und versorgungssicheren Netzanschluss ermöglichen, auch dann, wenn der Netzausbau vor Ort noch etwas dauert.



Für wen gelten die neuen Regelungen des § 14a EnWG?

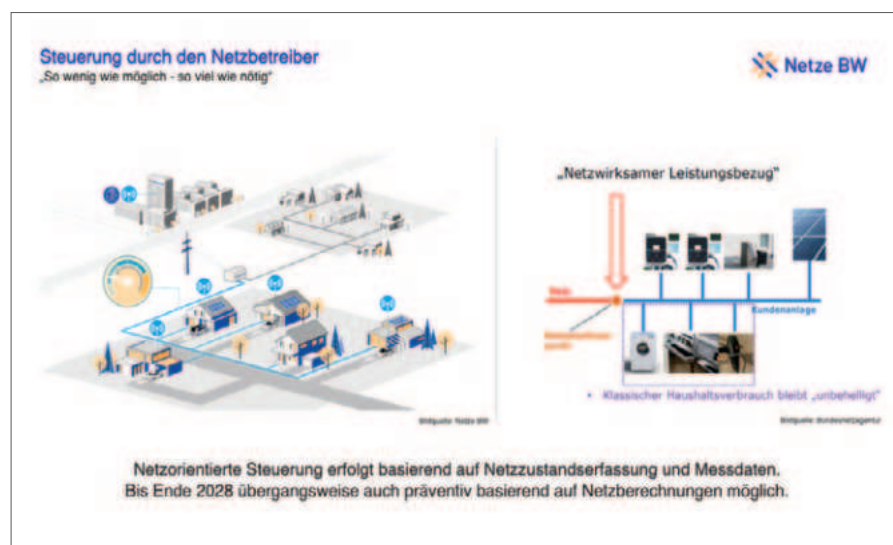
Als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gelten seit diesem Jahr alle nicht-öffentlichen Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge, Wärmepumpen und Klimageräte zur Raumheizung/-kühlung sowie Stromspeicher mit einer elektrischen Leistung ab 4,2 kW und einem Netzanschluss im Niederspannungsnetz.

Die neuen Regelungen gelten verpflichtend für alle Netzbetreiber in Deutschland sowie für alle Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die nach dem 1. Januar 2024 technisch in Betrieb genommen werden. Ausgenommen sind lediglich Ladeeinrichtungen, die Sonderrechte gemäß Straßenverkehrsordnung in Anspruch nehmen dürfen sowie Wärmepumpen und Klimageräte, die gewerblichen betriebsnotwendigen Zwecken oder der kritischen Infrastruktur dienen.

Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommen wurden, haben dauerhaften Bestandsschutz, außer die Eigentümer haben bereits eine frühere Vereinbarung mit ihrem Netzbetreiber für eine Steuerung nach § 14a EnWG getroffen. Dann müssen diese Anlagen bis spätestens Ende 2028 in das neue „14a-Modell“ überführt werden. Ein freiwilliger Einstieg in das „14a-Modell“ ist ebenfalls möglich, sofern die Anlage die technischen Voraussetzungen erfüllt. Diese technischen Mindestanforderungen der Netze BW sind im Partnerportal für Elektrofachkräfte veröffentlicht (www.netze-bw.de/partner/elektroinstallateure/infoveranstaltung-2024/mediathek). Nachtspeicherheizungen sind von den neuen Regelungen nach § 14a EnWG ausgenommen und unterliegen einem dauerhaften Bestandsschutz.

Was bedeutet „Steuerung durch den Netzbetreiber“?

Der Netzbetreiber ist bei einer drohenden Überlastung des lokalen Stromnetzes jetzt berechtigt und verpflichtet, alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die unter die Regelungen des § 14a EnWG fallen, aus der Ferne zu steuern. Netzorientierte Steuerung bedeutet dabei aber nicht ausschalten – vielmehr soll nur gezielt und bei Bedarf der Leistungsbezug aus dem Stromnetz begrenzt werden. Ganz nach dem Motto „So wenig wie möglich – so viel wie nötig“.



Jeder Anlagenbetreiber erhält dabei eine garantierte Mindestleistung, die sich aus seiner Versorgungssituation vor Ort bemisst. Es muss sich also niemand Sorgen machen, dass er keinen Strom mehr bekommt. Lediglich wenn die Leistungsbegrenzung anlagenseitig aus technischen Gründen nicht realisierbar ist (bspw. bei einer alten Wärmepumpe), kann alternativ auch ausgeschaltet werden. Diese Entscheidung obliegt dem Anlagenbetreiber.

Die Grundlage für die bedarfsgerechte, netzorientierte Steuerung durch den Netzbetreiber ist die Erkennung eines Netzengpasses basierend auf einer Netzzustandserfassung. Dafür müssen Netzbetreiber anhand von Sensorik in Trafostationen und Messdaten die Auslastung des Stromnetzes in Echtzeit überwachen und bei drohender Überlastung automatisch alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen des jeweiligen Netzabschnitts regeln. Übergangsweise dürfen Netzbetreiber, denen die notwendigen technischen Vorbereitungen für die netzorientierte Steuerung noch fehlen, eine präventive Steuerung anwenden. Gemeint ist damit eine regelmäßige Steuerung aufgrund einer prognostizierten Netzüberlastung. Die Anwendung ist allerdings auf maximal 24 Monate pro Netzabschnitt begrenzt und längstens bis Ende 2028 zulässig.

Für die Anlagenbetreiber ergibt sich mit der Anwendung des neuem §14a EnWG der Vorteil, dass bei Neuanlagen die klassischen Sperr- und Freigabezeiten zu festen Tageszeiten entfallen.

Wie kann man sich die Steuerung in der Praxis vorstellen?



Folgendes Beispiel sei hier angeführt: Wenn in einem Netzabschnitt 60 Häuser versorgt werden und einige E-Fahrzeuge laden, ist das im Grundsatz für die Netzstabilität kein Problem. Wenn aber sehr viele E-Fahrzeuge zeitgleich mit voller Leistung laden, entstehen Lastspitzen, die das bestehende Stromnetz schnell an seine Grenze bringen können. Genau dann kann der Netzbetreiber die maximale Ladeleistung im erforderlichen Maße begrenzen. Die E-Autos können zwar weiterhin laden, es dauert nur ein bisschen länger, bis sie vollgeladen sind.

Diesen Ansatz hat die Netze BW ausgiebig in ihren NETZlaboren getestet (mehr Informationen findet sich unter www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/netzintegration-elektromobilitaet/netzlabore). 5 Jahre Feldtest haben gezeigt: Die Aufnahmefähigkeit des bestehenden Stromnetzes kann deutlich erhöht werden und die Akzeptanz der Feldtestteilnehmer für gesteuertes Laden war hervorragend. Die meisten Teilnehmer haben nicht einmal gemerkt, dass ihr E-Auto abends etwas länger geladen hat, denn am Morgen danach waren die Autos immer vollständig



aufgeladen. Natürlich fanden die Feldtests unter geschützten Rahmenbedingungen statt, bis die Steuerung standardisiert in der breiten Fläche einsetzbar ist, dauert es aber noch. Aktuell entwickelt Netze BW genau diese Fähigkeit zur Steuerung von „14a-Anlagen“ über intelligente Messsysteme und Steuerboxen.

Wie profitieren die Anlagenbetreiber von den neuen Regelungen?

Für die Netzkunden haben die neuen Regelungen nach § 14a EnWG mehrere Vorteile: Neue Wärmepumpen und Wallboxen können ohne Wartezeit sofort in Betrieb genommen werden. Damit wird die Wartezeit auf den Netzanschluss verkürzt. Zudem profitieren die Anlagenbetreiber von dauerhaft reduzierten Netzentgelten. Hier haben sie die Wahlfreiheit zwischen mehreren Modulen: Einem pauschalen Rabatt (Modul 1) oder einem Rabatt auf den Arbeitspreis des Netzentgeltes (Modul 2). Ab 2025 kommt ergänzend ein zeitvariables Netzentgelt (Modul 3) dazu, welches optional als Ergänzung zu Modul 1 vom Anlagenbetreiber über seinen Lieferanten bestellt werden kann. Die Verrechnung der Netzentgelte erfolgt automatisch über den Lieferanten und die Marktkommunikation.

Bei der Netze BW beträgt der pauschale Rabatt (Modul 1) aktuell 161€/Jahr, der Rabatt auf den Arbeitspreis des Netzentgeltes (Modul 2) aktuell 6,5 Ct./kWh. (Anm.: Preisangaben gemäß aktuellem Preisblatt der Netze BW für die Nutzung des Stromverteilnetzes, Stand März 2024)

Netzentgelte
Kunden erhalten ab 1.1.2024 die Wahlmöglichkeit zwischen zwei Varianten zur Netznutzung. Ab 2025 ergänzend zeitvariables Netzentgelt

Modul 1:
Pauschale Gutschrift

- Gutschrift von 161 €/Jahr*
- Kein separater Zähler mehr notwendig
- Gilt als Default-Modul
- Attraktiv für Wallboxen

Modul 2:
60%-Rabatt auf Netzentgelt-Arbeitspreis

- 4,33 ct/kWh anstelle von 10,83 ct/kWh*
- Getrennte Messung erforderlich
- Beantragung läuft über Energielieferanten
- Attraktiv für Wärmepumpen + Bündelung

*Gemäß aktuellem Preisblatt Za Steuerbare Verbrauchseinrichtungen 2024 der Netze BW. Alle Angaben in brutto.

Was ändert sich beim Netzanschluss für die Anlagenbetreiber?

Bei der Planung und Errichtung von steuerbaren Verbrauchseinrichtung sind einige Neuerungen zu beachten. Neu ist beispielsweise, dass die digitalen Onlineservices im Partnerportal der Netze BW für den § 14a EnWG angepasst wurden. Die Netze BW verzichtet bei „14a-Anlagen“ auf eine vorherige Netzanschlussanfrage. Stattdessen reicht eine reine Inbetriebsetzungsmeldung durch eine vom Anlagenbetreiber bevollmächtigte Elektrofachkraft. Diese hat zudem sicherzustellen, dass die

Kundenanlage gemäß den neuen technischen Mindestanforderungen errichtet ist. Diese beinhalten u.a., dass alle Neuanlagen technisch für eine spätere Steuerung durch den Netzbetreiber vorzubereiten sind. Der Einbau von Steuertechnik erfolgt allerdings nur bei Bedarf. Damit dies in der Praxis reibungslos läuft, ist die Netze BW in engem Austausch mit Elektroinstallateuren und organisiert Infoveranstaltungen und Schulungen.

Der Weg zum digitalen Stromnetz der Zukunft

Als größter Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg ist es der Anspruch von Netze BW, ihren Kunden stets das Stromnetz zur Verfügung zu stellen, das von ihnen benötigt wird. Dafür beobachtet sie sehr genau den Leistungsbedarf und baut das Stromnetz bedarfsgerecht und zukunftssicher aus.

Gleichzeitig wird die Digitalisierung bei den Prozessen sowie der Technik konsequent vorangetrieben. Netzabschnitte mit potenziell steigender Netzbelastung werden mit digitaler Messtechnik ausgerüstet. Damit kann die reale Auslastung des Stromnetzes bis in die Niederspannung hinein in Echtzeit erfasst werden.

Zudem bereitet Netze BW für die zukünftige Steuerung von „14a-Anlagen“ – über den Branchenstandard hinaus – intelligente Messsysteme und Steuerboxen vor. Dafür werden bereits jetzt alle erforderlichen Fähigkeiten von der Engpasserkennung über die gezielte Anlagensteuerung im Engpassfall bis hin zur Umsetzung der Dokumentations-, Melde- und Informationspflichten entwickelt. Bis aber Wallboxen und Wärmepumpen wirklich in ein intelligentes Lastmanagement eingebunden werden können, wird es noch etwas dauern. Hier fehlt noch eine ausreichende Zahl von intelligenten Messsystemen und Steuerboxen sowie die zugehörigen technischen Standards, die aktuell beim VDEIFNN im Auftrag der Bundesnetzagentur und unter Beteiligung der Netze BW erarbeitet werden.

Eric Junge
Netze BW GmbH,
0711 289-48323
e.junge@netze-bw.de



der Unternehmen“ bewertet. Denn dort zeigt sich, „ob die Dinge funktionieren oder nicht“. Die damit verbundenen unternehmerischen Entscheidungen werden nachvollziehbar erklärt.

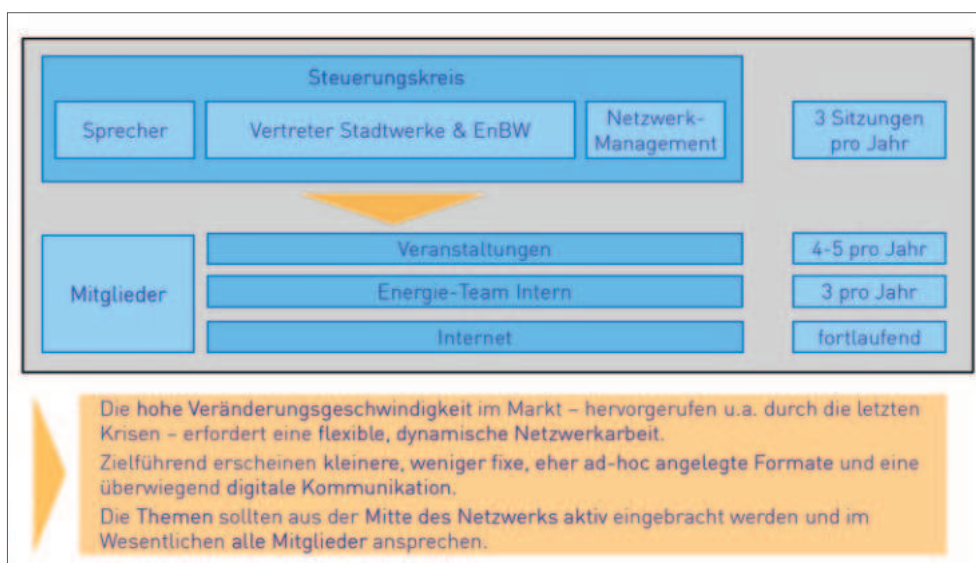
Auch zu den zuletzt gewählten Formaten – eine Mischung aus Präsenz- und Online-Angeboten – gab es Zustimmung. Die kurzen und fokussierten Online-Sitzungen während der Corona-Pandemie und der durch den Ukraine-Krise ausgelösten Gas-Krise wurden als sehr hilfreich empfunden. Geschätzt werden dabei die eher kleinen Zeitfenster von einer Stunde für einen „knackigen“ Bericht auf Online-Basis.

Das Netzwerk-Management des Energie-Teams sieht in diesen Rückmeldungen eine Bestätigung für den bislang eingeschlagenen Weg und ist davon überzeugt, dass die gemeinsamen Anstrengungen auch zukünftig den Erfolg des Netzwerks sichern.

Angepasste Organisations- und Arbeitsstrukturen fördern Flexibilität bei der Behandlung von Themen

Um zukünftig noch flexibler und schneller auf Entwicklungen in der Energiewirtschaft eingehen zu können hat das Netzwerk-Management eine Anpassung der Organisationsstruktur im Energie-Team vorgeschlagen. So soll es im Gegensatz zur bisherigen Arbeitsstruktur neben den SK-Sitzungen keine festen fachspezifischen Foren mehr geben. Stattdessen sollen themenbezogene Veranstaltungen und Referate aber auch Besichtigungen von „Best-Practise-Projekten“ angeboten werden.

Das vom Energie-Team herausgegebene Magazin „Energie-Team Intern“ soll weiterhin drei Mal im Jahr erscheinen, wobei darüber nachgedacht wird, mittelfristig auf eine digitale Variante umzustellen.



Gleichzeitig wird derzeit an einer Auffrischung des Internetauftritts des Energie-Teams gearbeitet. Er erhält nicht nur ein modernes und ansprechendes Design, sondern reflektiert auch die klare Ausrichtung auf die Bedürfnisse der Mitglieder und Partner. Durch eine selbsterklärende Navigation wird der Zugang zu relevanten Informationen für die Mitglieder ermöglicht. Außerdem soll die Website zukünftig nicht nur als Informationsplattform dienen, sondern auch als interaktives Tool zur besseren Vernetzung der Mitglieder untereinander weiterentwickelt werden.

Wie geht es weiter?

Nachdem der Steuerungskreis den Vorschlägen zur neuen Organisations- und Arbeitsstruktur des Energie-Teams zugestimmt hat, werden diese Zwischenergebnisse im nächsten Schritt allen Mitgliedern des Energie-Teams vorgestellt und auch deren Statements eingeholt. Dies erfolgt zum einen durch diesen hier vorliegenden Bericht. Zum anderen soll eine Online-Befragung durchgeführt werden, um alle Mitglieder unkompliziert zu erreichen. Die Ergebnisse daraus werden anschließend in den Steuerungskreis gespiegelt und dort abschließend beraten.

Die Mitglieder des Energie-Teams können sich auf eine flexiblere Kommunikation und eine stärker auf ihre Bedürfnisse zugeschnittene Zusammenarbeit freuen. Eine Kombination aus virtuellen Konferenzen und Präsenz-Workshops werden dazu beitragen, das Wissen innerhalb des Netzwerks zu teilen und die Expertise der Mitglieder zu fördern.

Diese Neuausrichtung des Energie-Teams zielt nicht nur auf äußere Veränderungen ab, sondern auch auf die Stärkung der gemeinsamen Werte und Ziele des Netzwerks. Eine nachhaltige Energiezukunft steht im Mittelpunkt dieser Bemühungen, und das Energie-Team leistet seinen Beitrag, die Mitglieder auf diesem Weg aktiv zu unterstützen.

Norbert Schmid
Netze BW GmbH
0172 7583950
no.schmid@netze-bw.de



Personalien

Schicken Sie uns Ihre
Meldungen zu
Personalien an
info@energie-team.org

Personalien aus Unternehmen:

Waiblingen: Die Stadtwerke Waiblingen erweitern ihre Führungsebene. Seit dem 1. Januar 2024 ist [Bernhard Zipp](#) zweiter Geschäftsführer. [Frank Schöller](#) bleibt weiterhin in seiner Funktion als Geschäftsführer tätig und übernimmt den Vorsitz der Geschäftsführung. Beide sind künftig für die strategische Ausrichtung und operative Führung des Unternehmens verantwortlich. Bernhard Zipp ist seit 1. April 2019 als Technischer Leiter und Prokurist bei den Stadtwerken Waiblingen tätig.

Geislingen/Steige: Nach fast 40 Jahren im Albwerk – davon ca. 24 Jahre als Vorstandsvorsitzender – zieht sich [Hubert Rinklin](#) aus den Geschäften zurück und geht in den Ruhestand. Ihm folgte zum 1. Januar 2024 mit [Jens Buchholz](#) ein erfahrener Energie-Experte, der als Vorstand der EGT AG (Triberg im Schwarzwald) bereits seit 2019 für die Albwerk-Gruppe tätig ist.

Bruchsal: [Sebastian Haag](#) hat am 15. Februar 2024 die Geschäftsführung der Stadtwerke Bruchsal von seinem (Interims-) Vorgänger [Eberhard Oehler](#) übernommen. Haag, Jahrgang 1982, der zuletzt als Leiter Intelligente Infrastruktur für Kunden im Einkauf bei der EnBW Energie Baden-Württemberg AG tätig war und bereits verschiedene Führungspositionen innerhalb der EnBW innehatte, übernimmt damit die Verantwortung für die Bruchsaler Stadtwerke und ihre mittlerweile 165 Mitarbeiter/-innen.

Karlsruhe: EnBW-Vorstandschef [Andreas Schell](#) hat im Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat zum Ablauf des 8. März 2024 sein Amt niedergelegt. Mit [Dr. Georg Stamatelopoulos](#) wurde bereits der Nachfolger von Schell benannt. Der neue Vorstandschef kennt den Markt und die EnBW seit Jahren. Seit Juni 2021 verantwortet er das Ressort „Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur“ im EnBW-Vorstand. Zum stellvertretenden CEO wurde [Thomas Kusterer](#) benannt, langjähriger Finanzvorstand der EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Karlsruhe: [Iman El Sonbaty](#) wird zum 1. April 2024 Geschäftsführerin der Stadtwerke Karlsruhe. Damit hat das Unternehmen wieder eine zweiköpfige Geschäftsführung, mit [Michael Homann](#) als deren Vorsitzendem. El Sonbaty verantwortet seit Oktober 2018 den Geschäftsbereich Vertrieb sowie die gesamte Steuerung der Kundenprozesse (Operations und Marketing) bei den Stadtwerken Karlsruhe. Sie ist langjährig in der Energiewirtschaft und in verschiedenen Leitungsfunktionen tätig, u.a. im Vertrieb der EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Reutlingen: Der Reutlinger Netzbetreiber FairNetz bekommt zum 1. Juli 2024 einen neuen Geschäftsführer. Wie das Energie-Unternehmen mitteilte, wird der 50 Jahre alte Bau- und Wirtschaftsingenieur [Thorsten Jansing](#) Nachfolger von [Klaus Saiger](#), der nach über 22 Jahren das Unternehmen verlässt und in den Ruhestand geht. Jansing ist seit über zwanzig Jahren in der Versorgungswirtschaft in verschiedenen Positionen und zuletzt als technischer Geschäftsführer der TWL Netze GmbH, der Netztochter der Technischen Werke Ludwigshafen AG am Rhein, tätig.



Termine 2024

Energie-Team Baden-Württemberg

Nähere Auskünfte zu den Terminen erhalten Sie unter 0711 289-87221

2. Quartal 2024

Runder Tisch Öffentlichkeitsarbeit

Online-Treffen

13. Juni 2024

Steuerungskreis

Online-Treffen

22. Oktober 2024

Steuerungskreis

Stuttgart

18. November 2024

Informationsveranstaltung von Energie-Team / TransnetBW

zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen

Sparkassenakademie Stuttgart

Darüber hinaus sind weitere Veranstaltungen in Planung. Gern nehmen wir ihre Impulse und Anregungen dafür auf.



Impressum

Energie-Team Intern
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart

www.energie-team.org

Redaktion

Tilman Kabella
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-87221
t.kabella@netze-bw.de

Norbert Schmid
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-46686
no.schmid@netze-bw.de

Gestaltung und Produktion

Guntram Gerst
guntramgerst.de



