

▶ Hingeschaut

Neustart für den Smart Meter Rollout
Für eine ganze Branche?

Herausforderungen im Smart Meter Rollout
Erfahrungen und Ausblicke aus der Perspektive eines
Gatewayadministrators

▶ Nachgefragt

Stand und Herausforderungen der Energiewende
bei einem regionalen Netzbetreiber

Regionale Energieversorgung
mit Biogas und Wasserstoff – Beispiel Oberschwaben

▶ Nachgelesen

Gas neu denken:
Von der Krisenkommunikation zur Chancenkommunikation

GVS ECOSTAMP
Den Corporate Carbon Footprint digital ermitteln – der erste
Schritt in Richtung Nachhaltigkeit

▶ Wer kommt, wer geht?

Personalien

▶ Vorgemerkt

Termine Energie-Team

gemeinsam mehr erreichen ...



Neustart für den Smart Meter Rollout

Für eine ganze Branche?



Netze BW hat bereits über 30.000 Smart Meter eingebaut
(Quelle: Netze BW GmbH)

Mit einem neuen Gesetz kommt neuer Schwung in den Smart Meter Rollout. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck verspricht Entbürokratisierung und einen agilen Rollout. Gleichzeitig wächst der finanzielle und zeitliche Druck auf eine ganze Branche.

"Unser zukünftiges Energiesystem wird wesentlich flexibler und damit auch komplexer werden. Dafür brauchen wir Smart Meter und eine Digitalisierung der Energiewende.", sagt Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) bringt der Minister damit viele Änderungen auf den Weg. Damit sollen die rechtlichen Lücken geschlossen und endlich die dringend benötigte Planungssicherheit für die Messstellenbetreiber (MSB) hergestellt werden.

Was bedeutet das neue Gesetz für Messstellenbetreiber?

Folgende wesentliche Änderungen ergeben sich durch den Gesetzesentwurf, der vom Bundeskabinett beschlossen wurde:

Neue Fristen und Quoten

- Mit Inkrafttreten des Gesetzes werden alle Einbaufälle freigegeben. Es braucht damit keine weiteren Markterklärungen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI).
- Kundinnen und Kunden bekommen ein Recht, einen Einbau zu verlangen. Ein Smart Meter muss demnach spätestens innerhalb von 4 Monaten nach dem Beantragen eingebaut werden.
- Neue, höhere Einbauquoten erhöhen den Druck auf Messstellenbetreiber. So müssen bspw. bis 31.12.2025 bereits 20 Prozent und bis 2030 dann 95 Prozent und somit ein Großteil der Pflichtfälle umgerüstet sein.

Erweiterter Leistungsumfang

- Der Messstellenbetreiber muss nun standardmäßig für jedes Smart Meter 15-Minuten-Werte (Tarifanwendungsfall 7) und Netzzustandsdaten (Tarifanwendungsfall 10) bereitstellen.
- Ab dem 01.01.2025 müssen alle Messstellenbetreiber einen festen Katalog von zwölf Zusatzleistungen anbieten. Darunter unter anderem die Steuerung von § 14a EnWG-Anlagen, die Übermittlung von abrechnungsrelevanten Daten aus einem Submetering-System oder die Abwicklung einer Kommunikation über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehers-kommunikationsverbindung.



Wirtschaftlichkeit

- Die Wirtschaftlichkeit für Messstellenbetreiber bleibt eine schwere Aufgabe. Denn die Preisobergrenzen bleiben in den meisten Fällen unverändert. Sie werden aber nun zwischen Anschlussnutzer und dem Verteilnetzbetreiber (VNB) aufgeteilt.
- So zahlt ein Anschlussnutzer mit einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von 6.500 kWh in Zukunft keine 100,- Euro Messentgelt mehr, sondern nur noch 20,- Euro. Die Differenz von 80,- Euro zahlt nun der zuständige Verteilnetzbetreiber.
- Für Abrechnungssysteme stellt auch das eine Herausforderung dar, da Rechnungen nun zwischen Anschlussnutzer und Verteilnetzbetreiber aufgeteilt werden müssen.

Die Inhalte des Gesetzesentwurfs werden sich bis zum Inkrafttreten vermutlich noch marginal verändern. Am Ende bleibt aber die klare Botschaft: der Rollout wird und muss nun Fahrt aufnehmen. Die neuen Fristen im Gesetz, die neue Abrechnungsmethode und die verpflichtenden Zusatzleistungen werden vor allem für kleinere Messstellenbetreiber und Stadtwerke, die mit dem Smart Meter Rollout noch kaum oder gar nicht begonnen haben, eine große Herausforderung darstellen. Grundsätzlich muss der MSB die Leistungs- und Reaktionsfähigkeit deutlich steigern, bei gleichbleibenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Gleichzeitig lässt sich aber sagen, dass die Rolle des MSBs gestärkt wird. Der MSB ist der zentrale Akteur bei der Digitalisierung der Energiewende.

Wie weit ist die Netze BW?

Die Netze BW als einer der größten Messstellenbetreiber in Deutschland mit ca. 2,5 Millionen Messstellen im Netzgebiet hat seit dem offiziellen Rollout Start im Februar 2020 über 30.000 Smart Meter, auch intelligente Messsysteme genannt, eingebaut. Tendenz stark steigend. Im Auftrag von Stadtwerken und anderen Messstellenbetreibern, wie bspw. der Stuttgart Netze, betreut Netze BW noch weitere 750.000 Messstellen. Auch in diesen Gebieten setzt Netze BW als Partner für Teilleistungen oder als Full-Service-Anbieter den Smart Meter Rollout nach den gesetzlichen Vorgaben um.

Dabei geht Netze BW auch davon aus, dass sich die Zahl der Pflichtfälle für einen Smart Meter Einbau stark erhöhen wird. Das liegt unter anderem an aktuellen Trends, wie E-Mobilität,

Das Smart Meter als Herzstück der Digitalisierung der Energiewende.
(Quelle: Netze BW GmbH)



Wärmewende und PV-Anlagenpflicht, die gerade in Baden-Württemberg dazu führen werden, dass deutlich mehr Smart Meter verbaut werden, als ursprünglich prognostiziert.

Parallel befasst sich Netze BW auch mit Kundenanforderungen, die vom Gesetz nicht adressiert werden. So unterstützt sie beispielsweise Kommunen bei der Fernauslesbarkeit von Wasserzählern, bei dem Digitalisieren öffentlicher Gebäude durch intelligente Sensoren und erarbeitet mit unterschiedlichen Marktpartnern neue Lösungen und Geschäftsmodelle für Unternehmen und Privatkund*innen auf Basis von Smart Metern.

Wie geht es weiter?

Aktuelle Planungen gehen davon aus, dass das Gesetz Mitte 2023 in Kraft treten wird. Damit werden große Messstellenbetreiber sofort alle dann freigegebenen Kundengruppen mit Smart Metern ausrüsten (bspw. auch Einspeiser). Parallel wird erwartet, dass viele Kundinnen und Kunden einen vorzeitigen Einbau verlangen werden. Dabei werden auch einige Messstellenbetreiber die Gelegenheit nutzen, um als Wettbewerber gerade dort Kundschaft abzuwerben, wo der ansässige Messstellenbetreiber noch kein Angebot vorlegen kann. Um eigene Messstellen zu sichern und gleichzeitig die Kundennachfrage zu decken, sollten nach Möglichkeit alle Messstellenbetreiber zeitnah mit dem Rollout starten – Netze BW unterstützt sie dabei gerne.

Phillip Bauer
Netze BW GmbH
0711 289 53029
phillip.bauer@netze-bw.de



Herausforderungen im Smart Meter Rollout

Erfahrungen und Ausblicke aus der Perspektive eines Gatewayadministrators

Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) soll den Rollout intelligenter Messsysteme (iMsys) deutlich beschleunigen. Bis zum Jahr 2030 soll ein Großteil der digitalen Infrastruktur aufgebaut sein und durch erhöhte Transparenz sowie Möglichkeiten zur Steuerung von Verbrauchern und Einspeisern die Klimaneutralität des Energiesystems ermöglichen. EnBW Utility Services administriert als zertifizierter Gatewayadministrator (GWA) bereits heute ca. 30.000 iMsys im Business Process Outsourcing (BPO)-Betrieb für viele MSB-Kunden und ist damit einer der größten Dienstleister am Markt. Im Rahmen dieses Beitrags wird ein kleiner Einblick in die Tätigkeit des GWA gegeben, aufgezeigt, wie mit operativen Herausforderungen umgegangen wird und wie MSBs von den BPO-Dienstleistungen der EnBW profitieren können.

Rechtliche Rahmenbedingungen und Veränderungen

Angefangen mit dem Entwicklungsstart des EnBW GWA-Systems im Jahr 2014 begann der Rollout der iMsys für die EnBW schließlich im Jahr 2020, nachdem drei SMGW-Hersteller zertifiziert waren. Seitdem konnte eine hohe rechtliche Dynamik und Unsicherheit im Markt beobachtet werden. Nach dem Warten auf die drei zertifizierten Hersteller und die Markterklärung folgte schließlich deren Rücknahme, was in allgemeiner Unsicherheit des MSB-Markts bzgl. des weiteren Rollouts resultierte. Die EnBW als GWA ist davon überzeugt, dass die Digitalisierung der Energiewende ohne Intelligenz im Verteilnetz nicht möglich ist und hat deshalb trotz einiger Unklarheiten den Betrieb und die Weiterentwicklung fortgesetzt. Nun wird mit dem GNDEW endlich für rechtliche Klarheit, mehr Verbindlichkeit und Beschleunigung im Rollout gesorgt. Unter anderem soll hierbei der Prozess der sicheren Lieferkette (SiLKe), deren Vorgaben den derzeitigen Rollout erschweren, überarbeitet werden. Hierdurch sollen massengeschäfts-taugliche Logistik-Prozesse etabliert und somit der Rollout beschleunigt werden. Außerdem wird ein „agiler“ Rollout ermöglicht, wobei interessierte Anschlussnutzer innerhalb von vier Monaten ein iMsys erhalten sollen.

Lieferengpässe und Mehrlieferantenstrategie

Neben den Herausforderungen, die durch rechtliche Rahmenbedingungen und Gesetze entstehen, war das Jahr 2022 außerdem durch Chipmangel und Lieferengpässe geprägt, was im Markt zu einer weiteren Verzögerung des Rollouts führte. Globale Risiken wie diese sind einer der Gründe, weshalb die EnBW seit langem eine Mehrlieferantenstrategie verfolgt. Bereits heute werden drei der vier zertifizierten SMGW-Hersteller vom GWA-System der EnBW unterstützt, wobei die Integration des vierten Herstellers in Kürze abgeschlossen wird. Dies ermöglicht unseren Kunden die maximale Flexibilität und zahlt sich insbesondere in diesen Zeiten aus. Neben der Integration neuer SMGW-Hersteller zählt die



Durchführung von Firmwareupdates zu einer der Aufgaben des GWA. Im letzten Jahr wurde seitens EnBW das erste massenweise Firmwareupdate durchgeführt. Hierbei waren bisher intensive Abstimmungen mit den jeweiligen Landesdirektionen notwendig, wobei die EnBW für ihre MSB-Kunden die notwendigen Abstimmungen übernimmt und die Firmwareupdates operativ durchführt. Hierdurch profitieren die Kunden von einem deutlich verringerten Aufwand.

Systemweiterentwicklung vs. Stabilisierung

Als GWA ist es essenziell, den richtigen Spagat zwischen Systemweiterentwicklung und Stabilisierung des Betriebs zu finden. Einerseits kommt es zu regelmäßigen regulatorischen Anpassungen und kundenindividuellen Anforderungen, die schnell umgesetzt werden müssen. Beispiele sind hierbei Formatanpassungen und prozessuale Anforderungen, z.B. durch unterschiedliche Backendsysteme der Kunden. Um das System außerdem schon jetzt für zukünftige Herausforderungen, wie die Steuerung von flexiblen Lasten zu ertüchtigen, ist die EnBW Utility Services gemeinsam mit der Netze BW stark in Forschungsprojekten, wie zuletzt dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Projekt „flexQGrid“, involviert. Bei diesem Projekt kamen verschiedene Smart Grid-Technologien in einem Feldtest zum Einsatz, die maßgeblich durch das GWA-System sowie das CLS-M (Controllable Local Systems-Managementsystem) der EnBW administriert und gesteuert wurden. Die Erfahrungen, die in den Forschungsprojekten gesammelt werden, fließen direkt in das GWA-Produkt ein und verkürzen so die spätere produktive Umsetzung der entsprechenden Anwendungsfälle enorm. Da das GWA-System in Zukunft über eine Million iMsys administrieren soll, wodurch zusätzliche technische Anforderungen an die IT-Infrastruktur resultieren, ist die Systemskalierung ein weiterer wichtiger Aspekt. Die Relevanz der Massenfähigkeit zeigt sich bereits heute im Betrieb von ca. 30.000 iMsys, weshalb sich die EnBW auf die Entwicklung stabiler und automatisierter End-to-End Prozesse konzentriert.

Automatisierte Störungsbehebung

Bei den mittlerweile über alle Kunden produktiv installierten 30.000 iMsys hat sich gezeigt, dass es essenziell ist, dem hohen Aufwand manueller Störungsbehebungen entgegenzuwirken. Hierfür betreibt und entwickelt die EnBW Utility Services eine intelligente Software, mit der es möglich ist, die in verschiedenen Systemen auftretenden Störungen zentral und automatisiert zu verwalten, bearbeiten und steuern zu können. Dazu besitzt das System eine feingranulare REST-API, über die sich andere Systeme flexibel integrieren lassen.



Agile Produktentwicklung und Kundenfokussierung

Um den genannten Herausforderungen zu begegnen, hat sich die EnBW früh für den Ansatz der agilen Produktentwicklung entschieden. Außerdem ermöglicht ein strukturiertes Anforderungsmanagement den effizienten Umgang mit neuen Anforderungen und eine klare Priorisierung und Fokussierung. In regelmäßigen Prozessworkshops werden die Geschäftsprozesse weiterentwickelt und die Stabilität gestärkt.

Im Zentrum des GWA-Produkts der EnBW Utility Services stehen stets die Kunden. Daher ist es von großer Bedeutung, ein Verständnis für die Kundenanforderungen zu bekommen, weswegen die EnBW einen engen und regelmäßigen Austausch pflegt und dadurch die Zusammenarbeit stetig optimiert. Da mittlerweile schon viele MSBs iMSys produktiv verbaut haben, ist die Unterstützung der GWA-Wechselfunktion sowohl bei Dienstleisterwechseln als auch bei Gebietsabgaben oder -übernahmen absolut notwendig. Diese Funktion ermöglicht es, iMSys, die bereits im Feld verbaut sind und durch ein fremdes GWA-System administriert werden, problemlos auf das System der EnBW zu migrieren, sodass sichergestellt wird, dass die Geräte nach dem Wechselprozess weiterhin reibungslos funktionieren. Im letzten Jahr lag daher ein besonderer Fokus auf deren Ausprägung und der erfolgreichen Erprobung.

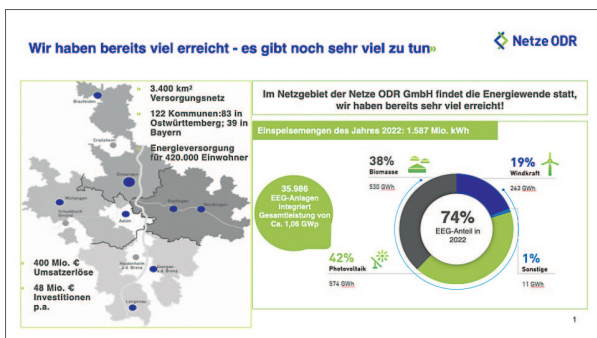
Tim Staiger
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0175 6043421
t.staiger@enbw.com

Tim Alber
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0175 6042692
t.alber@enbw.com



PV-Boom bei der Netze ODR GmbH

Stand und Herausforderungen der Energiewende bei einem regionalen Netzbetreiber



Wir stehen in Deutschland vor einer kompletten Transformation der Energiewelt – hin zur CO₂-neutralen Erzeugung. Der deutsche Primärenergieverbrauch liegt aktuell bei 3.273 Terrawatt-Stunden (TWh) – nur ein Sechstel davon, also 16,6 %, werden aktuell aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Bis 2045 müssen 85 % der Primärenergie durch klimaneutrale Energie ersetzt werden um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen! In den letzten 10 Jahren wurde erst etwas mehr als ein Viertel der Erzeugung auf Erneuerbare Energien umgestellt.

Die Herausforderung für die nächsten 20 Jahre lautet also: Umstellung weiterer knapp 70% – deutlich mehr, als seither umgesetzt wurde! Wollen wir diese erreichen bedeutet das umgerechnet, dass wir ab dem Jahr 2025 pro Werktag einen Zubau von 90 MW in PV-Anlagen und 28 MW in Wind Onshore-Anlagen benötigen.

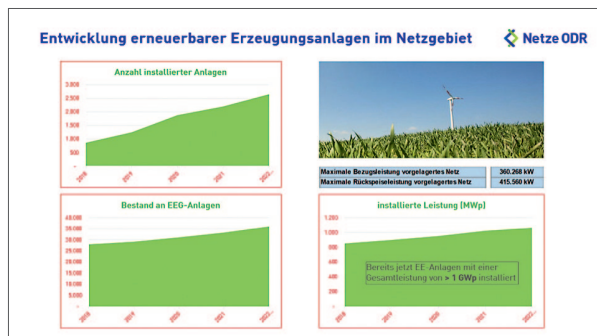
Im Netzgebiet der Netze ODR haben wir bereits viel erreicht – aber auch noch einiges vor uns. Es wird deutlich, dass die Energiewende in Deutschland in den ländlichen Räumen vorangetrieben wird. Sichtbar wird dies an unseren Zahlen. Allein im Jahr 2022 gingen bei uns mehr als 5.500 Anfragen über den Anschluss einer EEG-Anlage ein. Beeindruckend sind vor allem die Höhe der angefragten Netzkapazität durch diese Anlagen. So suchten im vergangenen Jahr in Summe 1,32 GW Netzverknüpfungspunkte in unserem Verteilnetz. Zum Vergleich: in den vergangenen 22 Jahren, seit dem in Kraft treten des Erneuerbare Energien Gesetz, haben wir 1,06 GW in mehr als 36.000 Anlagen an unser Netz angeschlossen.

In 2022 wurden rein rechnerisch 74 % der in unserem Netzgebiet verbrauchten Energie über Grünstrom, der an unser Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt. Bereits jetzt transportieren wir im Frühjahr deutlich mehr Leistung in das vorgelagerte Netz der Netze BW, als wir im Winter aus diesem beziehen, und diese Differenz nimmt von Jahr zu Jahr weiter zu.

Natürlich führt eine derartige Dynamik zu Druck bei allen Beteiligten. So müssen Antragsteller mit längeren Bearbeitungszeiten rechnen. Intern haben wir einen enormen Aufwand bei der Bearbeitung der Anträge. Und aufgrund ausgelasteter Netze müssen wir auch Anträge, vor allem für den Anschluss größerer Erzeugungsanlagen ab 100 kWp, ablehnen. Hierbei kommt es nicht selten vor, dass sich Antragsteller bei politischen Vertretern beschweren, welche wiederum mit uns in Kontakt treten. Diese Chance nutzen wir sehr gerne, um auf die aktuelle Situation in unserem Verteilernetz einzugehen. Hierbei zeigt sich, dass vielen politischen Akteuren zwar die energiepolitischen Ziele bekannt sind, es jedoch kaum Vorstellungen gibt, was dies in der Praxis bedeutet. Unabhängig davon gibt es neben den klimapolitischen Aspekten natürlich auch immer wirtschaftliche Interessen der Beteiligten.



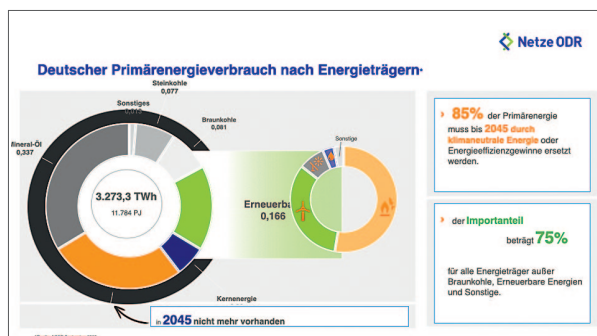
Um noch mehr Erzeugungsanlagen in unser Netz integrieren zu können, bauen wir unsere Netze kontinuierlich aus. Allein im Jahr 2022 haben wir mehr als 30 Millionen € in unser Stromnetz investiert, das sind 9 Millionen € mehr als vor zwei Jahren.



Kommen wir noch einmal auf das Problem des Netzenspasses zu sprechen. Die Kapazitäten des regionalen Stromnetzes zur Aufnahme von EE-Strom sind oftmals durch bereits angeschlossene EE-Anlagen erschöpft. Es muss auf Netzverknüpfungspunkte verwiesen werden, die zu weit entfernt vom Standort der Erzeugungsanlage liegen, so dass die geplanten Anlagen unwirtschaftlich werden. In unserem Fall muss ein Ausbau vor allem von mehreren Umspannwerken, aber auch des Hochspannungsnetzes (110-kV-Netzebene) erfolgen, um neue EE-Anlagen an das örtliche Versorgungsnetz anschließen zu können. Um die aktuellen jährlichen EE-Anfragen mit über 1 GW, die allein bei der Netze ODR vorliegen, in das regionale Versorgungsnetz integrieren zu können, müssten mehrere 110-kV-Stromkreise neu gebaut und vorhandene ertüchtigt werden. Jedoch geht der Ausbau dieser Leitungsebenen nur sehr schleppend voran. So hat sich beispielsweise die Erweiterung der bestehenden 110-kV-Leitung um einen Leitungsstrang zwischen Goldshöfe - Ellwangen - Donauwörth über 7 Genehmigungsjahre hingezogen. Und es handelt sich hier lediglich um eine Trassen-erweiterung, nicht um einen Neubau der Trasse! Die Gründe der Verzögerung sind vielseitig: zu komplexes Genehmigungsverfahren, diverse Klagen von Bürgerinitiativen und zudem sieht das Bundesgesetz aufgrund der hohen Kosten keine Erdverkabelung der Leitung vor.



Wir sehen hier folgende mögliche Lösungsansätze. Zum einen eine deutliche Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens – Ziel sollte hier eine Umsetzung in maximal in der Hälfte der Zeit sein. Es gehört auch die Erhöhung der Akzeptanz für den Leitungsbau durch Erdverkabelung der Leitungen dazu. Dies könnte einfach durch leichte normative Anpassungen geändert werden! Des Weiteren wäre es natürlich möglich, so viele EE-Anlagen wie möglich an das vorhandene Netz anzuschließen, auch wenn bereits kaum Netzkapazitäten zur Verfügung stehen. Die Anlagen müssten – wie beim legitimen Redispatch – bei drohenden Netzenspässen abgeregelt werden, d. h. der erzeugte Strom kann nicht in das Netz eingespeist und ge-



Einspeisebegrenzung und Nulleinspeisung als innovative Zwischenlösung bei der Netze ODR

Einspeisebegrenzung
Der Betreiber der Einspeiseanlage stellt sicher, dass die in das Netz eingespeiste Leistung einen vom Netzbetreiber zugelassenen Wert nicht überschreitet.

Nulleinspeisung
Der Betreiber der Einspeiseanlage stellt sicher, dass überhaupt keine Leistungseinspeisung in das Netz erfolgt. (Bilanz nicht im VDE-Regelwerk berücksichtigt).

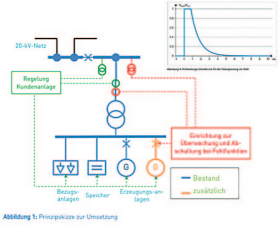


Abbildung 1: Prinzipskizze zur Umsetzung

nutzt beziehungsweise verbraucht werden. Diese Abschaltung ist mit und ohne Entschädigungszahlung für den entstandenen Ausfall denkbar. Ohne Entschädigungszahlung besteht die Gefahr der Unwirtschaftlichkeit für den Anlagenbetreiber, was den vAusbau der EE-Anlagen deutlich bremsen würde. Eine mögliche Entschädigung würde sich jedoch weiter preistreibend auf die Netznutzungsentgelte und somit auf den Strompreis auswirken.

Hier bieten wir inzwischen einen innovativen Lösungsansatz für unsere Kunden an, die Nulleinspeisung bzw. Einspeisebegrenzung. Das heißt, der aus der EE-Anlage gewonnene Strom darf für den Eigenverbrauch des Unternehmens genutzt oder gespeichert werden, es darf aber keine oder nur eine sehr geringe Einspeisung ins öffentliche Stromnetz erfolgen. Dies hilft vor allem Industriekunden, welche ihren CO₂-Fussabdruck verbessern möchten oder gar müssen. Diverse Pilotprojekte wurden erfolgreich beendet: alle Kunden, die die technischen Voraussetzungen erfüllen und ihren erzeugten Solarstrom ausschließlich selbst verbrauchen möchten, können diese Option nutzen.

Mehr Informationen unter:

<https://www.netze-odr.de/fileadmin/Netze-ODR/Dokumente/Einspeiser/20-kV-Einspeisebegrenzung/Kundeninfo.pdf>

Matthias Steiner
Netze ODR GmbH
07961 9336-1400
ma.steiner@netze-odr.de



Regionale Energieversorgung

mit Biogas und Wasserstoff – Beispiel Oberschwaben

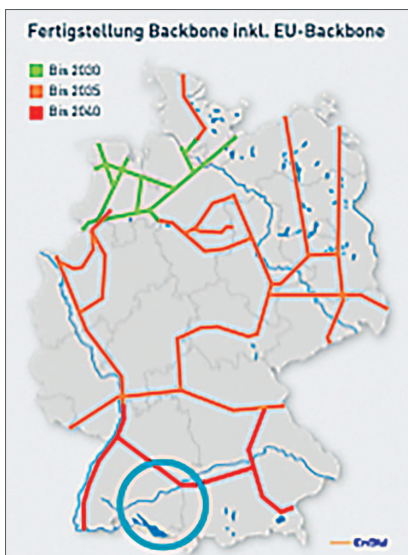


Abb. 1:
Fertigstellung H₂-Backbone incl. EU-Backbone in Deutschland (mit Oberschwaben im blauen Kreis)

Nicht nur als Reaktion auf den Krieg in der Ukraine ist es wichtig, die regionale erneuerbare Energieversorgung zu stärken, gerade um resilienter gegenüber externen Zwängen zu werden. Hier wird ein Ansatz dargestellt, der es Regionen, in denen heute Biogas für die EEG-Verstromung erzeugt wird, ermöglichen soll, dieses Gas für die dezentrale Nutzung in den Gasnetzen bereitzustellen. Dies soll am Beispiel Oberschwaben diskutiert werden.

Welche grundlegenden Auswirkungen hat der Ukraine-Krieg auf die Energieversorgung?

Zunächst hat uns der Ukraine-Krieg die Ohnmacht insbesondere Süddeutschlands in Bezug auf die Sicherung der Energieversorgung auf alarmierende Weise transparent, bewusst und direkt spürbar gemacht. Bis 24.02.2022 waren die bisherigen Energiewege erprobt und gefühlt sicher – das ist nun nicht mehr so! In Bezug auf Süddeutschland

schränkt die geografische Lage zudem eine umfassende Eigen-Energieversorgung ein und der sogenannte Wasserstoff-Backbone erreicht Süddeutschland später als andere Regionen, s. Abb. 1.

Es gibt zur Sicherung der Gasversorgung aber auch klare Handlungsmöglichkeiten. Regionale erneuerbare Energien sind ein Teil der Lösung. Sie sind zugleich eine zentrale Aufgabe der Daseinsvorsorge und eine Chance, die Energiewende proaktiv zu gestalten. Die gezielte Stützung der regionalen erneuerbaren Erzeugung im Bestand und der gezielte, an die jeweiligen Gegebenheiten angepasste Ausbau der erneuerbaren Energien fördert die Autarkie, die zudem wirtschaftlich immer attraktiver werden wird.

Aus Abb. 1 wird deutlich, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante leitungsgebundene Zuführung von grünem Wasserstoff, der die Energieversorgung in Oberschwaben ergänzen und die regenerative Gasversorgung sicherstellen soll, voraussichtlich erst nach 2040 erfolgen wird. Es gilt daher insbesondere die bereits in der Region bestehenden Kapazitäten zu stützen und den weiteren angemessenen Ausbau der erneuerbaren Gase zu forcieren.

Betrachtet man die Region Oberschwaben hinsichtlich der bestehenden regionalen erneuerbaren Energien, so fällt sofort die große Dichte an Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung im EEG auf, s. Abb. 2. Betrachtet man den Energieträger Biogas näher, so zeigt sich, dass er eine hervorragende Ergänzung in einer sich entwickelnden Wasserstoffwirtschaft ist, sowohl als Brückentechnologie, als auch in der späteren Symbiose der beiden grünen Energien, sobald der grüne Wasserstoff leitungsgebunden wettbewerbsfähig verfügbar sein wird.



Hierbei sind die Vorteile und Chancen für Biomethan, auch in Kombination mit Wasserstoff die folgenden:

- Biomethan ist lokal verfügbar
- Biomethan ist CO₂-neutral und nachhaltig
- Biomethan stärkt die regionale Wertschöpfung:
„Regionale Energie von hier zu Dir!“
- Neue nachhaltige Geschäftsmodelle wären mit leitungsgebundener Verfügbarkeit des grünen Wasserstoffs realisierbar – zum Beispiel Produktion nachhaltiger flüssiger Kraftstoffe und Kunststoffe aus grünem CO₂ und preisgünstigem grünem Wasserstoff.

Wie kann aus Biogas das nutzungsverträglichere Biomethan gemacht werden?

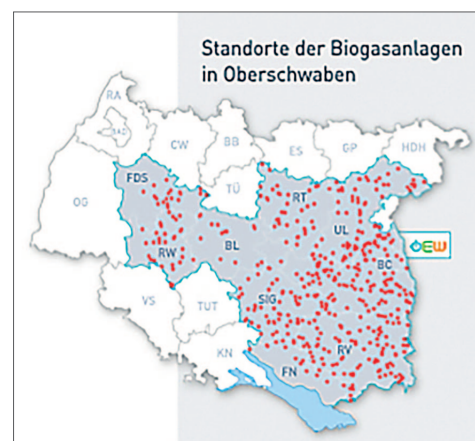
Biogas besteht im Wesentlichen aus einer Mischung von CO₂ und Methan, welches wiederum Hauptbestandteil von Erdgas ist. Wird dem Biogas das CO₂ und weitere Begleitstoffe entzogen, wird dabei in der so genannten Biogasaufbereitung Biomethan, welches leicht ins Erdgasnetz eingespeist und ohne bauliche Änderungen an den Verbrauchsgeschäften der Kunden genutzt werden kann. Auch für die Verteilnetze bedeutet Biomethan eine vollkommen verträgliche grüne Erdgasalternative.

Stellt man die typischen Biogasanlagen und eine Biogasaufbereitungsanlage wirtschaftlich interessanter Größe nebeneinander, zeigt sich, dass etwa 5 bis 10 typische Biogasanlagen in eine Aufbereitung einspeisen sollten. Diese Zusammenfassung bzw. Clusterung wird über Rohbiogassammelleitungen erreicht, die die Biogasanlagen mit der Biogasaufbereitungsanlage verbinden. Die Gesamtheit von Biogasanlagen, zugehöriger -sammelleitung und Biogasaufbereitung mit Biomethaneinspeisung bezeichnet man als Biogas-Cluster.

Wo stehen wir beim Biogas in Oberschwaben?

In den OEW-Landkreisen existieren mehr als 400 Standorte von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung. Viele dieser Anlagen nähern sich dem EEG-Förderende und die Biogas-Anlagenbetreiber suchen nach Optionen für die Zukunft mit Biogas. Die Bildung von Biogas-Clustern bedeutet für die OEW-Landkreise ein wirtschaftliches, nachhaltiges und zukunftsfähiges Post-EEG-Modell sowie die Sicherung wertvoller Erzeugung von erneuerbarer Energie. Diese Bestandsanlagen werden – zumindest teilweise – sukzessive auf nachhaltige Substrate umgestellt (Reststoffe, mehrjährige Energiepflanzen), so dass die Teller-Tank-Diskussion nicht greift. Es gilt, jetzt die zeitlich begrenzte Chance für „Cluster“ zu nutzen und den Landwirten damit ein attraktives Geschäftsmodell für eine Zukunft mit Biogas zu bieten!

Abb. 2:
Biogasanlagen mit
Vor-Ort-Verstromung in
den Landkreisen der
OEW in Oberschwaben



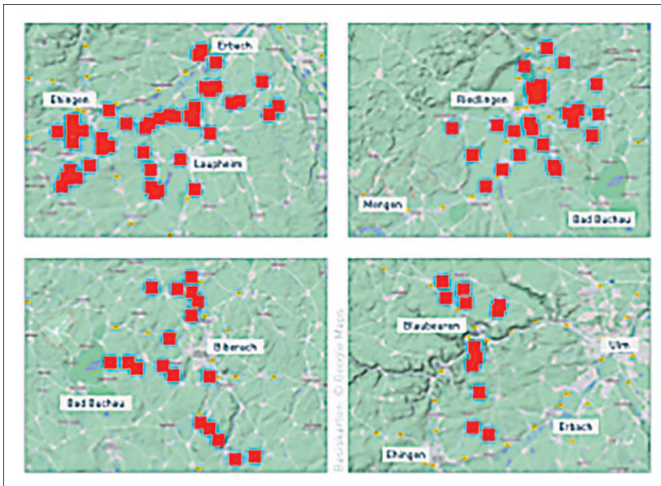


Abb. 3:
Große Clustergebiete im
Versorgungsgebiet der
Erdgas Südwest

Die Erdgas Südwest hat in Oberschwaben verschiedene Gebiete identifiziert, in denen die Entwicklung von Clustern sinnvoll erscheint.

In diesen Gebieten erscheint es möglich, insgesamt Biomethanmengen in der Größenordnung von mehr als 1 TWh/a zusammenzuführen, aufzubereiten und in die regionalen Netze einzuspeisen. Dies bedeutet, dass kurz- bis mittelfristig eine umfassende regionale Biomethanversorgung erreicht werden könnte. Die Erdgas Südwest plant diese Cluster sukzessive zu entwickeln.

Cluster ebnen auch den Weg für grünen Wasserstoff. Grüner Wasserstoff und Biogas passen sehr gut zusammen. Grünes CO₂ wird absehbar ein zukünftiger Mangelrohstoff sein und bei der Biomethanproduktion fällt dieses derzeit als nicht genutztes Nebenprodukt an.

Welche Bedeutung kann zukünftig grüner Wasserstoff in Oberschwaben haben?

Wasserstoff wird nach derzeitiger Planung voraussichtlich frühestens 2040 leitungsgebunden und in Oberschwaben verfügbar sein. Der grüne Wasserstoff kann auch der Schlüssel zur Erschließung des grünen CO₂-Potenzials sein und könnte damit zur Entwicklung einer nachhaltigen Kohlenstoffchemie genutzt werden. Zusammen mit grünem CO₂ könnten dann Kraftstoffe und Kunststoffe in Oberschwaben nachhaltig hergestellt werden. Wenn der Wasserstoff leitungsgebunden wirtschaftlich verfügbar sein wird, kann er für die Industrie als Rohstoff und für die Spitzenabdeckung bei der Wärmebereitstellung herangezogen werden und erlaubt innovative nachhaltige Geschäftsmodelle. Im Zusammenspiel mit einer bereitgestellten Biomethanversorgung aus den beschriebenen Biogas-Clustern erscheint eine wirtschaftliche Entwicklung der regionalen erneuerbaren Energien in Oberschwaben möglich.

Dr. Armin Bott
Erdgas Südwest GmbH
07243 216-418
a.dr.bott@erdgas-suedwest.de



Gas neu denken:

Von der Krisenkommunikation zur Chancenkommunikation



Sie ist einfach und zugleich komplex, doch gut umgesetzt beugt sie Missverständnissen vor, schafft Transparenz und baut Vertrauen auf: Presse- und Öffentlichkeitsarbeit. Besonders in der Gasbranche, über die in den vergangenen Monaten viel gesprochen und geurteilt wurde, ist Kommunikation essenziell, um Bürgerinnen und Bürger zu erreichen und die Diskrepanz zwischen der Wahrnehmung und tatsächlichen Fakten zu überbrücken.

Als Verband der deutschen Gaswirtschaft musste Zukunft Gas mit Beginn des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine eine neue Perspektive für den klimaschonenden Energieträger entwickeln. Infolge immer neuer Hiobsbotschaften rund um die Gasversorgungslage nahm die Verunsicherung in der Bevölkerung stetig zu. Gleichzeitig kam es zu einem Paradigmenwechsel in der Gaswirtschaft: War der Energieträger in der Vergangenheit konstant, günstig und ausreichend verfügbar, wurde er nun zum kostbaren Gut. So verloren Argumente, die für den Einsatz von Gas sprechen, ihre Stärke und das Image des Energieträgers wurde zunehmend negativer. Es wurde also Zeit für einen Perspektivwechsel: Wir wollen Gas neu denken. Denn Gas ist nicht nur wichtig für die Versorgungssicherheit, sondern ist auch idealer Partner der Erneuerbaren auf dem Weg in ein dekarbonisiertes Energiesystem. Insbesondere Biomethan und Wasserstoff zeigen, dass Gas auch grün sein kann. Dass Krisen neuen Schwung nach vorne geben können und Veränderungen verbessern können, hat die Gasbranche mit ihrem Mut zur Transformation gezeigt. Doch wie genau gelingt es, Krisenkommunikation in Chancenkommunikation zu verwandeln?

Gasumstieg, jetzt!

Der erste Schritt der neuen Kommunikationsstrategie bestand darin, die Ausgangslage zu analysieren und einen Anfangspunkt zu erarbeiten. In dieser Phase hat der Verband vier Kern-Themen formuliert, auf die er und seine Mitgliedsunternehmen den Fokus legten und der Öffentlichkeit näherbrachten. Erstens muss der Gasmarkt stabilisiert werden, in dem Marktzugänge und Speicherbefüllung gesichert werden. Niedrige Speicherfüllstände und die Preissteigerungen an den Gasmärkten führen zu Verunsicherung in der Gesellschaft und erhöhen die Verletzbarkeit des Gesamtsystems. Zweitens senkt eine Reduktion des Gasbedarfs durch Steigerung der Energieeffizienz im gesamten Energieversorgungssystem die hohe Importabhängigkeit. Drittens ist ein schneller Aufbau diversifizierter Gasbezugsquellen nötig. Das umfasst die Stärkung der inländischen Gasförderung, den Aufbau einer LNG-Infrastruktur und die verstärkte Nutzung von Biogas. Viertens muss die Transformation der Gasbranche beschleunigt werden und ein klarer Transformationspfad für den Energieträger Gas von einer Erdgaswirtschaft hin zu einer Gaswirtschaft



basierend auf Wasserstoff und Biomethan aufgezeichnet werden. Aus diesen Themen heraus entwickelte Zukunft Gas das „Message House“, welches als rasch verfügbares Hilfsmittel den Verbandsmitgliedern helfen soll durch die Krisenzeit zu navigieren.



Gas neu denken –
Krisenreaktion mit vier
Schwerpunkten

Neue Botschaften für Krisenzeiten

Das Message House besteht aus verschiedenen Bausteinen. Auf der ersten und wichtigsten Ebene wird das neue Kommunikationsziel zusammengefasst: „Wir handeln entschlossen, um gemeinsam die Gas- und Energieversorgung zu sichern, jetzt und in Zukunft“. Die zweite Ebene fasst die wichtigsten Themen zusammen, die für uns mit Gas neu denken verbunden sind: Effizienz, Diversifizierung, Transformation und Infrastruktur. Diese Ebene bietet eine Kernthese je Thema an. Um Deutschland unabhängiger von einzelnen Gaslieferanten zu machen, setzt sich Zukunft Gas dafür ein, die Energieeffizienz zu steigern und den Verbrauch zu senken. Um die Energieversorgung in Deutschland zu sichern, weist Zukunft Gas auf die Notwendigkeit hin, die Bezugsquellen von Gas zu diversifizieren und zu erweitern. Besonders das Thema Transformation spielt in der neuen Kommunikationsstrategie eine wichtige Rolle, da die Gaswirtschaft hauptsächlich mit dem fossilen Energieträger Erdgas verbunden wird, und nicht mit grünen Gasen. Zur Transformation wird auch die vorhandene Gasinfrastruktur einen großen Beitrag leisten, die schon heute Biogas und synthetisches Methan transportieren kann und in weiten Teilen bereit für Wasserstoff ist.

Den Veränderungsmut der Branche und das klare Bekenntnis zur Transformation hat Zukunft Gas neben dem Kommunikationsinstrument des Message House mit konkreten Projekten unterstrichen. Sie unterstützen die Kommunikationsstrategie und demonstrieren, wie Krisen einen neuen Schub nach vorne geben können.

Innovationspreis 2022

„Transformation gelingt nur durch Innovation“ war das Motto, unter dem der 22. Innovationspreis der deutschen Gaswirtschaft 2022 vergeben wurde. Damit wurde der Fokus auf die Transformation des Energiesystems gesetzt. Vergeben wurde der Preis in vier Kategorien, die widerspiegeln, wie die gesamte Branche Gas neu denkt. So wurde die Mitnetz Gas mit ihren Partnern ausgezeichnet. Sie haben mit ihrer Testinfrastruktur im Wasserstoffdorf Bitterfeld bedeutendes Wissen und die Grundlage für die spätere Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur auf Wasserstoff geschaffen. Preisträger sind auch die Landwärme GmbH und Reverion, die eine wirtschaftliche Kreislauf-Technologie zur CO₂-negativen Produktion von Biogas, Strom und Wasserstoff entwickelt haben. Die Siegerprojekte zeigen das gesamte Spektrum an Zukunftspotenzial, welches in gasförmigen Energieträgern steckt.





Preisträger
Innovationspreis 2022

Kommunikationsoffensive

Ein weiterer Baustein der Strategie Gas neu denken ist eine eigene Kommunikationsoffensive. Um auf das wachsende Unbehagen der Öffentlichkeit infolge der Energiekrise zu reagieren, zeigen wir in verschiedenen kurzen Videos, wie die Gaswirtschaft intensiv und gemeinsam zur Bewältigung beigetragen hat. Ziel ist es sowohl Vertrauen zurückzugewinnen als auch eine klare Zukunftsperspektive für den Energieträger zu zeichnen. Dabei stellen wir authentische Menschen aus der Gaswirtschaft vor und zeigen in der Kommunikationsoffensive einen Querschnitt der Branche: Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen, Netzmeister, SHK-Handwerker und viele weitere erzählen in eigenen Worten ihre Sicht auf die Krise und ihren Anteil an der Lösung.

Plattform H2 Kommunal

Wasserstoff entwickelt sich zu einem wichtigen Energieträger für die Zukunft. Daher ist es besonders wichtig diesen Energieträger greifbarer und nahbarer für die Öffentlichkeit zu machen. Insbesondere wenn Wasserstoff später einmal durch die bestehende Gasinfrastruktur fließen wird. Damit das gelingt, hat Zukunft Gas das Projekt „Plattform H2 kommunal“ ins Leben gerufen, das mittlerweile mehr als 30 Mitglieder hat. Mit dem Projekt bietet der Verband ein Netzwerk für Informations- und Erfahrungsaustausch. Ziel der Plattform ist es, den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu fördern, sowie die Umsetzung kommunaler Wasserstoffprojekte zu unterstützen und den politischen Rahmen bedarfsorientiert mitzugestalten. Auch auf kommunaler Ebene wollen wir also Gas neu denken und den Weg in eine klimaneutrale und versorgungssichere Zukunft weisen.



Wie geht es weiter?

Getragen von einem Leitmotiv, das auch als Hashtag #gasneudenken in die verschiedenen Kommunikationskanäle einging, wurde mit dem „Message House“ ein Hilfsmittel etabliert. Die konkreten Projektbeispiele und Erfolgsgeschichten begleiteten die Strategie und boten den Mitgliedern gleichzeitig immer wieder die Möglichkeit, die Kommunikation vielfältig aber mit einer Stimme zu begleiten. In einem nächsten Schritt will Zukunft Gas nun von der Krisenkommunikation in eine Chancenkommunikation wechseln. Das Leitmotiv Gas neu denken wird uns dabei weiter begleiten und uns helfen, die Transformation der Gasbranche voranzutreiben und in der Öffentlichkeit für Unterstützung und Anerkennung zu werben.

Charlie Grüneberg
Zukunft Gas e.V.
030 4606015-63
charlie.grueneberg@gas.info



GVS ECOSTAMP

Den Corporate Carbon Footprint digital ermitteln – der erste Schritt in Richtung Nachhaltigkeit

Unsere gemeinsame Herausforderung:

Seit Anfang des 20. Jahrhunderts ist eine steigende Temperaturanomalie festzustellen. Die meisten Wissenschaftler des Weltklimarats (Intergovernmental Panel on Climate Change) gehen davon aus, dass die anthropogenen Treibhausgase, wie Kohlenstoffdioxid (CO₂) die Hauptursachen für die derzeitige globale Erwärmung sind. Auf der Weltklimakonferenz Ende 2015 in Paris wurde mit 196 Staaten vereinbart, die durchschnittliche globale Erwärmung bis zum Ende des Jahrhunderts auf unter zwei Grad Celsius zu begrenzen – im Vergleich zur vorindustriellen Zeit.

In Deutschland dient dieses völkerrechtlich bindende Klimaschutzabkommen als Grundlage für die bestehenden Zielsetzungen, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Hieraus leitet sich das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 ab, welches im Klimaschutzgesetz verankert ist. Für das Jahr 2040 gilt ein Minderungsziel von mindestens 88 Prozent. Bereits bis 2030 sollen die Emissionen um 65 Prozent sinken.

Für die Erreichung des nächsten Etappenziels von -65 Prozent gegenüber 1990 sind in Deutschland alle Sektoren gefordert. Insbesondere Industrie und Energieversorgung müssen in den kommenden Jahren zusätzliche Maßnahmen ergreifen, um die ambitionierten Ziele zu erreichen. Der zwingende erste Schritt in diese Richtung, ist die Ermittlung der CO₂-Emissionen der jeweiligen Unternehmen in Form des „Corporate Carbon Footprints (CCF)“. Zusätzlich zur Bilanzierung des gesamten Unternehmens kann auch eine produktbezogene Bilanzierung (Product Carbon Footprint) sowie eine projektbezogene Bilanzierung (Project Carbon Footprint) erfolgen. So werden tieferegehende Analysen und in der Folge zielsicherere Maßnahmen ermöglicht.

Um den CCF so effizient und einfach wie möglich zu ermitteln, bietet die GVS eine smarte sowie schlanke Lösung an – das Online-Tool ECOSTAMP.

Als Basis für die CO₂-Bilanzierung im Rahmen der Ermittlung des CCF werden in Deutschland überwiegend die Normen des Greenhouse Gas Protocols (GHG) oder die DIN ISO 14064 eingesetzt. Inhaltlich ähneln sich diese beiden Standards in weiten Teilen – weisen primär Unterschiede im Berichtswesen auf. ECOSTAMP nutzt den weltweit anerkannten Standard des GHG Protocols.

Die Emissionen werden nach GHG Protocol in unterschiedlichen Kategorien ermittelt, den sogenannten Scopes. Während die Betrachtung der ersten beiden, Scope 1 und 2, verpflichtend ist, ist die Ermittlung des Scopes 3 nicht zwingend erforderlich, um dem Standard zu genügen.



Doch in welchen Schritten läuft die Ermittlung eines Corporate Carbon Footprints ab?

Im ersten Schritt muss das jeweilige Basisjahr bzw. Bilanzjahr festgelegt werden. Anhand dieses Jahres können dann die nachfolgenden Zeiträume miteinander verglichen werden. Das ausgewählte Basisjahr sollte dabei einem durchschnittlichen Arbeitsjahr weitestgehend entsprechen.

Des Weiteren müssen die unternehmensspezifischen Systemgrenzen festgelegt werden. Dabei geht es bspw. um die Frage, welche weiteren Gesellschaften eines Unternehmens mitberücksichtigt werden sollten sowie um die Frage der Relevanz der zu erfassenden Daten.

Nun kann die Erfassung der Emissionen in den einzelnen Scopes starten!

Im Scope 1 werden die direkten Emissionen abgebildet, die durch den stationären oder mobilen Verbrennungsprozess anfallen – darunter fallen die Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Erdgas, Heizöl und Treibstoff. Des Weiteren werden im Scope 1 die direkten Emissionen flüchtiger Gase sowie Prozessgase herangezogen.

Im Scope 2 werden die indirekten Emissionen berücksichtigt, die aus der Erzeugung (Bezug) von Elektrizität, Fernwärme/ -kälte und Dampf entstehen.

Im Scope 3 dagegen werden die Inhalte in zwei Kategorien, in „vorgelagerte“ und „nachgelagerte“ Treibhausgasemissionen aufgeteilt. Anhand der operativen Grenzen des Systems (Systemgrenzen) werden hierbei die Kategorien festgelegt. Dabei können die Unternehmen selbst bestimmen, welche Bereiche aus dem Scope 3 heranzuziehen sind. In den vorgelagerten Emissionen finden sich unter anderem die Bereiche wie eingekaufte Waren und Dienstleistungen, vorgelagerte Transporte und Verteilungen, Geschäftsreisen, während sich in den nachgelagerten Emissionen die Bereiche Transport und Verteilung (nachgelagert), Umgang mit verkauften Gütern an deren Lebenszyklusende wiederfinden.

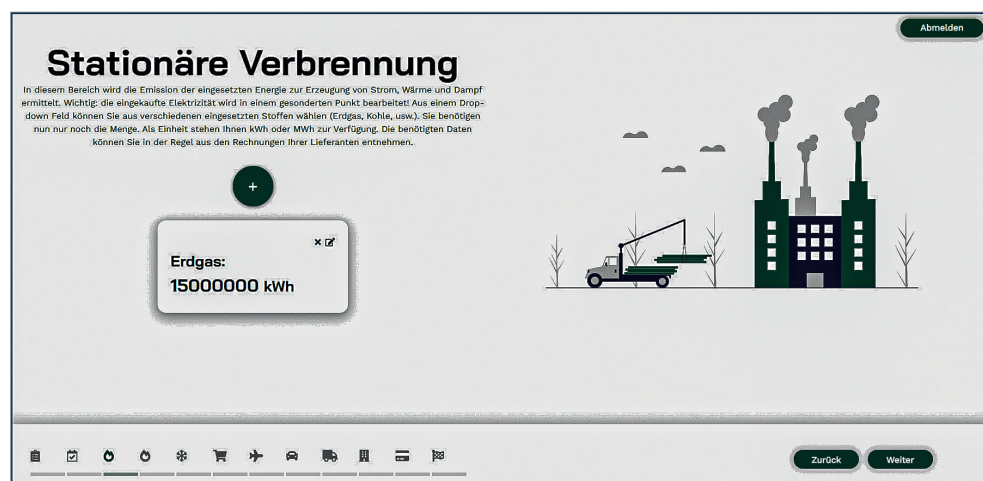
Die Berichtsprinzipien orientieren sich dabei an der Relevanz, Vollständigkeit, Konsistenz, Transparenz sowie Genauigkeit der herangezogenen Emissionen. Zu berücksichtigen sind in der gesamten Analyse die Treibhausgase gemäß GHG Protocol, wie Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFCs), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃). Die Emissionen werden je Treibhausgas normiert und anschließend vergleichbar in CO₂-Äquivalenten (CO₂e) angegeben.



Aber was macht man mit dem Ergebnis?

Ziel einer CO₂-Bilanzierung ist die Herstellung von Transparenz über die CO₂-Emissionen mit der Absicht, nachhaltige Klimaschutz-Strategien zu integrieren, bei denen es primär um die Erfassung, Vermeidung, Reduzierung und ggf. Kompensation der Treibhausgasemissionen geht.

Im Rahmen eines Initiativprojektes „Green“ hat die GVS selbst die Ermittlung ihres CO₂-Fußabdrucks durchgeführt. Die Erfahrungen, welche im Rahmen dieses Projektes gesammelt werden konnten, wurden in der Entwicklung des eigenen Tools GVS ECOSTAMP umgesetzt. In der klassisch durchgeführten Analyse, bei der Standard-Office-Software (Excel) verwendet wurde, kam es zu den typischen Problemen in der Erstellung. Die Werte konnten nur mit großem Aufwand erhoben und aufsummiert werden. Mehrfach mussten Formate und Berechnungen angepasst werden. Bei GVS kombinierte man daher die langjährige Erfahrung im Aufbau von Online-Tools mit den neu gewonnenen Erkenntnissen und entwickelte das digitale Produkt ECOSTAMP.



Mit ECOSTAMP wurde ein Tool entwickelt, das es jedem Unternehmen ermöglicht, annähernd ohne Vorkenntnisse den eigenen Corporate Carbon Footprint zu ermitteln. Die Nutzer werden Schritt-für-Schritt im Tool geführt und können die Werte ihres Unternehmens des Scope 1, Scope 2 sowie ausgewählten Sektionen im Scope 3 hinterlegen.

Der Nutzer erhält am Ende der Eingabe automatisiert einen Bericht, in dem die einzelnen Werte und deren CO₂-Emissionen zu entnehmen sind, also eine vollwertige Corporate Carbon Footprint Analyse. Unterstützt wird dieses Berichtsformat durch anschauliche Visualisierungen der Werte, welche einen schnellen Überblick über die Verteilung zwischen den einzelnen Scopes ermöglichen. Eine angepasste



Version für Anforderungen von Privatpersonen oder Haushalte ist in Planung.

Das Online-Tool wurde darüber hinaus White-Label-fähig konzipiert und umgesetzt. Somit kann es individualisiert und auch unter anderen Marken eingesetzt werden. Für Energieversorger und Stadtwerke bietet dies unter anderem folgende Vorteile:

- Zugang zu Ihren Kunden mit einem innovativen und digitalen Produkt im Bereich der Nachhaltigkeit
- Die jährlich wiederholte Erfassung der CO₂e bietet neue Touch-Points zu Ihren Kunden mit Beratungs- und Erlöspotenzialen
- Positive Wirkung auf die Wahrnehmung des eigenen Unternehmens bei Stakeholdern.

Stadtwerke sind starke Partner für Ihre Region und damit für Ihre Kunden vor Ort. Mit der Unterstützung in einem komplexen und weitreichenden Bereich, ergeben sich neue Kooperationsmöglichkeiten, die über die reine Energielieferung hinausgehen. Seien Sie Vorreiter und stärken Sie nachhaltig Ihre Kundenbeziehungen.

Tobias Göser
GasVersorgung Süddeutschland GmbH
0711 7812-2024
T.Goeser@gvs-erdgas.de



Personalien

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

Personalien aus Unternehmen:

Bad Säckingen: [Dirk Scheffner](#) ist seit 1. Januar 2023 neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Bad Säckingen. Er ist damit Nachfolger von [Udo Engel](#), der den kommunalen Versorger auf eigenen Wunsch verlassen hatte.

Bruchsal: [Armin Baumgärtner](#) hat am 14. Februar 2023 die Stadtwerke Bruchsal nach sechsjähriger Geschäftsführertätigkeit verlassen. Die Unternehmensgruppe wird bis zur Wiederbesetzung des Chefpostens von [Eberhard Oehler](#) geführt, vormals Geschäftsführer der Stadtwerke Ettlingen

Ellwangen: [Matthias Groß](#) tritt am 1. Mai 2023 als Sprecher der Geschäftsführung in die NetCom BW ein. Er übernimmt damit die Nachfolge von [Bernhard Palm](#), der im Juni 2023 seine Tätigkeit als Vorstand des E-Werk Mittelbaden in Lahr aufnimmt. Zweiter Geschäftsführer der NetCom BW ist [Nicholas Prinz](#).

Gaggenau: [Thorsten Ruprecht](#) ist seit dem 1. Januar 2023 neuer Werkleiter der Stadtwerke Gaggenau. Er war zuvor als Geschäftsführer der Stadtwerke Waldkirch tätig. Er löst [Paul Schreiner](#) ab, der nach 28 Jahren in der Verantwortung in den Ruhestand ging.

Geislingen an der Steige: Die Alb-Elektrizitätswerk Geislingen-Steige eG hat seit dem 1. Januar 2023 zwei neue hauptamtliche Vorstände. Als Vorstandsvorsitzender neu ins Unternehmen eingetreten ist [Armin Bardelle](#), zuletzt Werkleiter der Stadtwerke Landshut. Er wird das Unternehmen künftig mit [Ralf Wuchenaue](#)r führen, der schon über 20 Jahre im Albwerk tätig und bereits mehrere Jahre Geschäftsführer u.a. der Albwerk GmbH und Co. KG ist. Der bisherige Vorstand [Hubert Rinklin](#) geht nach mehr als 25 Jahren an der Spitze der Albwerk-Genossenschaft zum 30. Juni 2023 in den Ruhestand.

Karlsruhe: Der technische Geschäftsführer der Stadtwerke Karlsruhe [Dr. Olaf Heil](#) hat das Unternehmen zum 31. Dezember 2022 auf eigenen Wunsch verlassen, um sich neuen Aufgaben widmen zu können.

Lahr: Beim E-Werk Mittelbaden geht [Dr. Ulrich Kleine](#) zum 30. Juni 2023 in den Ruhestand. Seine Nachfolge als Alleinvorstand des Unternehmens tritt [Bernhard Palm](#) an, der aus der Geschäftsführung der NetCom BW nach Lahr wechselt.

Mengen: Bei den Stadtwerken Mengen ist [Martin Heuser](#) zum 31. Dezember 2022 aus der Geschäftsführung ausgeschieden. Seit 1. März 2023 ist [Christian Markgraf](#) sein Nachfolger.



Rottweil: [Christoph Ranzinger](#), langjähriger Geschäftsführer der Energieversorgung Rottweil geht zum 30. Juni 2023 in den Ruhestand. Seine Nachfolge übernimmt ab dem 1. Juli 2023 ein Führungsduo: [Stefan Kempf](#), derzeit Leiter Kommunale Beziehungen im Regionalzentrum Heuberg-Bodensee der Netze BW GmbH, übernimmt die kaufmännische Geschäftsführung mit Sprecherfunktion. [Holger Hüneke](#), aktuell als Prokurist im Unternehmen tätig, wird technischer Geschäftsführer.

Stockach: Mit Wirkung zum 1. Juni 2023 wird [Jochen Stein](#) neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Stockach. Er tritt damit die Nachfolge für den auf eigenen Wunsch ausscheidenden [Jürgen Fürst](#) an, der als Werkleiter nach Landshut wechselt. Stein ist seit rund zehn Jahren als kaufmännischer Leiter, davon sechs Jahre als Prokurist, im Unternehmen beschäftigt.

Waldkirch: [Jochen Fischer](#) wurde zum 1. Januar 2023 als neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Waldkirch bestellt. Fischer war 2010 bis 2020 Geschäftsführer der Stadtwerke Müllheim-Staufen und zuletzt in gleicher Funktion bei den Stadtwerken Ettlingen.

Walldürn: [Rudolf Hußlein](#) ist seit dem 1. Januar 2023 neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Walldürn. Er übernimmt diese Funktion von [Tobias Hagenmeyer](#), der nach Radolfzell wechselte.

Winnenden: [Martin Häfele](#) ist seit dem 1. Januar 2023 technischer Geschäftsführer der Stadtwerke Winnenden. Er folgt auf [Stefan Schwarz](#), der in den Ruhestand verabschiedet wurde.

Personalien aus dem Energie-Team

[Fabian Spalthoff](#), kaufmännischer Leiter des EnBW-Handels, hat das Unternehmen im 4. Quartal 2022 verlassen und ist somit auch aus dem Steuerungskreis ausgeschieden. Über seine Nachfolge wird gemeinsam mit weiteren Änderungen in diesem Gremium im Verlauf des Jahres 2023 entschieden.



Termine 2023

Energie-Team Baden-Württemberg

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

9. Mai
Steuerungskreis
Online

5. Oktober
Steuerungskreis
Reutlingen

Darüber hinaus planen wir weitere Foren, Infoveranstaltungen und Besichtigungen. Sie erhalten die Einladungen dazu rechtzeitig.



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

Dr. Jochen Schicht
ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG

Markus Schneider
Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Gestaltung und Produktion

Guntram Gerst
guntramgerst.de



