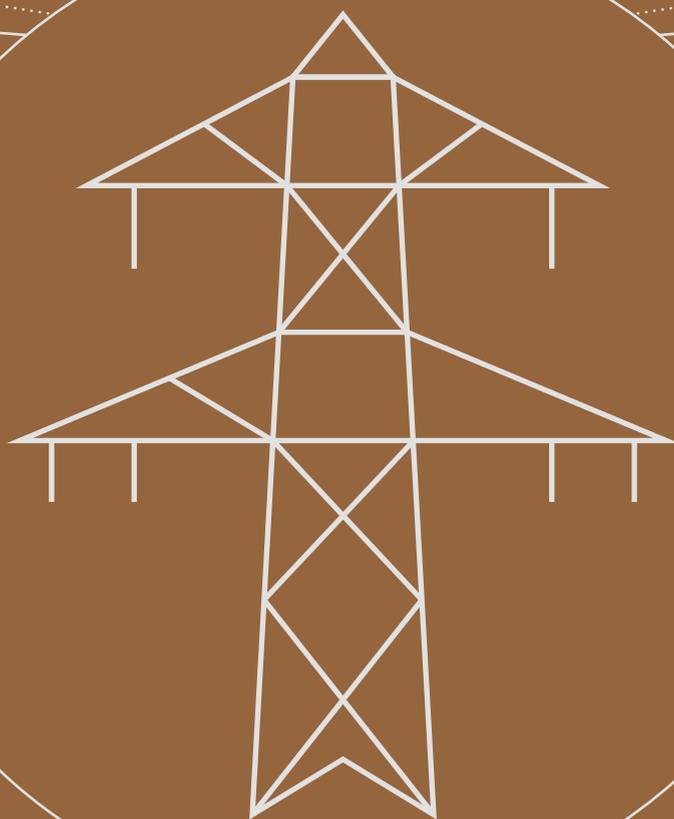


STROM NETZ FLUSS

Herausgegeben von Markus Graebig, Georg Erdmann,
Niko Rogler, Ingo Uhlig & Ellery Studio



Ein Atlas unserer Stromwelt
und ihres Wandels

Gewidmet unseren Kindern, Enkelinnen und Enkeln, stellvertretend für alle Kinder dieser Welt, denen wir den Übergang zu einer klimaneutralen Energieversorgung schulden.

STROM NETZ FLUSS

Ein Atlas unserer Stromwelt
und ihres Wandels

Inhaltsverzeichnis

5 Vorwort

7 Stromversorgung im Heute:
ein Atlas unseres elektrischen Energiesystems

11 Akteurs-Layer-Modell

13 Physik
15 Markt
17 Daten
19 Spielregeln

21 Zoom-ins: Einblicke in die Stromwelt

23 Strom und Spannung. Zwei Grundgrößen der Elektrotechnik
25 Messen, Zählen, Wägen – Kennzahlen der Stromerzeugung
29 Netzbetriebsmittel
35 Systemführung
37 Frequenz
40 Systemdienstleistungen
45 Netzengpassmanagement
49 Die Kupferplatte
51 Dezentralisierung
56 Der Bilanzkreis
59 Regelenergie
61 Merit Order – oder: Was ist der richtige Preis für Strom?
65 Smart Meter
68 Wie setzt sich meine Stromrechnung zusammen?
71 Das Zieldreieck der Energiewirtschaft
75 Das EEG – Funktion, Entwicklung und Ausblick
79 Rolle der EU im Energierecht am Beispiel des Unbundling

83 Die 2. Phase der Energiewende: 100 % Erneuerbare ins System integrieren

89 Flexibilität

- 93 Smart-Building und Power-to-Heat im konventionellen (Gebäude-)Gewand
 - 97 Flexibler Einsatz von Energie in der Industrie
 - 101 Klärwerke für die Energiewende
 - 105 Die Flexibilitätsplattform
-

109 Sektorkopplung

- 113 CO₂-neutrale Versorgung von Neu- und Bestandsbauten mitten in Berlin
 - 117 Windenergie im Wärmenetz
 - 120 Fernsteuerung für Wärmepumpe und Nachtspeicher
 - 123 Hochtemperaturspeicher
-

127 Digitalisierung

- 131 Das Betriebssystem der Energiewende
 - 134 Künstliche Intelligenz und digitale Stromzähler
 - 137 Die „Gelben Seiten“ der Energiewende
-

141 Gesellschaft

- 145 Im Sandkasten der Energiewende
 - 149 Serious Gaming Energiewende
 - 153 In den Dörfern. Energien erzählen in den 2010er-Jahren
-

159 Schlusswort

161 Autor:innen

163 Abkürzungen

165 Impressum

Vorwort

Wir wären gewiss eine Nation von Astronaut:innen, Lokomotivführer:innen und Ärztinnen und Ärzten – wenn nur mehr Menschen sich bei ihrer Berufswahl gefragt hätten: „Wie kann ich meinen Job eines Tages einem Kind erklären?“ Die Energiewirtschaft hätte einen vergleichsweise schwereren Stand, da komplexe Aufgaben wie „Bilanzkreismanager:in“, „Messstellenbetreiber:in“ oder „System-Operator:in“ ohne tiefere Erläuterungen kaum Resonanz auf Schulhöfen und Cocktailpartys versprechen. Wer nicht selbst in der Branche tätig ist oder ein besonderes Interesse dafür aufbringt, kann in der Einsicht ruhen, dass Strom aus der Steckdose kommt. Die komplexen technischen und organisatorischen Leistungen, um die Elektrizitätsversorgung von Gesellschaft und Wirtschaft rund um die Uhr, 365 Tage des Jahres und fast immer ungestört zu gewährleisten, sind nicht einfach zu verstehen. Ins öffentliche Bewusstsein gerückt wurde die Elektrizitätswirtschaft eigentlich erst durch die Debatten um Klimawandel, Kernschmelzen und Kohlegruben – allesamt Themen, die eher für Dystopien als für Faszination taugen. Und trotzdem oder gerade deshalb genießt die deutsche Energiewende große Unterstützung in der Bevölkerung, weil die Einsicht in die Notwendigkeit eines ökologisch nachhaltigen Systemumbaus besteht. Zustimmung aus dem Kopf, nicht aus dem Herzen.

Dieses Buch ist geschrieben von Menschen, deren berufliche Leidenschaft der Energieversorgung gilt. Die Energiewende ist für uns so etwas wie der erste Flug zum Mond – eine unglaublich spannende Herausforderung, ein Quantensprung unserer Innovationskraft und eines der größten Menschheitsprojekte unseres Jahrhunderts. Wir haben dieses Buch geschrieben in der Hoffnung, ein Stück unserer Leidenschaft mit Ihnen zu teilen und Ihnen einen Einblick in die sonst verborgene Welt der Stromversorgung zu geben. Im ersten Teil des Buches zeigen wir, wie die Stromversorgung heute funktioniert. Dazu haben wir, eigens für

dieses Buch, ein bislang noch nie veröffentlichtes Modell der Stromwirtschaft entwickelt, in dem wir anschaulich machen wollen, wie und auf welche Weise die Akteur:innen des Stromsystems in komplexen Netzwerken auf technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene zusammenwirken. Im zweiten Teil des Buches werfen wir dann einen Blick in die Zukunft und zeigen anhand von Beispielen, was es neben dem essenziell wichtigen Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen braucht, um eine 100-prozentig erneuerbare Stromversorgung möglich zu machen.

Das Buch ist im Rahmen des Projekts „WindNODE – Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ entstanden. An diesem Forschungsvorhaben haben sich über 70 institutionelle Partner aus Wirtschaft und Wissenschaft beteiligt. Ziel von WindNODE ist es, Technologien und Musterlösungen für ein komplett erneuerbares Energiesystem zu entwickeln. Einige Ergebnisse davon zeigen wir im zweiten Teil des Buches.

Für die Förderung von WindNODE im Rahmen des SINTEG-Programms danken wir dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Für die Mitarbeit an diesem Buch bedanken wir uns bei all den Kolleginnen und Kollegen, die ihre Expertise und Leidenschaft eingebracht haben – allen voran Andreas Corusa für viel guten Rat und zupackende Tat sowie Maud Roßdeutscher für ihr Lektorat. Ein ganz besonders herzlicher Dank geht an das Team von Ellery Studio, welches dieses Buch zu etwas ganz Besonderem gemacht hat – zu einem infografischen Sachbuch, inspiriert nicht zuletzt von der in unserer Jugend geliebten „Was ist was“-Serie und getragen von unserem Wunsch, das Eintauchen in die Energiewende auch zu einem ästhetischen Erlebnis zu machen. Wir wünschen Ihnen eine anregende, erkenntnisreiche Lektüre.

Die Herausgeber, im März 2021



Wir befürworten die Idee einer gerechten Sprache und versuchen sie in diesem Buch wie folgt umzusetzen: Wir sprechen von Ingenieurinnen und Ingenieuren, von Expert:innen oder von Studierenden. Darüber hinaus verhält es sich so, dass Wörter wie Produzent, Erzeuger oder Verbraucher oftmals weniger Personen, sondern technische Anlagen oder Institutionen, z. B. ein Blockheizkraftwerk, einen Windpark, Stadtwerke oder den Fuhrpark eines Unternehmens bezeichnen. Diese Konventionen behalten wir bei.

Stromversorgung im Heute: ein Atlas unseres elektrischen Energiesystems

Markus Graebig

Bevor wir einsteigen in das Akteurs-Layer-Modell und bevor wir die vier Ebenen (Layer) unserer Stromwelt – Physik, Markt, Spielregeln, Daten – mit Bild und Text bespielen, ist hier der Ort für eine kurze Einführung. Eine Einführung in Sachen Energie, die sich dem Phänomen mit leichten Schritten nähert und dabei helfen soll, bei den späteren Erkundungsrunden im Takt zu bleiben.

Was ist Energie?

Energie ist die Fähigkeit, Arbeit zu verrichten. Das ist ein ziemlich abstraktes physikalisches Konzept. Besser greifbar wird Energie anhand ihrer Erscheinungsformen:

- **Bewegungsenergie** (kinetische Energie), die ein jeder bewegter Körper in sich trägt,
- **Lageenergie** (potenzielle Energie), die ein Körper gewinnt, wenn man ihn hochhebt – sodass er anschließend wieder hinunterfallen, -rollen oder -fließen kann,
- **Wärmeenergie** (thermische Energie), beispielsweise das beheizte Wohnzimmer oder das warme Frühstücksei,
- **Strahlungsenergie**, insbesondere von der Sonne als unserer wichtigsten Energiequelle,
- **chemische Energie**, die beispielsweise in Verbrennungsprozessen als Wärme frei werden kann, wenn Atome und Moleküle exotherme Reaktionen eingehen,
- **Kernenergie** (nukleare Energie), die in den Atomkernen steckt und bei deren Spaltung in Wärme- und Strahlungsenergie umgewandelt werden kann,
- **elektrische Energie** (Strom), die in vielfältiger Form in der Natur vorkommt, etwa als Blitze in Gewittern, und die in der modernen Technik eine herausragende, geradewegs universelle Rolle spielt.

Energie kann nicht erzeugt und nicht vernichtet werden. Das ist ein Naturgesetz, welches als Erster Hauptsatz der Thermodynamik bekannt ist. Etwas formaler ausgedrückt: Die gesamte Energiemenge in einem geschlossenen System bleibt konstant. Aber Energie kann von einer Form in eine andere umgewandelt werden. Bei der Verbrennung eines Holzscheits wird chemische Energie in Wärme umgewandelt. In der Turbine eines konventionellen Kraftwerks wird Wärme (heißer Wasserdampf) in Bewegung (Rotation der Turbine) umgewandelt, welche dann den angeschlossenen Generator antreibt und dort in elektrische Energie umgewandelt wird. Und in einer Lampe wird elektrischer Strom in Strahlungsenergie (Licht) umgewandelt. Die meisten Energieumwandlungen sind mit Umwandlungsverlusten verbunden, meist in Form von unerwünschter Abwärme. So wandelt beispielsweise eine konventionelle Glühlampe nur einen sehr geringen Teil der eingesetzten elektrischen Energie in die gewünschte Energieform, das Licht, um; der größte Teil wird in eigentlich unerwünschte Wärme umgewandelt. In einem Kohlekraftwerk wird längst nicht die gesamte chemische Energie aus der Verbrennung der Kohle in elektrischen Strom umgewandelt; ein guter Teil endet als Abwärme, die über den Kühlturm oder einen nahegelegenen Fluss abgeführt wird.

Tatsächlich steht Wärme, ob gewollt oder nicht, am Ende fast aller Energieumwandlungsketten. Der umgekehrte Weg ist wesentlich mühsamer. Wärme lässt sich nur unvollständig

in andere, „höherwertige“ Energieformen wie Bewegung oder elektrischen Strom umwandeln. Auch das basiert auf einem Naturgesetz, dem Zweiten Hauptsatz der Thermodynamik. Er hat wichtige Konsequenzen überall dort, wo Wärmekraftmaschinen – also beispielsweise konventionelle Kraftwerke oder Verbrennungsmotoren von Autos – im Einsatz sind: Ein gewisser Teil der eingesetzten Energie geht unvermeidlich immer als Abwärme verloren, selbst wenn die Ingenieur:innen eine perfekt optimierte Maschine gebaut haben. Elektrischer Strom hingegen ist aus technischer Sicht eine Art Alleskönner, gewissermaßen die Königsform der Energie, da er sich fast vollständig und sauber in alle anderen gewünschten Energieformen umwandeln und sich außerdem sehr gut über lange Distanzen an seinen Einsatzort übertragen lässt.

Wie misst man Energie?

Es gibt verschiedene Einheiten, in denen Energiemengen gemessen werden. Die offizielle physikalische Energieeinheit ist das Joule (Formelzeichen: J). Rund 4,2 Joule sind diejenige Wärmemenge, die benötigt wird, um 1 g Wasser um 1 °C (oder physikalisch präziser: um 1 Kelvin) zu erwärmen. Eine andere (veraltete) Einheit ist die von Nahrungsmittelangaben her bekannte Kalorie, wobei 1 Kalorie ungefähr 4,2 Joule entspricht.

In der Technik, speziell in der Elektrotechnik, wird häufig die Kilowattstunde (kurz: kWh) als Energieeinheit verwendet, und das wollen wir auch in diesem Buch tun. Eine Kilowattstunde entspricht 3,6 Millionen Joule (Megajoule, abgekürzt MJ), oder als Formel ausgedrückt: 1 kWh = 3,6 MJ. Wer sich schon einmal seine Stromrechnung angeschaut hat, ist mit der Kilowattstunde vertraut; wenn sie aus der Steckdose kommt, kostet sie aktuell gut 30 Cent. Aber wie kann man sich den Energiegehalt von einer Kilowattstunde vorstellen?

- Mit 1 kWh kann man ca. 10 Liter Teewasser zum Kochen bringen.
- Mit 1 kWh kann man, je nach Modell, bis zu 100 Male ein Smartphone komplett aufladen.
- Mit 1 kWh kann eine 100-Watt-Glühlampe 10 Stunden lang leuchten.
- Ein 1,5 Tonnen schweres Auto, beschleunigt auf die Spitzengeschwindigkeit von 250 km/h, trägt eine kinetische Energie von 1 kWh in sich.
- Ein 120 kg schwerer Wanderer, der Deutschlands höchsten Berg, die rund 3.000 m hohe Zugspitze, erklommen hat, besitzt gegenüber dem Meeresniveau eine potenzielle Energie von 1 kWh.

Mit der elektrischen Energie, die in Kilowattstunden (kWh) gemessen wird, korrespondiert die elektrische Leistung, gemessen in Kilowatt (kW). Wenn man beispielsweise eine Glühlampe mit einer Leistung von 100 Watt (0,1 kW) zwei

Thermische Energie

$$E = m \cdot c \cdot \Delta T$$



10 Liter
Teewasser kochen

Elektrische Energie

$$E = U \cdot I \cdot t$$



Bis zu 100-mal
Smartphone aufladen

Bewegungsenergie

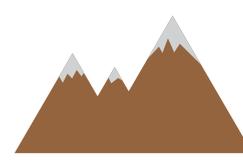
$$E = 1/2 \cdot m \cdot v^2$$



Ein Auto (1,5 t),
das 250 km/h fährt

Potenzielle Energie

$$E = m \cdot g \cdot h$$



Wanderer (120 kg), der auf Zugspitze
mit 3.000 m Höhe geklettert ist

E = Energie
m = Masse

g = Erdbeschleunigung
h = Höhe

v = Geschwindigkeit
c = spezifische Wärmekapazität

ΔT = Temperaturdifferenz
U = Spannung

I = Stromstärke
t = Zeit

Wie kann man sich den Energiegehalt einer Kilowattstunde (kWh) vorstellen?

Quelle: Eigene Darstellung

Stunden (2 h) lang betreibt, bedeutet dies eine elektrische Energieaufnahme von $0,1 \text{ kW} \cdot 2 \text{ h} = 0,2 \text{ kWh}$. Wenn ein Kraftwerk mit einer installierten Leistung von 100 MW (Megawatt) eine halbe Stunde auf voller Leistung läuft, hat es $100 \text{ MW} \cdot 0,5 \text{ h} = 50 \text{ MWh}$ (Megawattstunden) elektrische Energie geliefert.

Energie und Leistung auseinanderhalten zu können, den Unterschied zwischen kWh und kW zu kennen, ist eine sprichwörtliche Mindestanforderung für jeden, der an energiewirtschaftlichen Debatten teilnehmen möchte.

Ein Energieflussbild für Deutschland

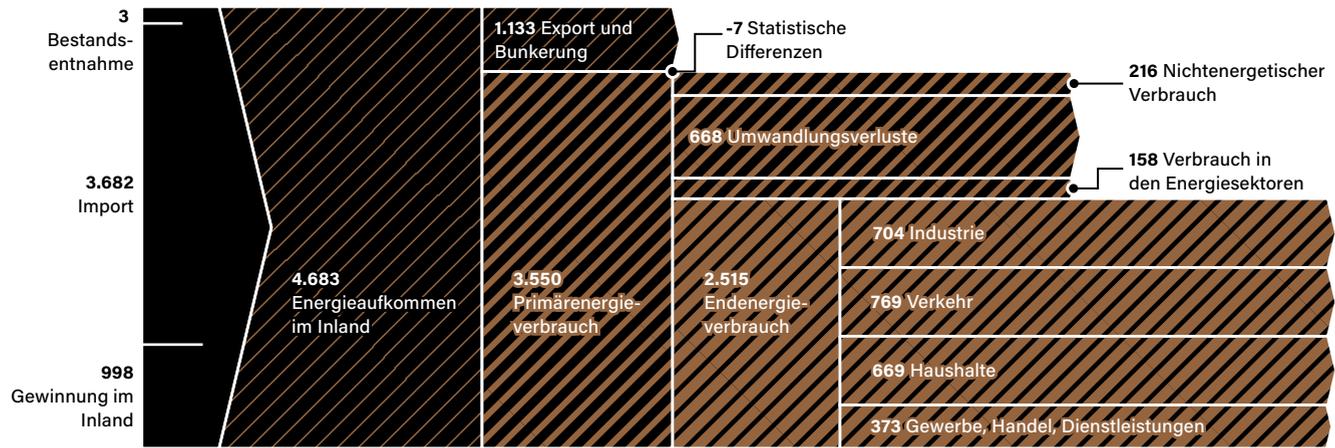
Unsere Energienutzung und Energieumwandlung lässt sich in Energieflussbildern darstellen, welche für Deutschland von der AG Energiebilanzen regelmäßig veröffentlicht werden. Überhaupt ist die Website der AG Energiebilanzen (ag-energiebilanzen.de/) eine wahre Fundgrube und offizielle Referenz für alle, die Daten zum deutschen Energiesystem suchen. Ein Energieflussbild zeigt, wie viel von welcher Energieform eingesetzt und für welche Anwendungen genutzt wird. Eine vereinfachte Form des Energieflussbildes für die Bundesrepublik Deutschland (Stand 2019) ist in der Abbildung oben zu sehen. Die Zahlen sind in Terawattstunden (TWh) angegeben. Der Vorsatz „Tera“ bedeutet „Billion“ (10^{12}), also entspricht eine Terawattstunde (10^{12} Wh) einer Milliarde Kilowattstunden ($10^9 \times 10^3 \text{ Wh}$).

Mit Primärenergie bezeichnet man Energieformen, die wir in der Natur antreffen. Das können fossile Energie (Kohle, Erdöl, Erdgas), Kernenergie (Uran) und erneuerbare Energie (Sonnenstrahlung, Wind, Wasserkraft sowie Biomasse wie beispielsweise Holz) sein. In manchen Fällen setzen wir die Primärenergieträger direkt für unsere technischen Bedarfe ein, beispielsweise dann, wenn wir mit Holz heizen

oder wenn wir den Wind zum Antrieb eines Segelschiffs nutzen. Oftmals aber benötigen wir umgewandelte Energieträger, wobei die Energieumwandlung dazu dient, aus dem Primärenergieträger diejenige Endenergie zu gewinnen, die für den technischen Einsatz gewünscht ist. So wird beispielsweise Kohle (Primärenergie) in Kraftwerken verbrannt, um Strom (Endenergie) zu erzeugen. Bei der Umwandlung von Primär- in Endenergie entstehen Umwandlungsverluste in Form von Wärme. Der nichtenergetische Verbrauch, der ebenfalls im Energieflussbild eingezeichnet ist, beruht vor allem auf der stofflichen Nutzung von Energieträgern, insbesondere Erdölprodukte und Erdgas, in der chemischen Industrie (Herstellung von Kunststoffen, Düngemitteln etc.).

Das Energieflussbild zeigt auch an, welche Anteile der Endenergie in den jeweiligen Verbrauchssektoren – Industrie, Verkehr, Haushalte sowie GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) – zum Einsatz kommen. In diesem vereinfachten Bild ist nicht eingetragen, welche Formen von Endenergie (Strom, Benzin, Diesel etc.) für welcherlei Anwendungen (Antriebe, Wärme, Beleuchtung etc.) genutzt werden. Aber die ausführlichen Tabellen der AG Energiebilanzen geben darüber Auskunft.

Fast immer wird Endenergie noch ein weiteres Mal umgewandelt, um die eigentlich gewünschte Energiedienstleistung zu erhalten. Niemand braucht elektrischen Strom um seiner selbst willen, sondern er wird eingesetzt, um ein Zimmer zu beleuchten, einen Computer zu betreiben, warmes Wasser herzustellen oder die Speisen im Kühlschrank zu kühlen. Die Energie, die den eigentlich gewünschten Nutzen stiftet – Licht beispielsweise oder Wärme – bezeichnet man als Nutzenergie. Was genau „Nutzenergie“ ist, unterliegt jedoch subjektiven Wertungen und ist daher schwer messbar. Dieselbe Lampe, die gerade noch meinen Arbeitsplatz beleuchtet, kann diese nützliche Eigenschaft im nächsten Moment verlieren, wenn ich den Raum verlasse und das Licht eigentlich gar nicht mehr benötige.



Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt bei 14,8 %.

Energieflussbild 2019 für die Bundesrepublik Deutschland in Terawattstunden (TWh)

Quelle: AG Energiebilanzen (2020)

In diesem Buch konzentrieren wir uns auf den Strom

Ziemlich genau ein Drittel der in Deutschland eingesetzten Primärenergie fließt in die Stromerzeugung. Die restlichen zwei Drittel dienen der Energieversorgung vor allem im Verkehrs- und Wärmesektor sowie in der Industrie. In diesem Buch geht es um die Stromversorgung, die aufgrund der Besonderheiten des elektrischen Stroms – gute Übertragbarkeit, schlechte Speicherbarkeit, vielfältigste und saubere Einsatz- und Umwandlungsmöglichkeiten – eine herausragende Bedeutung für unser Energiesystem hat. Dennoch darf die Energiewende nicht als Stromwende stehen bleiben. Auf dem Weg zur klimaneutralen Energieversorgung werden wir mit 100 Prozent erneuerbarem Strom erst 33 Prozent der Herausforderung bewältigt haben. In dieses sehr spezielle Drittel tauchen wir auf den nächsten Seiten ein und wollen im ersten Hauptteil dieses Buches zunächst verstehen, wie die Stromversorgung im Status quo funktioniert.

Akteurs-Layer-Modell

Wer sich mit Energiewirtschaft befasst, begegnet schnell der klassischen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette: Strom wird in Kraftwerken erzeugt, über die Börse oder andere Märkte gehandelt, durch Netze übertragen und verteilt, schließlich wird er von Einzelhändlern (Vertriebe) an Endkunden verkauft. In Wirklichkeit ist die Welt viel weniger linear, und sie spielt sich auf mehreren Ebenen (Layer) ab: Elektrische Energieversorgung ist Physik, sie ist aber auch Marktwirtschaft, zu ihr gehören Daten- und Geldflüsse sowie ein rechtlicher bzw. regulatorischer Rahmen. Die enge Verflechtung dieser verschiedenen Ebenen kann verwirrend sein. Deshalb haben wir die zugrunde liegenden Strukturen herausgearbeitet: Die zentralen Akteure der elektrischen Energieversorgung wurden in eine Übersicht eingetragen und deren Beziehungen untereinander dargestellt – und zwar jeweils in getrennten Bildern für die physikalischen, marktlichen, datengetriebenen und rechtlichen Beziehungen. Das Ergebnis ist das Akteurs-Layer-Modell, welches wir auf den folgenden Seiten präsentieren.

Stromerzeuger

(Einspeisung)

Kraftwerke, die Elektrizität erzeugen und ins Netz einspeisen. Konventionelle Großkraftwerke (Kern- und Kohlekraftwerke) werden zunehmend durch erneuerbare Erzeuger (Windkraft, Photovoltaik, Biomasse) abgelöst. Das sind größtenteils kleine, dezentrale Anlagen – insgesamt knapp 2 Millionen in ganz Deutschland.

Prosumer

(Ein- und Ausspeisung)

Ein Prosumer ist beides in einem – Produzent und Konsument von Strom. Das sind typischerweise Privathaushalte mit eigenen Solaranlagen (Photovoltaik), die zeitweise ihren eigenen Strombedarf decken, ja sogar Strom ins Netz einspeisen. Wenn die Sonne nicht scheint, beziehen sie Strom aus dem Netz.

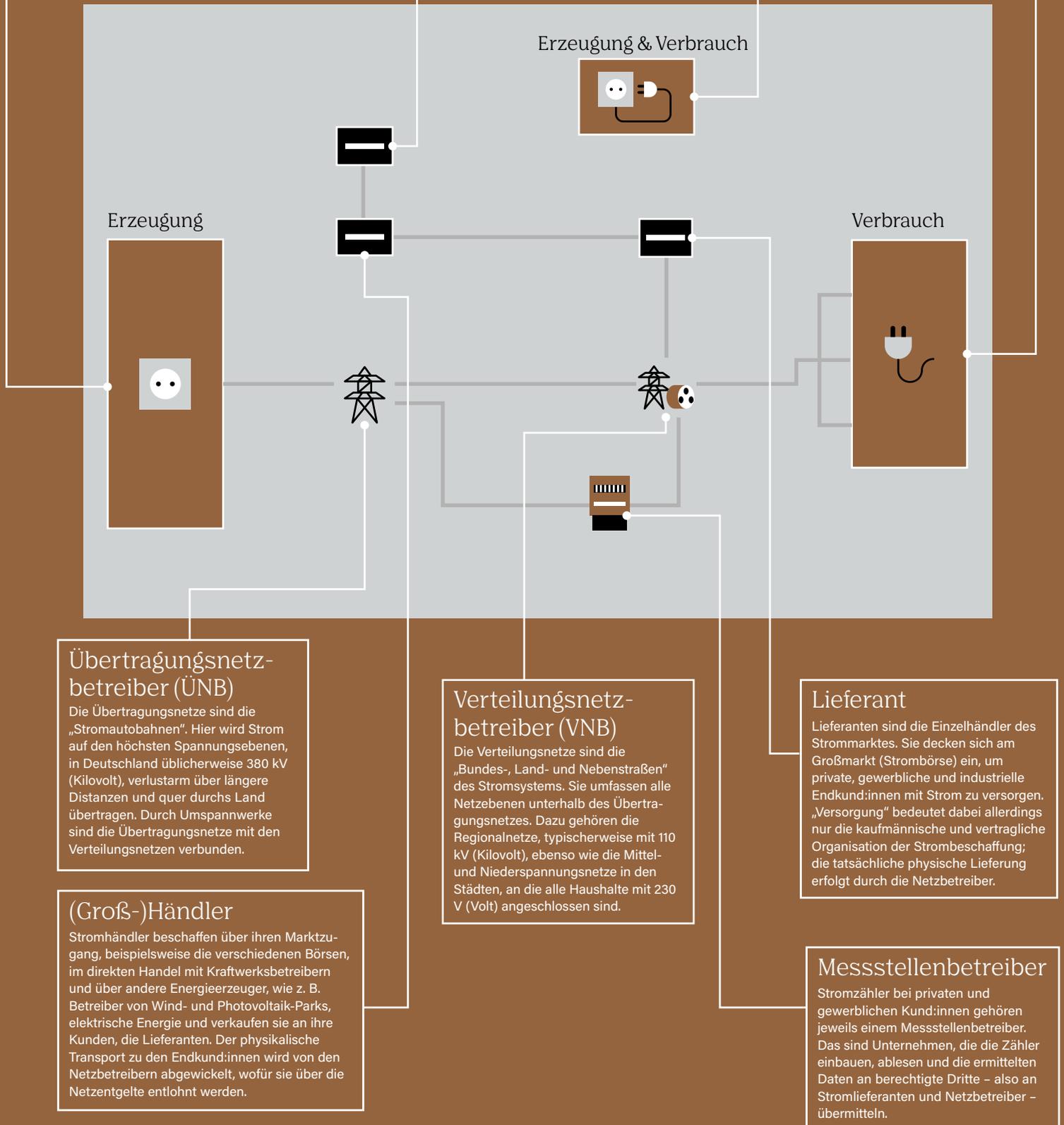
Strombörsen

Die Strombörsen sind die wichtigsten Großhandelsplätze, an denen Erzeuger ihren Strom anbieten und Großhändler und -verbraucher den Strom nachfragen. Strombörsen für den deutschen Markt sind vor allem die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig und die EPEX Spot (European Power Exchange) in Paris.

Stromkund:innen

(Ausspeisung)

Private, gewerbliche und auch viele industrielle Kund:innen sind die Endabnehmer von Strom und beziehen ihn über einen Lieferanten ihrer Wahl. Manche Großverbraucher, speziell in der Industrie, beziehen ihren Strom direkt und ohne zwischengeschalteten Lieferanten am Großmarkt.



Übersichtsdarstellung des Akteurs-Layer-Modells

Quelle: Eigene Darstellung

Physik

Wie kommt der Strom in die Steckdose? Wir betreten das Feld der elektrischen Energietechnik. Sie fußt auf Naturgesetzen, die so berühmte Physiker:innen wie James Clerk Maxwell und Gustav Robert Kirchhoff beschrieben haben. Stellvertretend für die Ingenieur:innen, die darauf aufbauend die moderne Elektrotechnik geschaffen haben, sei hier Werner von Siemens genannt. Noch heute wird Strom in Kraftwerken erzeugt, deren Generatoren nach dem dynamoelektrischen Prinzip arbeiten, das Siemens im Jahr 1867 entdeckt hat. Der Strom wird durch Netze transportiert, bis hin zu den Verbraucher:innen, die ihn in sogenannte Nutzenergie umwandeln: Wärme, Kälte, Bewegung, Licht, Rechenleistung. Wie der Strom vom Kraftwerk zu den Verbraucher:innen kommt, zeigt unser erster Layer „Physik“.

↓ Ein **Speicher** kann nach Bedarf bzw. Füllstand Energie aus dem Netz entnehmen (Auspeisung) oder Energie ins Netz geben (Einspeisung).

↑ Der **Prosument** kann, durch beispielsweise eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach, für die Selbstnutzung Energie erzeugen. Wird zu wenig erzeugt, wird Strom aus dem Netz bezogen. Wird zu viel erzeugt, speist der Prosument ins Netz ein.

Erzeugung



| | |
|--|---|
| <p>Konventionelle Stromerzeuger (aus denen Deutschland zeitnah aussteigt)</p> <ul style="list-style-type: none"> · Nuklear · Kohle  | <p>Vermarktung</p> <p>Nicht-gefördert</p> |
| <ul style="list-style-type: none"> · Gas · Öl <p>(zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit)</p>  | <p>Gefördert (KWKG)</p> <p>Wird Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt, wird dies mit einem besonderen Zuschlag belohnt.</p> |
| <p>Fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger</p> <ul style="list-style-type: none"> · Wind · Photovoltaik  | <p>Gefördert (EEG)</p> <p>Strom aus erneuerbaren Energien wird finanziell besonders gefördert und genießt im Stromnetz einen Einspeisevorrang.</p> |
| <p>Steuerbare erneuerbare Stromerzeuger</p> <ul style="list-style-type: none"> · Biomasse · Wasserkraftwerk (Laufwasser- und Speicherkraftwerk)  | |

← Anschluss ÜNB nach Erzeugungsleistung und Spannungsebene:

ÜNB – große konventionelle Kraftwerke, Wasserkraft, Offshore-Wind



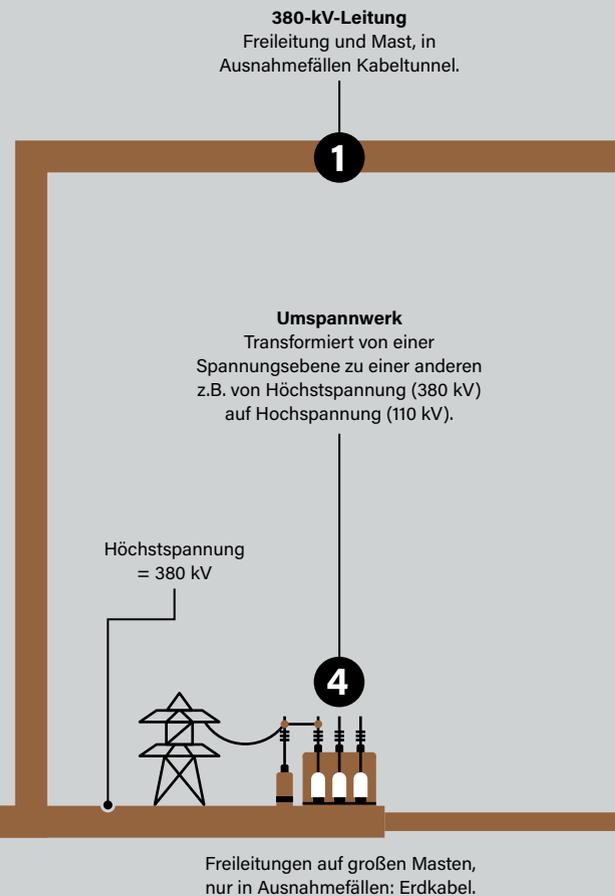
ÜNB

ÜNB = ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Die „Autobahn“ des Stromnetzes. Bei Überlastung der Netze führt der ÜNB in Koordination mit dem VNB Maßnahmen für das Netzengpassmanagement aus.

← Anschluss VNB je nach Erzeugungsleistung und Spannungsebene:

VNB – kleine konventionelle Kraftwerke (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG)), kleine Laufwasserkraftwerke, Onshore-Wind, Photovoltaik, Biomasse.



Alle Einspeiser ab 7 kW bekommen ein intelligentes Messsystem.

Bezeichnung der Spannungsebenen und Phänomenologie

Höchstspannung (HöS) = 220–380 kV Hochspannung (HS) = 110 kV Mittelspannung (MS) = 10–30 kV Niederspannung (NS) = 1 kV

Erzeugung & Verbrauch

(Ein- und Ausspeisung)

| | |
|--|---|
| Speicher z. B. Batterien, Schwungmasse, Pumpspeicherwerk | Vermarktung Individuelle Fördermechanismen. |
| Prosumer Produzent und Konsument | |

Zoom-ins auf Seite:

- 23 Strom und Spannung.
- 25 Messen, Zählen, Wägen – Kennzahlen der Stromerzeugung
- 29 Netzbetriebsmittel (1 bis 5)
- 35 Systemführung
- 37 Frequenz
- 40 Systemdienstleistungen
- 45 Netzengpassmanagement
- 49 Die Kupferplatte
- 51 Dezentralisierung

Anschluss mit Zähler
zur bidirektionalen Messung (Bezug und Einspeisung).

↓ Einige Industriekunden mit sehr hohem Strombedarf sind direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen.

Höchstspannung = 380 kV

↓ Viele Industriekunden sind über das Hochspannungsnetz am VNB angeschlossen.

Verbrauch

| | |
|---|---|
| Kunde Industrie Beispielsweise Metall- oder Chemie-Industrie Hoher Stromverbrauch |  |
| Kunde Gewerbe Beispielsweise Schreiner:in, Hotels, Restaurants, Einzelhandel |  |
| Kunde Haushalt Haus, Wohnung. Alles Weitere hinter dem Hausanschluss machen Elektriker:innen, Vermieter:innen, Eigentümer:innen |  |
| Sektorkopplung Power-to-X, Schnittstelle aus dem Stromsektor zu Wärme, Kälte, Mobilität, Wasserstoff | |

110-kV-Leitung
auf dem Land: Freileitung und Mast, in der Stadt: Erdkabel.

Hochspannung = 110 kV

2



Niederspannung = 1 kV

Mittelspannung = 10 kV

3

5



↓ Z. B. Straßenleitungen werden in Hausleitungen aufgeteilt.

VNB = VERTEILUNGSNETZBETREIBER
Die „Landstraßen“ des Stromnetzes.

10-kV-Leitung Kabel.

(Orts-)Netzstation
Im Trafo-Häuschen wird Spannung von Mittelspannung auf Niederspannung umgewandelt.

Markt

Märkte kennen wir von Lebensmitteln und Autos genauso wie von Hunderten anderen Produkten und Dienstleistungen. Auch Strom wird auf Märkten gehandelt, mit einem Großhandel, insbesondere der Strombörse, und einem Einzelhandel, der als Lieferant die Endkunden versorgt. Genau genommen kümmert sich der Lieferant nur um die kaufmännische und vertragliche Organisation der Strombeschaffung; die tatsächliche Lieferung erfolgt durch die Netzbetreiber. Und noch eine prägende Besonderheit hat der Strommarkt gegenüber fast allen anderen Märkten: Strom ist kaum speicherbar und muss im Wesentlichen zeitgleich mit seinem Verbrauch erzeugt werden. In jeder Sekunde muss eine ausgeglichene Bilanz sichergestellt sein. Wer bei wem Strom einkauft, zeigt der Layer „Markt“.

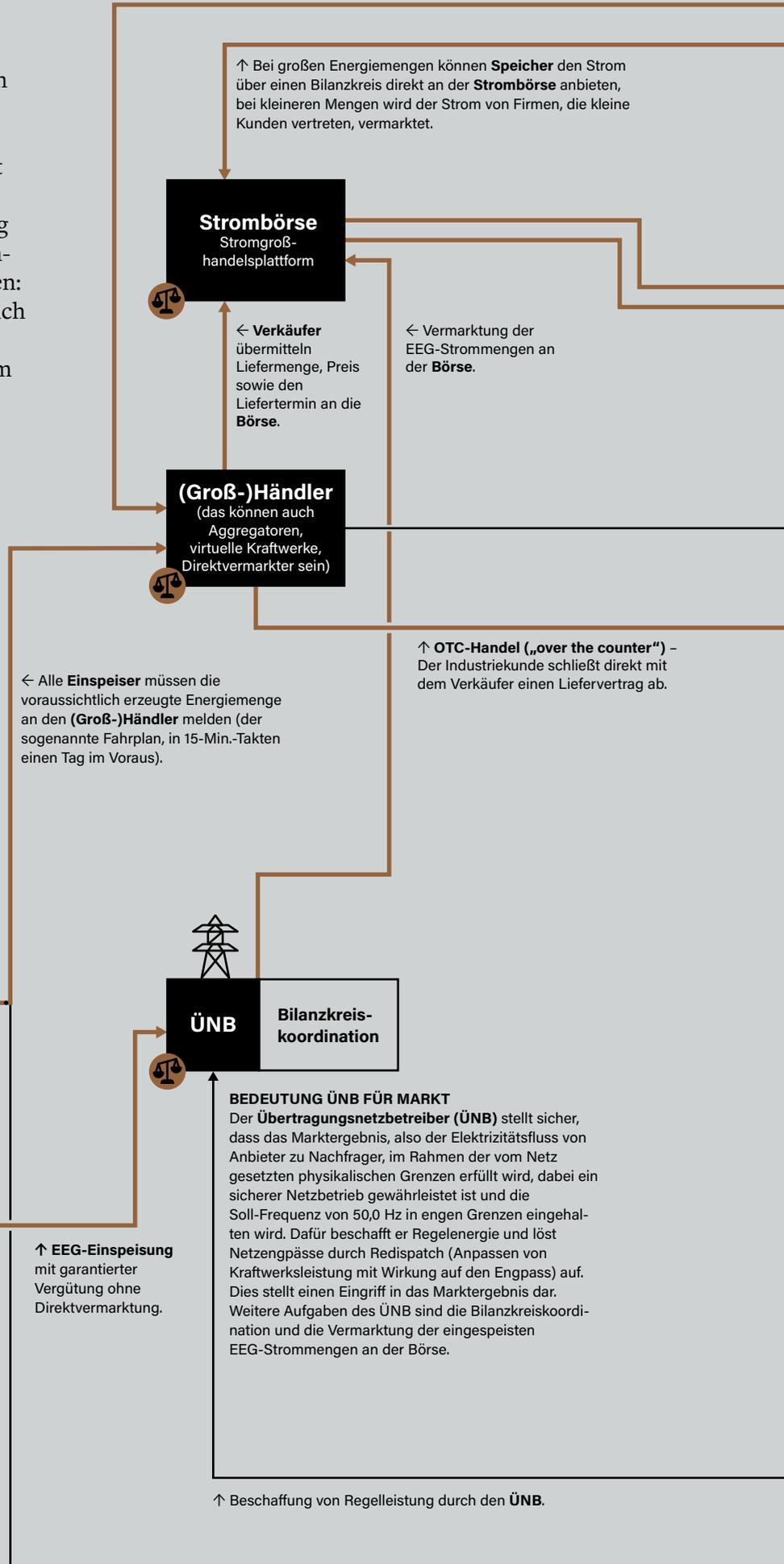
Erzeugung



| | |
|--|---|
| <p>Konventionelle Stromerzeuger (aus denen Deutschland zeitnah aussteigt)</p> <ul style="list-style-type: none"> · Nuklear · Kohle  | <p>Vermarktung</p> <p>Nicht-gefördert</p> |
| <ul style="list-style-type: none"> · Gas · Öl <p>(zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit)</p>  | <p>Gefördert (KWKG)</p> <p>Wird Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt, wird dies mit einem besonderen Zuschlag belohnt.</p> |
| <p>Fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger</p> <ul style="list-style-type: none"> · Wind · Photovoltaik  | <p>Gefördert (EEG)</p> <p>Strom aus erneuerbaren Energien wird finanziell besonders gefördert und genießt im Stromnetz einen Einspeisevorrang.</p> |
| <p>Steuerbare erneuerbare Stromerzeuger</p> <ul style="list-style-type: none"> · Biomasse · Wasserkraftwerk (Laufwasser- und Speicherkraftwerk)  | |

Alle Einspeiser ab 7 kW bekommen ein intelligentes Messsystem.

↓ Der **Speicher** meldet die eingespeiste Energiemenge an den (Groß-)Händler.



Erzeugung & Verbrauch

(Ein- und Ausspeisung)

Speicher
z. B. Batterien, Schwungmasse, Pumpspeicherwerk 

Prosumer
Produzent und Konsument 

Vermarktung
Individuelle Fördermechanismen.

Zoom-ins auf Seite:

- 35 Systemführung
- 37 Frequenz
- 40 Systemdienstleistungen
- 45 Netzengpassmanagement
- 49 Die Kupferplatte
- 51 Dezentralisierung
- 56 Der Bilanzkreis
- 59 Regelenergie
- 61 Merit Order

↑ **Lieferant** beschafft benötigte Strommengen für seine Endkunden über Bilanzkreise an der **Börse**.

← Wenn **Prosumenten** ihren eigenen Strombedarf nicht zu 100% abdecken können, wird die Differenzenergie über den **Lieferanten** angefordert.

← **Industriekunde** kauft direkt bei der **Strombörse** oder schließt direkt mit dem Verkäufer einen Liefervertrag ab (siehe OTC-Handel).

Lieferant
Vertrieb eines Energieversorgungsunternehmens 

Der **Lieferant** versorgt den Kunden mit Strom, indem er die kaufmännische und vertragliche Abwicklung der Stromlieferung übernimmt, ohne selbst für die physische Erfüllung (Stromerzeugung oder Netzbetrieb) verantwortlich zu sein. Der Kunde schließt einen Stromliefervertrag mit einem Lieferanten seiner Wahl.

VNB 

Ab Oktober 2021 übernimmt der **VNB** die Aufgaben im Redispatch 2.0, wie z. B. die Steuerung von Letztverbrauchern, die auf Hoch-, Mittel- und Niederspannung angeschlossen sind.

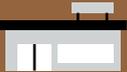
Regelleistung.net

Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.
Regelleistung ist die Versicherung für die Frequenzhaltung, die Regelleistungsmarktplattform Regelleistung.net wird durch die vier deutschen **ÜNB** betrieben.

Kraftwerke, Speicher und flexible Lasten können einen Teil ihrer elektrischen Leistung über Bilanzkreise als Reserve auf der Regelleistungsplattform anbieten. Die Beschaffung von **Regelleistung durch den ÜNB ist die Voraussetzung** dafür, dass die **ÜNB** einem **BKV** bei Bedarf Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen können.

Verbrauch

Kunde Industrie
Beispielsweise Metall- oder Chemie-Industrie
Hoher Stromverbrauch 

Kunde Gewerbe
Beispielsweise Schreiner:in, Hotels, Restaurants, Einzelhandel 

Kunde Haushalt
Haus, Wohnung. Alles Weitere hinter dem Hausanschluss machen Elektriker:innen, Vermieter:innen, Eigentümer:innen 

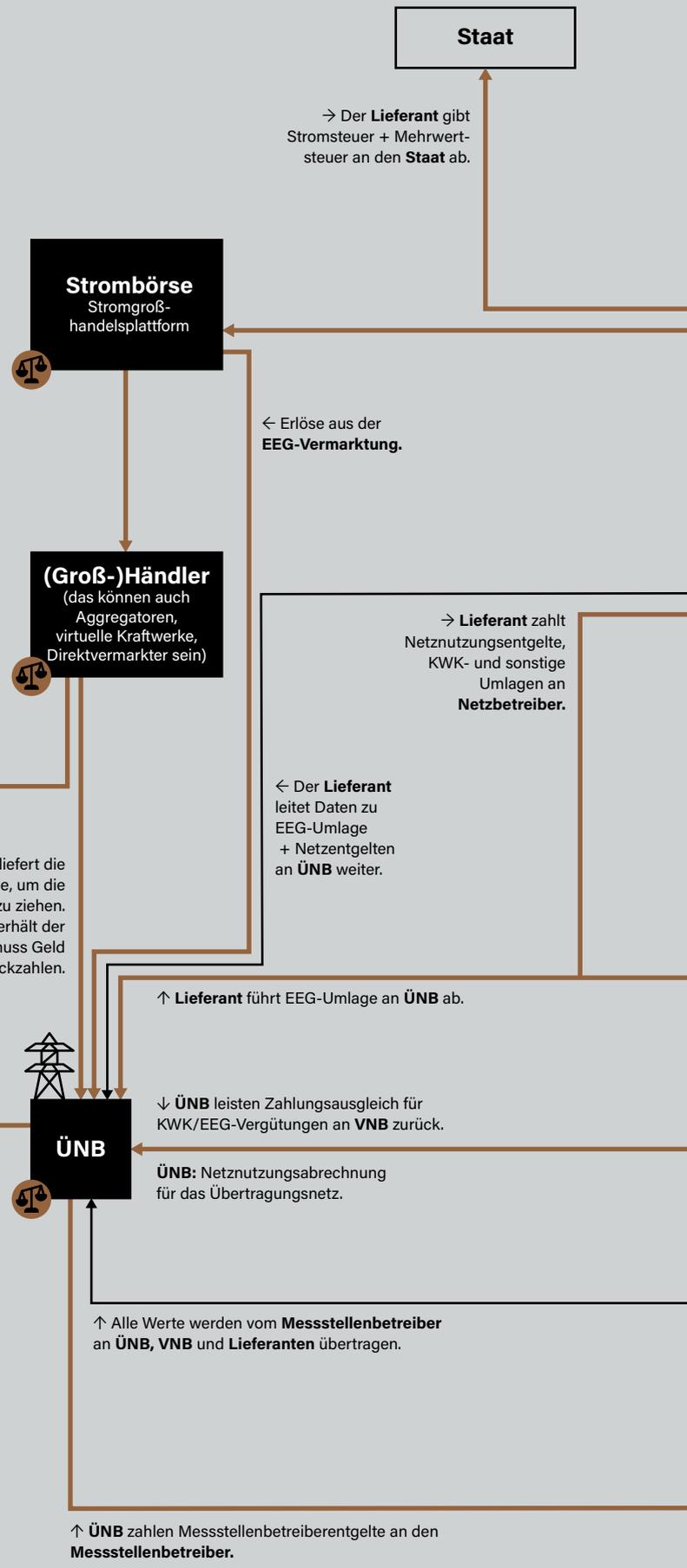
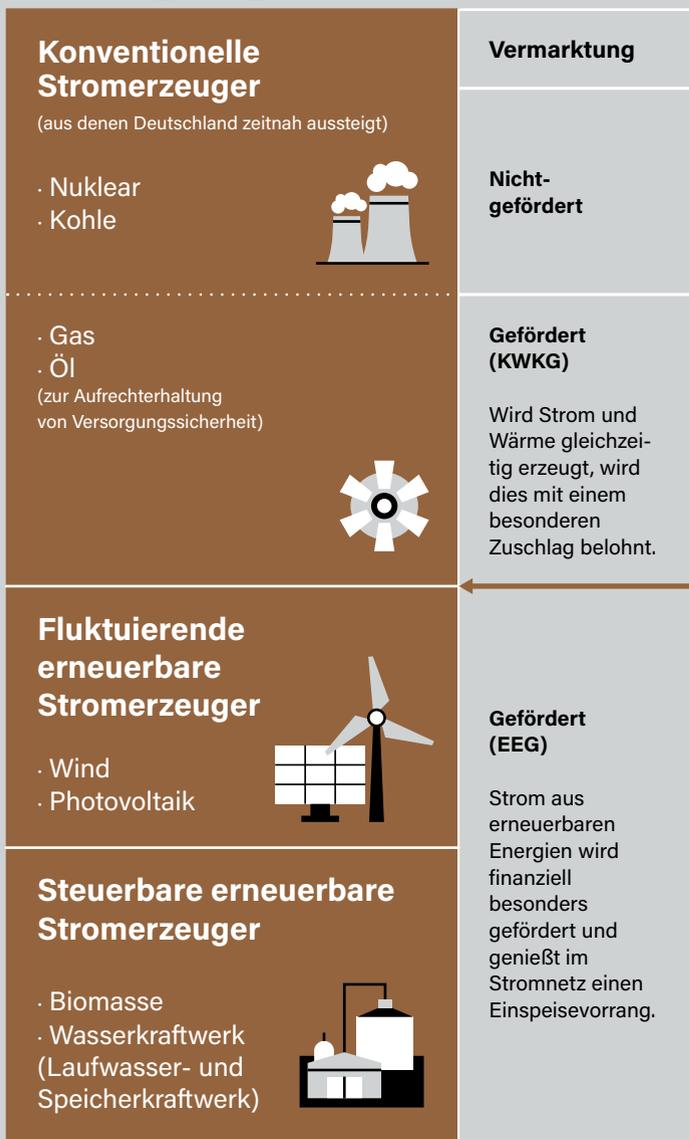
Sektorkopplung
Power-to-X, Schnittstelle aus dem Stromsektor zu Wärme, Kälte, Mobilität, Wasserstoff

Der **Bilanzkreisverantwortliche (BKV)** trägt die Verantwortung für einen ausgeglichenen Bilanzkreis. Entsteht zum Erfüllungszeitpunkt ein Ungleichgewicht (Unter- oder Überdeckung), muss der BKV die wirtschaftlichen Folgen tragen, diese können negativ (Kosten) oder positiv (Erlöse) sein. Grundsätzlich sollen das Marktdesign und die finanziellen Anreize aber so gesetzt werden, dass alle BKV bestmöglich einen ausgeglichenen Bilanzkreis gewährleisten.

Daten

Datenflüsse sind das Rückgrat der Elektrizitätsversorgung um Kraftwerkseinsätze und Kundenbedarf zu planen, Betriebszustände zu überwachen, Erzeugungsanlagen zu steuern, Verbrauchsmengen zu erfassen und Abrechnungen zu erstellen. Die ohnehin schon atemberaubende Vielfalt von energiewirtschaftlichen Daten wird mit digitalen Innovationen wie Smart Metering und Smart Home noch weiter zunehmen. Wir haben gar nicht erst den Versuch unternommen, alle Datenflüsse auf einem Blatt aufzuzeichnen. Im Layer „Daten“ richten wir den Blick allein auf diejenigen abrechnungsrelevanten Daten, die erforderlich sind, damit eine Stromkundin oder ein Stromkunde eine korrekte Rechnung erhalten und schließlich den bezogenen Strom bezahlen kann. Und selbst dies ist natürlich nur eine vereinfachte Sicht auf die Datenflüsse in der Elektrizitätswirtschaft.

Erzeugung



Alle Einspeiser ab 7 kW bekommen ein intelligentes Messsystem.

↑ Der erzeugte Strom wird in der Regel alle 15 Min. gemessen und die Mengen an den **Messstellenbetreiber** übermittelt.

Erzeugung & Verbrauch

(Ein- und Ausspeisung)

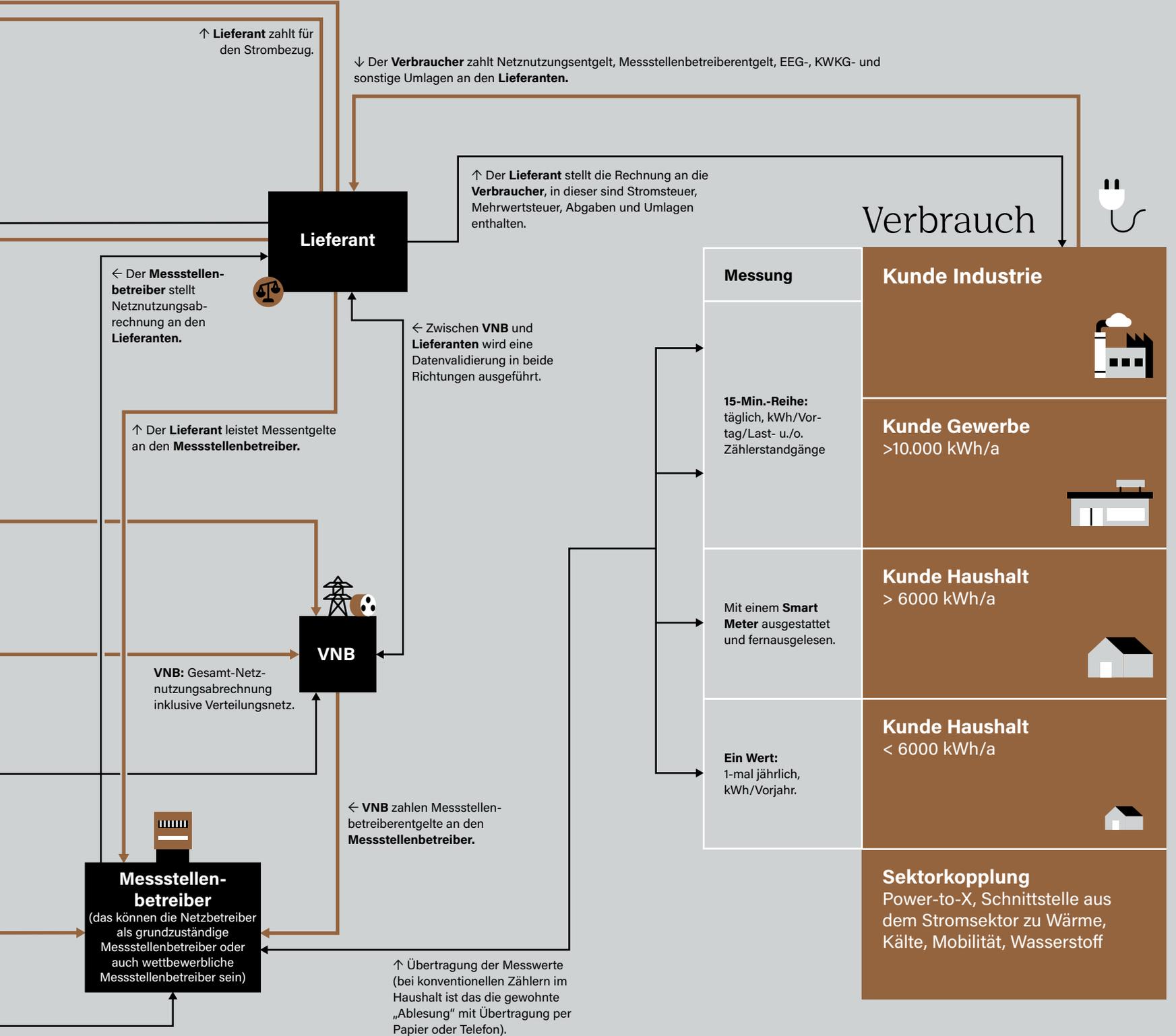
Speicher
z. B. Batterien, Schwungmasse, Pumpspeicherwerk 

Vermarktung
Individuelle Fördermechanismen.

Prosumer
Produzent und Konsument 

Zoom-ins auf Seite:

- 65 Smart Meter
- 68 Stromrechnung



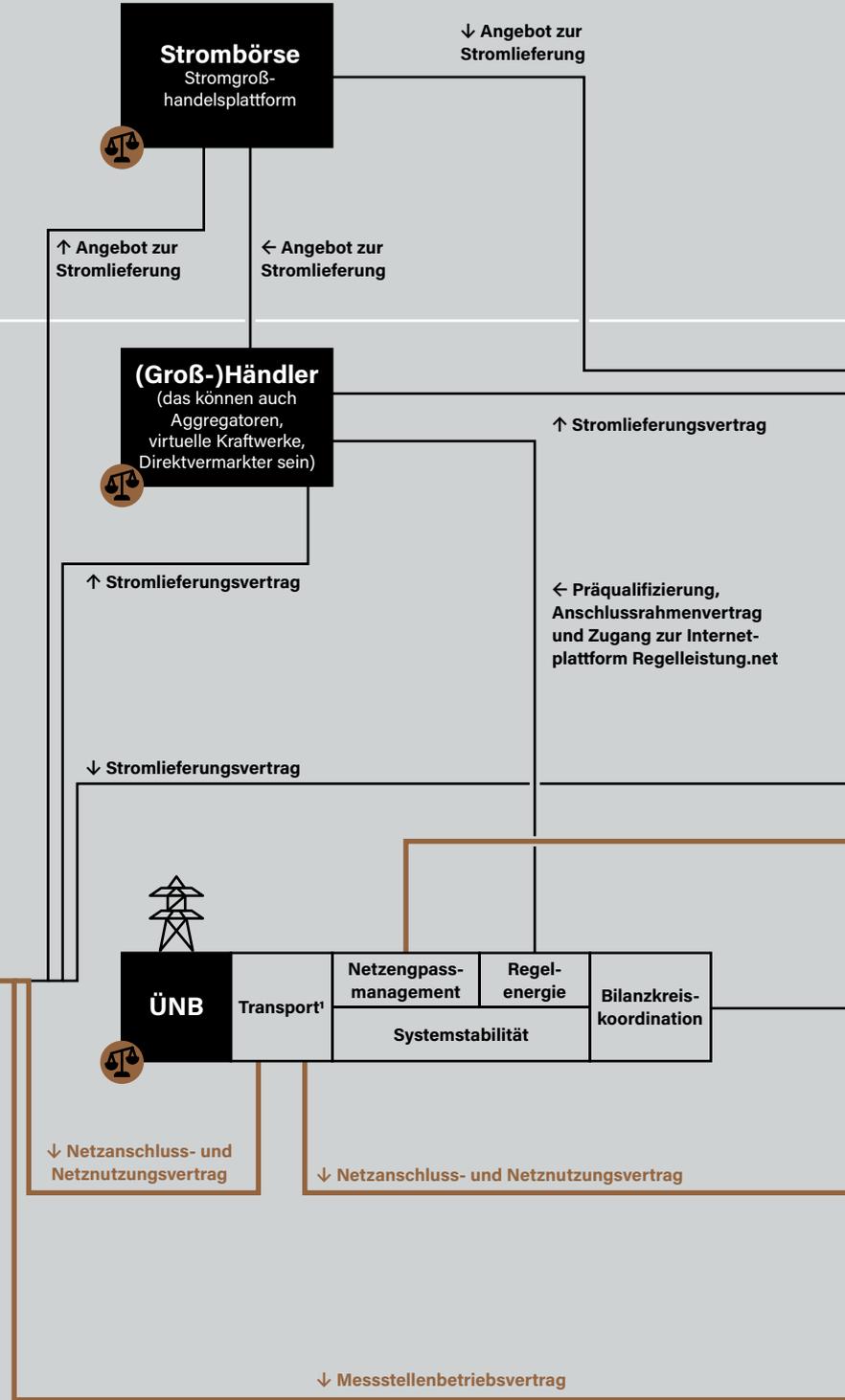
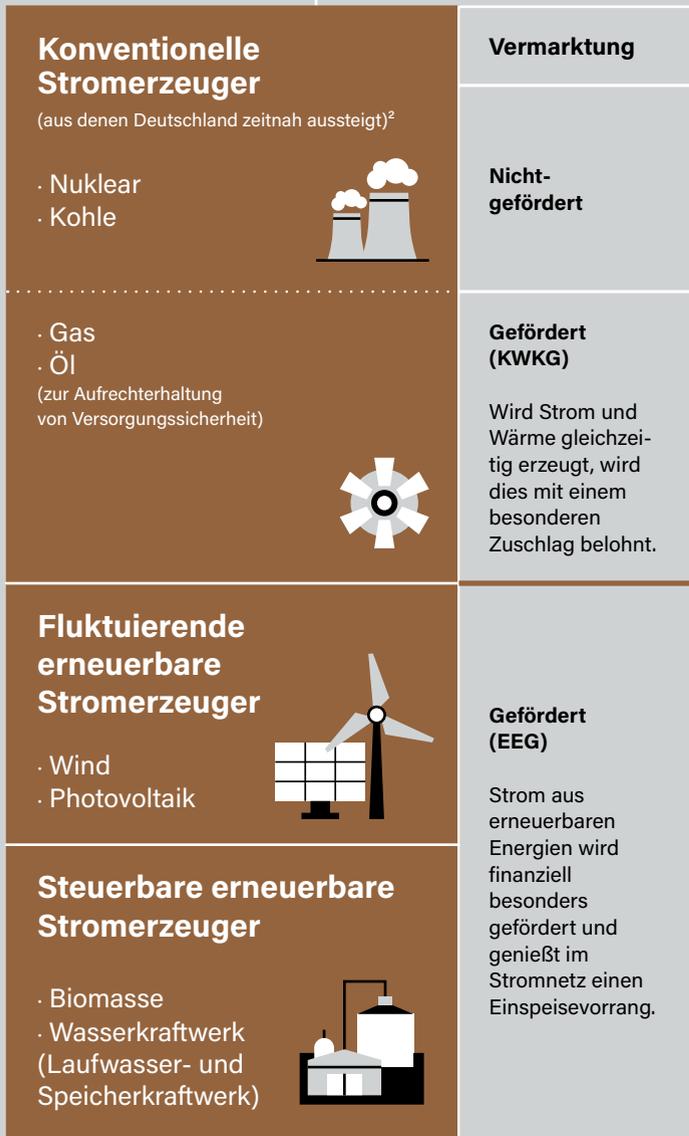
Der **Bilanzkreisverantwortliche (BKV)** trägt die Verantwortung für einen ausgeglichenen Bilanzkreis. Entsteht zum Erfüllungszeitpunkt ein Ungleichgewicht (Unter- oder Überdeckung), muss der BKV die wirtschaftlichen Folgen tragen, diese können negativ (Kosten) oder positiv (Erlöse) sein. Grundsätzlich sollen das Marktdesign und die finanziellen Anreize aber so gesetzt werden, dass alle BKV bestmöglich einen ausgeglichenen Bilanzkreis gewährleisten.

Spielregeln

Die Energiewirtschaft ist eine hochgradig regulierte Branche. Sie unterliegt zahlreichen gesetzlichen Vorgaben und intensiver staatlicher Kontrolle. Das hat einerseits damit zu tun, dass sie Teil der sogenannten „Daseinsvorsorge“, oder moderner ausgedrückt, der „kritischen Infrastruktur“ ist. Hinzu kommt, dass es sich bei den Stromnetzen um „natürliche Monopole“ handelt, die allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen müssen und zugleich keine unangemessenen Monopolrenditen erwirtschaften dürfen. Im Layer „Spielregeln“ geben wir einen Überblick der Vertragsverhältnisse, mit denen sich die Strommarkt-Akteure untereinander organisieren, und der Gesetze und Verordnungen, denen sie unterliegen.



Erzeugung



Alle Einspeiser ab 7 kW bekommen ein intelligentes Messsystem.
¹ Große Industriekunden können direkt an ÜNB angeschlossen sein, mit deren Lieferanten werden gesonderte Lieferanten-Rahmenverträge vereinbart.
² Siehe auch Kohleausstiegs- und Strukturstärkungsgesetz, 2038 (spätestens).

Gesetze & Verordnungen

- Europa**
Viele rechtliche Vorgaben basieren auf Europarecht, wie bspw. der EU-Elektrizitätsbinnenmarktlinie.
- EnWG**
Das Energiewirtschaftsgesetz enthält die Grundregeln für die Elektrizitäts- und Gasversorgung.
- EEG**
Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt die bevorzugte Netzeinspeisung und Förderung von erneuerbarem Strom.

- Regulierte Stromnetz
- Wettbewerblicher (liberalisierter) Strommarkt
- ... Aufsicht und Regulierung

Erzeugung & Verbrauch

(Ein- und Ausspeisung)

Speicher

z. B. Batterien, Schwungmasse, Pumpspeicherwerk



Vermarktung

Individuelle Fördermechanismen.

Prosumer

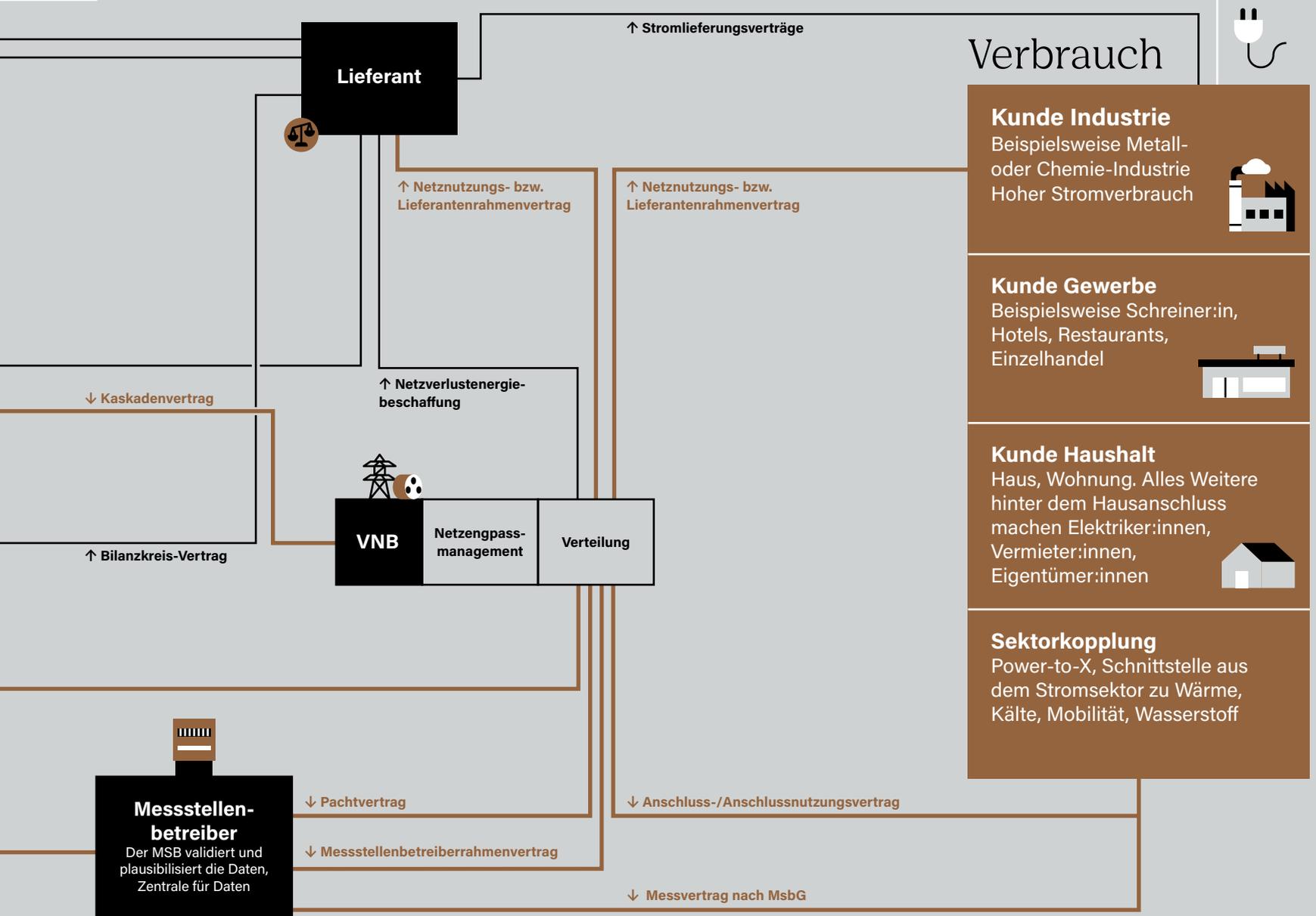
Produzent und Konsument



Zoom-ins auf Seite:

- 71 Zieldreieck
- 75 Das EEG
- 79 Unbundling

Der **Bilanzkreisverantwortliche (BKV)** trägt die Verantwortung für einen ausgeglichenen Bilanzkreis. Entsteht zum Erfüllungszeitpunkt ein Ungleichgewicht (Unter- oder Überdeckung), muss der BKV die wirtschaftlichen Folgen tragen, diese können negativ (Kosten) oder positiv (Erlöse) sein. Grundsätzlich sollen das Marktdesign und die finanziellen Anreize aber so gesetzt werden, dass alle BKV bestmöglich einen ausgeglichenen Bilanzkreis gewährleisten.



Quelle: Eigene Darstellung

KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz regelt die bevorzugte Netzeinspeisung und Förderung von gleichzeitig erzeugtem Strom und Nutzwärme.

StromNZV

Die Stromnetzzugangsverordnung enthält Regeln und Bedingungen für die Einspeisung von Strom in das Netz.

StromNEV

In der Stromnetzentgeltverordnung wird festgelegt, wie die Netzentgelte ermittelt werden; für bestimmte Großverbraucher und Verbrauchsmuster gibt es erhebliche Nachlässe.

ARegV

Die Anreizregulierungsverordnung regelt die Gewinne der Netzbetreiber, indem Erlösobergrenzen gesetzt werden, da Stromnetze natürliche Monopole sind.

MsbG

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt den Markt der Messstellen und ist Grundlage für die Einführung von „Smart Meter“.

NAV

Die Niederspannungsanschlussverordnung enthält Regelungen für den Anschluss an das Stromnetz.

Zoom-ins: Einblicke in die Stromwelt

Nach dem Überblick des Akteurs-Layer-Modells tauchen wir auf den folgenden Seiten mit insgesamt 17 Zoom-ins in ausgewählte Zusammenhänge unserer Stromwelt ein.

Physik:

- 23 Strom und Spannung.
- 25 Messen, Zählen, Wägen – Kennzahlen der Stromerzeugung
- 29 Netzbetriebsmittel (1 bis 5)
- 35 Systemführung
- 37 Frequenz
- 40 Systemdienstleistungen
- 45 Netzengpassmanagement
- 49 Die Kupferplatte
- 51 Dezentralisierung

Markt:

- 35 Systemführung
- 37 Frequenz
- 40 Systemdienstleistungen
- 45 Netzengpassmanagement
- 49 Die Kupferplatte
- 51 Dezentralisierung
- 56 Der Bilanzkreis
- 59 Regelenergie
- 61 Merit Order

Daten:

- 65 Smart Meter
- 68 Stromrechnung

Zoom-ins auf Seite:

- 71 Zieldreieck
- 75 Das EEG
- 79 Unbundling

Strom und Spannung. Zwei Grundgrößen der Elektrotechnik

Fernando Oster

Strom als Energieträger ist seit der Elektrifizierung der Beleuchtung im öffentlichen Raum und spätestens mit dem Einzug in die privaten Haushalte Ende des 19. Jahrhunderts aus unserem Alltag nicht mehr wegzudenken. Es hatte sich herausgestellt, dass Elektrizität, die umgangssprachlich meistens nur Strom genannt wird, ein hervorragender Energieträger ist – bequem und verlustarm zu transportieren, sauber und äußerst vielfältig zu nutzen.

Blitze am Himmel und an den Fingerspitzen

Die zugrunde liegende physikalische Kraft, der Elektromagnetismus, ist jedoch abstrakt und schwer greifbar, da wir ihr in der Natur nur selten bewusst begegnen. Allenfalls die elektrostatische Entladung, sei es in Form eines gewaltigen Blitzes während eines Unwetters oder die mit einem kurzen Kribbeln einhergehende Entladung des menschlichen Körpers, nachdem wir uns beispielsweise durch Reibung an bestimmten Materialien oder Fußböden aufgeladen haben, ist uns als Erscheinung aus der Natur bekannt.

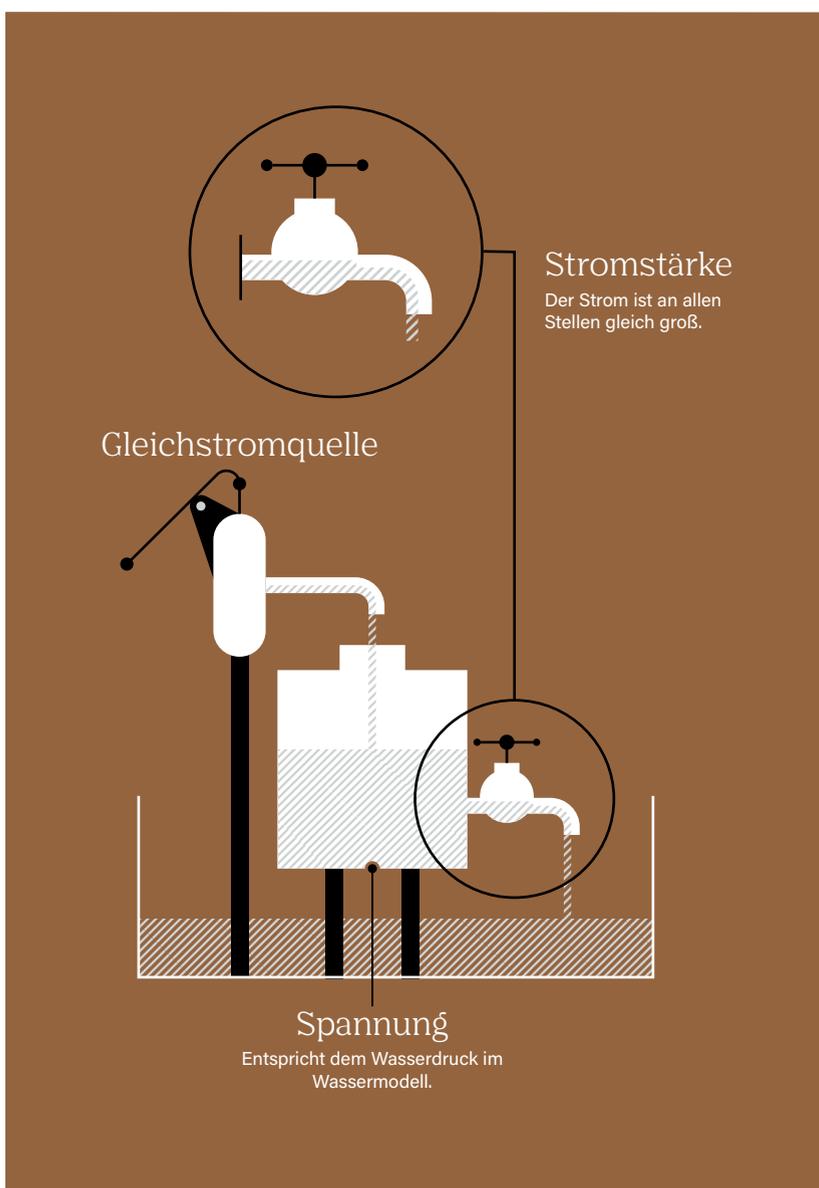
Die Stromvokabeln der Physik

In der Physik und Technik wird Elektrizität durch zahlreiche Bestimmungsgrößen charakterisiert: Ladung, Widerstand, Stromstärke, Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung,

um nur einige zu nennen. Zumindest einige dieser Bestimmungsgrößen lassen sich durch Analogien aus der Mechanik gut veranschaulichen, allen voran die beiden Grundgrößen Stromstärke und Spannung.

Die Analogie: Menge an Wasser & Menge an Ladungsträgern

Stellen wir uns hierzu eine Stromleitung im Vergleich zu einem Wasserrohr vor: Um zu beschreiben, wie viel Wasser durch ein Rohr fließt, können wir den Wasserstrom als Wassermenge pro Sekunde angeben, wir können also sagen: „Durch dieses Rohr fließt ein halber Liter Wasser pro Sekunde.“ Eine ganz ähnliche Angabe macht die elektrische Stromstärke, gemessen in Ampere (abgekürzt A), für die Stromleitung: Die Stromstärke drückt aus, welche Menge an elektrischen Ladungsträgern (beispielsweise die negativ geladenen Elektronen) pro Sekunde durch einen Leitungsabschnitt fließt. Und was beim Wasserrohr der Wasserhahn ist (wenn man ihn zudreht, sinkt der Wasserstrom auf null),



Elektrische Spannung als Antrieb des elektrischen Stroms

Auch der elektrische Strom fließt nicht von alleine durch seine Leitung, sondern braucht einen Antrieb. Was beim Wasserrohr die Höhendifferenz oder der Wasserdruck ist, ist beim elektrischen Strom die Potenzialdifferenz oder die Spannung, gemessen in Volt (abgekürzt V). Eine elektrische Spannung kann entweder in natürlichen Prozessen durch Trennung positiver und negativer Ladungsträger entstehen, wie es beispielsweise bei der Bildung von Gewitterwolken der Fall ist, oder man erzeugt sie künstlich in Kraftwerken durch große Elektrodynamos (Generatoren). Zu Hause an unserer Steckdose liegt zunächst eine elektrische Spannung an (die Steckdose steht unter Spannung, nicht unter Strom) – und der Strom beginnt erst dann zu fließen, wenn wir einen Stecker einstecken und den Schalter des elektrischen Gerätes einschalten.

Was eine Steckdose hergibt: Volt, Ampere und Watt bei mir zu Hause

Die Leistung (und davon abgeleitet auch die Arbeit), welche der Energieträger Elektrizität erbringen kann, hängt übrigens gleichermaßen vom elektrischen Strom und von der Spannung ab. Sie ist das Produkt beider Größen: Leistung ist Stromstärke multipliziert mit der Spannung. Wenn aus einer Steckdose mit 230 Volt ein Strom von 2 Ampere fließt, kann eine Leistung von 460 Watt entnommen werden. Steckdosen im Haushalt sind üblicherweise auf maximal 16 Ampere abgesichert. 230 Volt sind die übliche Netzspannung für Hauskund:innen in Europa. Das ist nicht überall auf der Welt so. In den USA beispielsweise beträgt die Netzspannung nur 115 Volt, sodass für dieselbe Leistung ein doppelt so hoher Strom wie in Europa fließen muss.

Das Grundprinzip von Stromstärke und Spannung – Anhand der Wasseranalogie

Quelle: Eigene Darstellung

ist bei der Stromleitung der Schalter (wenn man ihn öffnet, wird der elektrische Strom unterbrochen und sinkt ebenfalls auf null).

Ein Antrieb wird benötigt!

Doch wie kommt es, dass Wasser durch das Rohr fließt? Jedenfalls tut es uns nicht den Gefallen, ganz von allein vom Brunnen durch die Steigleitung in unsere Wohnung im Obergeschoss zu fließen und dort aus dem Hahn zu sprudeln, sobald wir ihn öffnen. Das Wasser braucht einen Antrieb. Entweder fließt es aufgrund einer Höhendifferenz von oben nach unten, so wie es schon die alten Römer kunstfertig in ihren Aquädukten gelöst haben, um Wasser aus den Gebirgsquellen zu den Städten zu bringen. Oder es wird mit Pumpen ein Wasserdruck aufgebaut, welcher das Wasser in die Rohre presst – so funktioniert heutzutage in den meisten Städten die Wasserversorgung. Übrigens wird dabei so viel Energie benötigt, dass die Wasserversorgung zu den größten Energienutzern der Stadt zählt – aber das ist eine andere Geschichte.

Messen, Zählen, Wägen – Kennzahlen der Stromerzeugung

Niko Rogler

Die Stromwelt hat ihre eigene Fachsprache – einige der häufig verwendeten Begriffe stellen wir hier vor, zusammen mit einigen Daten und Fakten.

Brutto- vs. Nettostrom- erzeugung

Die Bruttostromerzeugung gibt an, wie viel Strom in allen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Jahres in Deutschland insgesamt produziert wurde. Diese Strommenge steht den Verbraucher:innen aber nicht vollständig zur Verfügung, weil die einzelnen Kraftwerke und Anlagen jeweils einen eigenen Stromverbrauch haben. Zieht man diesen ab, erhält man die Nettostromerzeugung. Also die Menge an Strom, die tatsächlich in die Netze eingespeist wird bzw. für die Nutzer:innen zur Verfügung steht.

Brutto- vs. Nettostrom- verbrauch

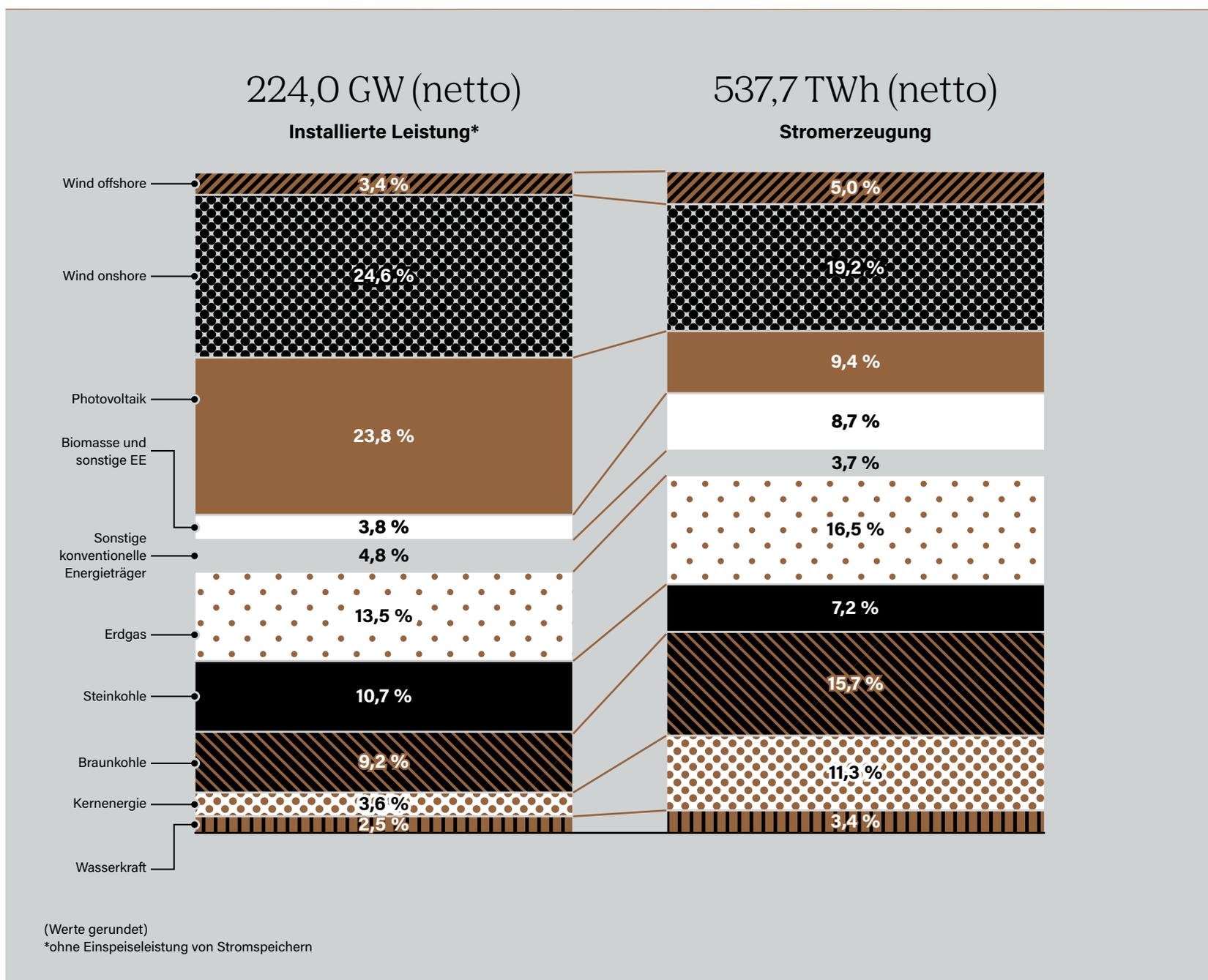
Um herauszufinden, wie viel Strom in Deutschland genutzt wurde, nimmt man die Nettostromerzeugung, addiert die Stromimporte aus anderen Ländern und zieht die Stromexporte in andere Ländern ab. Dadurch erhält man den deutschen Bruttostromverbrauch, der angibt, wie viel Strom in Deutschland insgesamt verbraucht wurde. Möchte man wissen, wie viel von diesem Strom einem tatsächlichen Nutzen zugeführt wurde, zieht man die Speicherzufuhr ab (dieser Strom wurde für einen zukünftigen Nutzen eingespeichert und fällt daher hier nicht ins Gewicht) und addiert die Speicherentnahme (dieser Strom kommt quasi aus der Vergangenheit und wird nun einem konkreten Nutzen zugeführt). Zusätzlich werden noch die Netzverluste und statistische Differenzen abgezogen. Dadurch ergibt sich der Nettostromverbrauch.

| | 2019 Mrd. kWh (TWh) | 2020 Mrd. kWh (TWh) |
|---|------------------------|------------------------|
| Bruttostromerzeugung | 603,5 | 564,5 |
| Eigenverbrauch der Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen | 30,2 | 26,7 |
| Nettostromerzeugung darunter aus: | 573,3 | 537,8 |
| Fossile Energieträger** | 266,6 | 231,5 |
| Kernenergie | 71,0 | 60,8 |
| Erneuerbare Energien | 235,7 | 245,5 |
| Einfuhr | 39,6 | 48,2 |
| Ausfuhr | -74,5 | -69,1 |
| Austauschsaldo | -34,9 | -20,9 |
| Bruttostromverbrauch | 538,4 | 516,9 |
| Speicherzufuhr | -8,2 | -8,9 |
| Speicherentnahme | 6,0 | 6,6 |
| Differenz Speicher | -2,2 | -2,3 |
| Netzverluste und statistische Differenzen | -24,6 | -26,6 |
| Nettostromverbrauch | 511,6 | 488,0 |

*gesamte Stromwirtschaft einschl. Industriekraftwerke sowie Anlagen zur Selbstversorgung Dritter, **vorläufig, teilweise geschätzt

Bilanz der Stromversorgung in Deutschland*

Quelle: BDEW (2020)

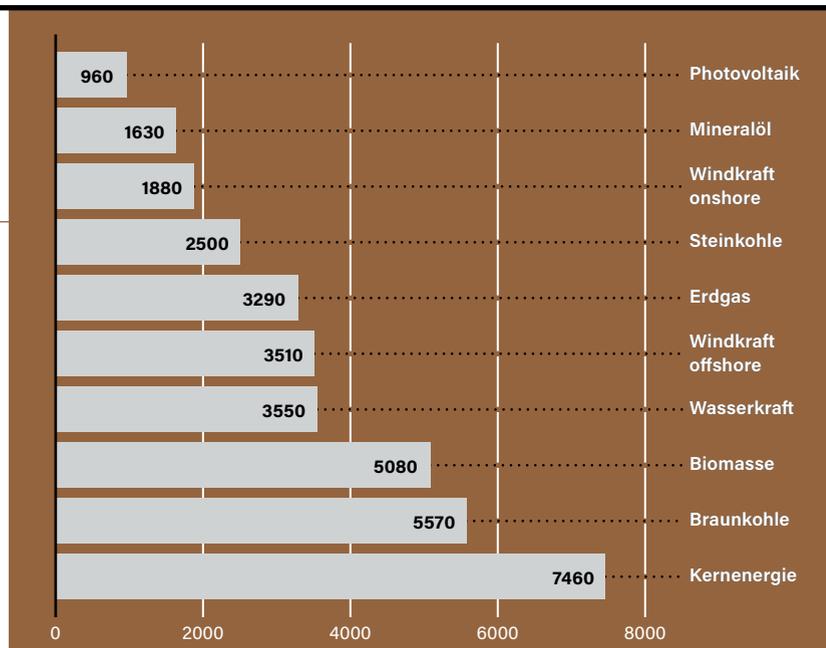


Installierte Leistung und Erzeugung 2020

Quellen: Destatis, BDEW (2020)

Installierte Leistung vs. Stromerzeugung

Die installierte Leistung eines Kraftwerks gibt an, welche elektrische Leistung es unter optimalen Betriebsbedingungen erzeugen kann. Wenn beispielsweise eine Windkraftanlage eine installierte Leistung von 5 MW (Megawatt) hat, bedeutet das, dass sie unter festgelegten, optimalen Windbedingungen diese elektrische Leistung erreicht. Weht der Wind schwächer, gibt die Windkraftanlage entsprechend weniger elektrische Leistung ab. Die abgegebene Energiemenge errechnet sich als Produkt aus der tatsächlichen Leistung und der Zeit (oder präziser gesagt: als Integral der tatsächlichen Leistungsabgabe über die Zeit). Läuft also die Anlage mit 5 MW eine Stunde lang auf Vollast, so erzeugt sie $5 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} = 5 \text{ MWh}$. Das entspricht ungefähr dem gesamten jährlichen Strombedarf von zwei durchschnittlichen Haushalten. Tatsächlich aber variiert die Windstärke und damit



Volllaststunden der einzelnen Energieträger über das Jahr in Deutschland in Stunden

Quelle: BDEW (2020)

die abgegebene Leistung über das Jahr hinweg. Um die Produktivität verschiedener Kraftwerke vergleichbar zu machen, unterstellt man, die gesamte Stromerzeugung einer Anlage sei im Volllastbetrieb entstanden, um dann die theoretischen Volllaststunden auszurechnen, also: (Jahres-)Volllaststunden ist gleich gesamte jährliche elektrische Energiemenge aus der Anlage geteilt durch die installierte Leistung. Der Quotient gibt an, wie viele der 8.760 Stunden des Jahres ein Kraftwerk theoretisch mit voller Leistung laufen müsste, um die erzeugte Menge Strom zu erhalten.

Beispielsweise produzieren 55,1-GW-Windturbinen an Land 103,2 TWh Strom, 53,3-GW-Photovoltaikanlagen jedoch nur 50,5 TWh. Die Onshore-Windkraft kommt damit in Deutschland auf ca. 1.880 Volllaststunden und Photovoltaik knapp auf 1.000 (siehe Grafik zu Volllaststunden, vorherige Seite). So ergibt sich, dass die Anteile an Wind und Photovoltaik, gemessen nach installierter Leistung, deutlich größer sind als nach tatsächlicher Stromerzeugung. Grundlastkraftwerke, wie z. B. Kern- und Braunkohlekraftwerke, haben deutlich höhere Volllaststunden als Spitzenlastkraftwerke, wie z. B. Gasturbinen. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen hängen die Volllaststunden mit dem Dargebot an Wind und Sonne zusammen, sodass sie natürlicherweise niedriger liegen als die allzeit verfügbaren Brennstoffe. Windenergie auf See hat durch konstantere Winde höhere Volllaststunden als Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen im Sommer aufgrund der höheren Anzahl an Sonnenstunden mehr Volllaststunden als im Winter.

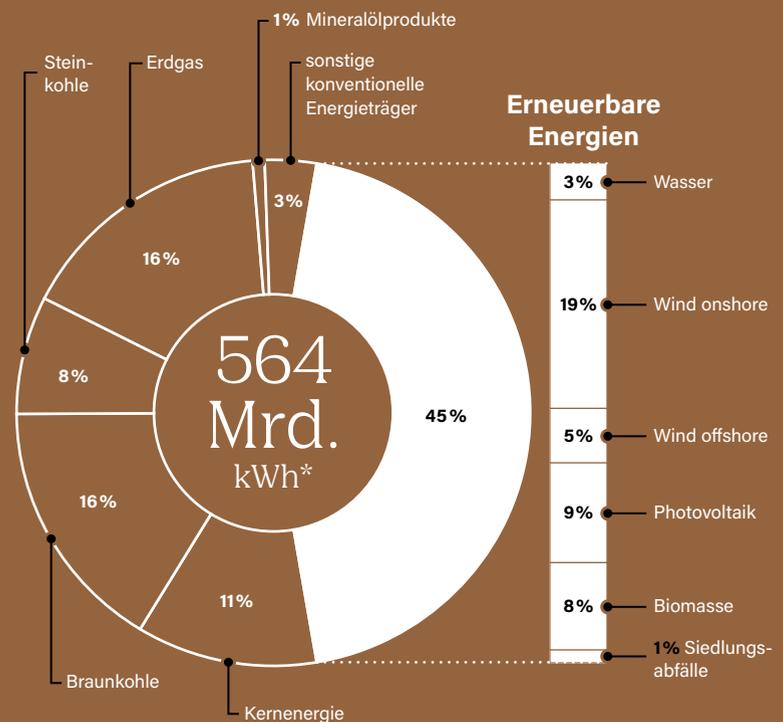
Wie sieht die Bruttostromerzeugung in Deutschland aus?

In Deutschland wurde Strom traditionell größtenteils über den heimischen Energieträger Braunkohle und die überwiegend importierten Energieträger Steinkohle, Erdgas, Erdöl und Uran gewonnen. In den letzten zwei Jahrzehnten hat sich dieser Erzeugungsmix durch die Förderung von erneuerbaren Energien über das EEG sehr stark zugunsten von Wind und Photovoltaik verändert. Zusätzlich hat die Europäische Union mit der Einführung des Emissionshandels 2005 (European Union Emissions Trading System, EU-ETS) die ausgestoßene Menge an CO₂ über die Ausgabe von Verschmutzungsrechten einer Mengenregulierung (Zertifikate: European Union Allowance - EUA) und dadurch auch einer Preisbildung unterworfen. Die anfangs niedrigen Preise der Zertifikate von unter 10 € zum Ausstoß einer Tonne CO₂ sind seit 2017 auf teilweise über 30 € gestiegen.

Die Kombination aus der Förderung von Erneuerbaren und dem höheren Preis von CO₂, das größtenteils bei der Verbrennung fossiler Energieträger entsteht, hat dazu geführt, dass die Rentabilität von Braun- und Steinkohle in jüngster Zeit zugunsten von erneuerbaren Energien und Erdgas abgenommen hat. Dieser „Fuel Switch“ wird sich höchstwahrscheinlich in Zukunft verstetigen, wenn der Preisdruck der EU-ETS anhält. Erdgas setzt sich derzeit aufgrund des gegenüber Öl und Kohle geringeren spezifischen

CO₂-Gehalts besser am Markt durch. Die Nutzung von Kernenergie zur Erzeugung von Strom endet per gesetzlichem Ausstieg in Deutschland im Dezember 2022.

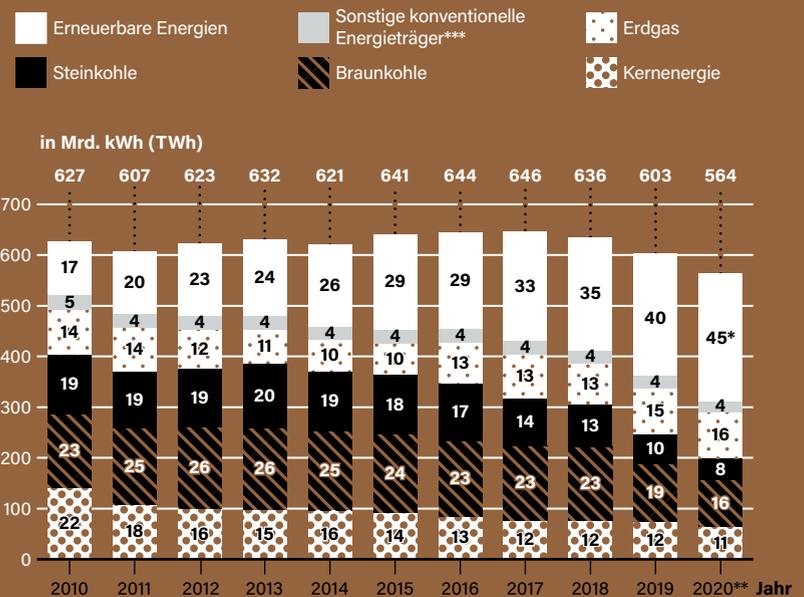
Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2020



* vorläufig, teilweise geschätzt

Entwicklung der Bruttostromerzeugung seit 2010

Angabe der Anteile in %



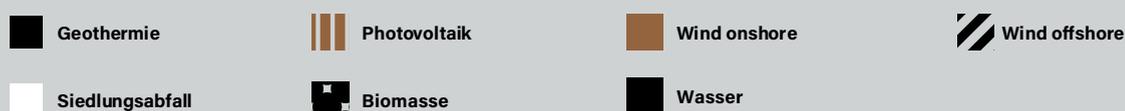
(Werte gerundet)
 *in der Erzeugung 45 %, bezogen auf den Stromverbrauch 46 %
 **vorläufig, teilweise geschätzt
 *** u.a. nicht-erneuerbare Abfälle, Heizöl, Hochfengas, ohne Entnahmen aus Stromspeichern wie Pump- oder Batteriespeicher

Quellen: BDEW, Schnellstatistikerhebung, Destatis, EEX, VGB, ZSW (2020)

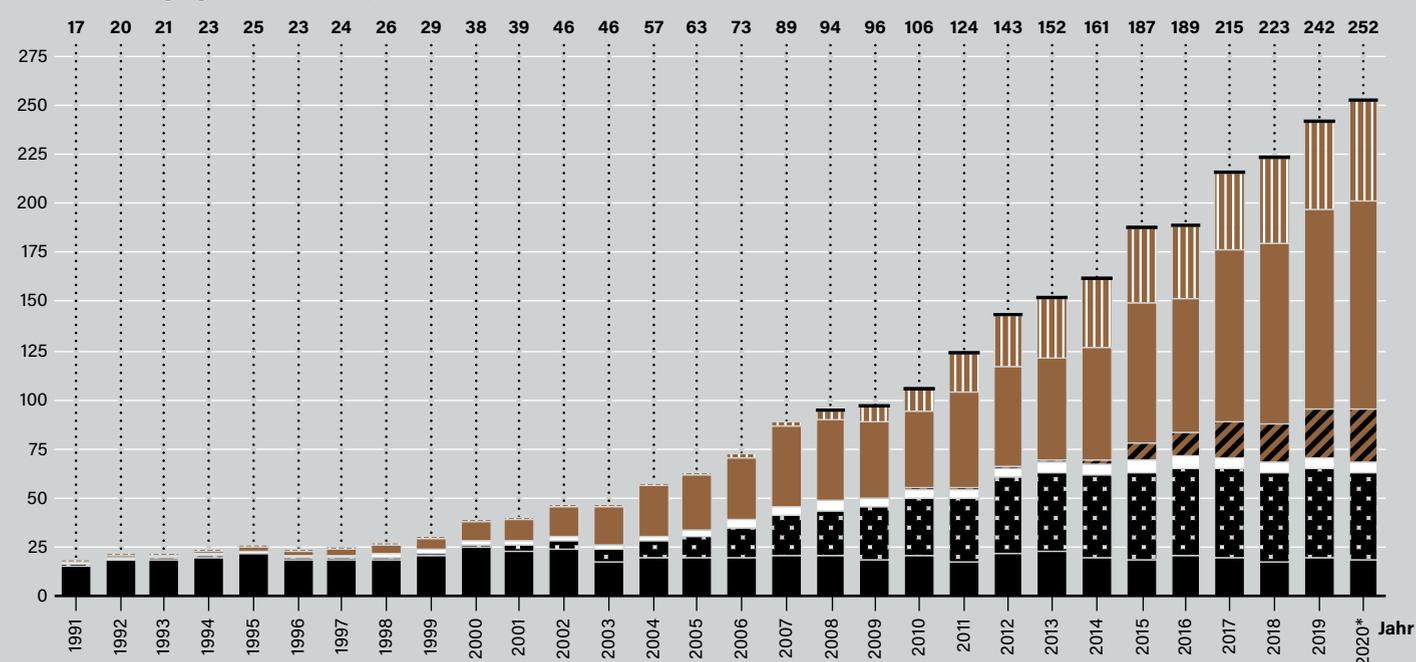
infobox Was genau ist „erneuerbare“ Energie?

Erneuerbare (regenerative) Energien sind der Grundpfeiler einer nachhaltigen Energieversorgung. Sie sind dadurch gekennzeichnet, dass entweder kein Rohstoff verbraucht wird oder der genutzte Energieträger sich ähnlich schnell regeneriert, wie er verbraucht wird; dazu zählt unter anderem die Biomasse oder die Geothermie (Erdwärme). Die Sonne ist nach menschlichen Maßstäben zum Beispiel eine unendliche Energiequelle und Ähnliches gilt für die Windenergie als von der Sonnenenergie abgeleitete Energieform. Fossile Energieträger (Kohle, Erdöl und Erdgas) hingegen benötigen Millionen von Jahren für ihre Entstehung und sind daher für uns Menschen endlich, weil sie deutlich schneller aufgezehrt werden, als sie entstehen können. Eine Besonderheit stellt die Kernenergie dar, die in manchen Ländern als quasi-erneuerbare Energie angesehen wird, da sie weitgehend ohne CO₂-Emissionen auskommt. Diese Sicht teilen die Autoren ausdrücklich nicht – Kernkraft ist zwar entstehungsgeschichtlich etwas anderes als die fossilen Energieträger, aber sie ist eben auch keine regenerative Energiequelle und ihre Nutzung geht mit ganz erheblichen Risiken (siehe Tschernobyl und Fukushima) und der Entstehung massiver Langzeitlasten (strahlende Abfälle) einher. Die Grafik unten zeigt die Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland.

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland



Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh (TWh)



* vorläufig, teilweise geschätzt

Netzbetriebsmittel ^{1 2 3} _{4 5}

Niels Ehlers und Thomas Röstel

Stromnetze stellen das physikalische Rückgrat im elektrischen Energiesystem dar. Sie verbinden Stromerzeuger und -nutzer und sind unerlässlich für einen sicheren Systembetrieb. Was gehört eigentlich zu einem Stromnetz? Wer auf dem Land lebt, kennt den Anblick von Freileitungen oder auch von Umspannwerken. In den meisten Städten hingegen befindet sich der allergrößte Teil der Netzbetriebsmittel unsichtbar im Untergrund oder in meist unauffälligen Gebäuden.

Spannungsebenen und Netzverluste

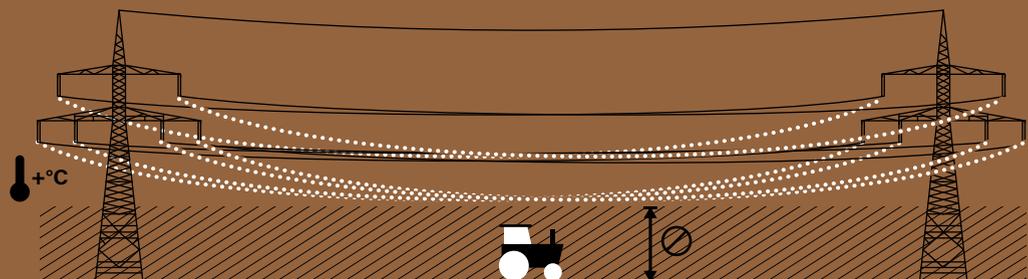
Um Kühlschränke, Computer oder andere elektrische Geräte zu betreiben, wird elektrische Leistung benötigt. Oft spricht man von Strom aus der Steckdose, aber der Strom wäre nutzlos ohne eine entsprechende Spannung und würde ohne Stromstärke überhaupt nicht fließen. Zum besseren Verständnis kann man die Analogie zu einem Wasserrohr bemühen: Dort entspricht die Spannung dem Wasserdruck und die Stromstärke der durchfließenden Wassermenge. Beides zusammen ergibt als Produkt die elektrische Leistung. Im elektrischen Netz nutzt man meist drei Stromleiter (Phasen). Im Haushaltsbereich, wo meist noch ein Nullleiter und eine Erdung aus Sicherheitsaspekten hinzukommen, beträgt die Spannung meist 230 V zum Nullleiter bzw. 400 V zwischen zwei Phasen (dies gilt für Europa). Beim Transport des Stroms in der Leitung entstehen Verluste in Form von Wärme. In Deutschland gehen über alle Netzebenen hinweg rund 4 Prozent der bereitgestellten elektrischen Energie im Stromnetz verloren. Diese Verluste sind weitgehend abhängig vom durchfließenden Strom. Erhöht man die Spannung, kann bei gleicher nutzbarer Leistung der Strom reduziert werden, wodurch die Verluste reduziert werden. Für weiträumige Transporte wird der Strom daher auf höhere Spannungen transformiert. Die Wahl der Spannungsebene ist

immer ein Kompromiss zwischen eingesparten Verlusten und dem notwendigen Aufwand, der bei höheren Spannungen für die Isolation gegen Kurzschlüsse und die steigenden Sicherheitsabstände der Freileitungen entsteht.

Zwischen zwei Strommasten: Leiterseil und Durchhang

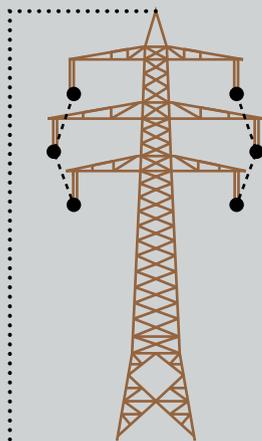
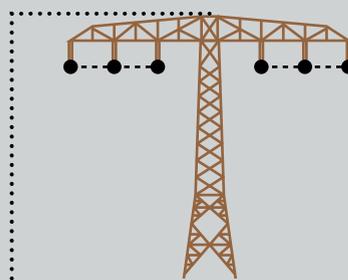
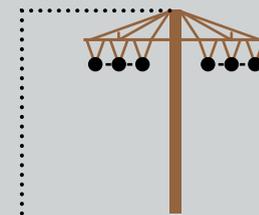
Neben den Netzverlusten kann die Erwärmung der Stromleitungen zu weiteren ungewünschten Effekten führen. Durch die Erwärmung dehnt sich das Leiterseil aus und der Durchhang vergrößert sich. Üblicherweise sind Freileitungen für Temperaturen bis zu 80 °C ausgelegt. Um auch bei einer Erhöhung der Auslastung der Leitung die Sicherheitsabstände einhalten zu können, müssen daher entweder die Masten erhöht werden, oder es werden neue Hochtemperaturleiterseile eingesetzt, welche sich aufgrund neuer Materialien weniger ausdehnen und auch für Temperaturen über 100 °C ausgelegt sind. Zusätzlich werden die Temperaturdaten zunehmend kontinuierlich erfasst, um z. B. bei kaltem Wetter und hohen Windgeschwindigkeiten, d. h. bei guter Kühlung der Leiterseile, höhere Transportleistungen zu ermöglichen.

Die Erwärmung von Leitungen durch Stromfluss führt zur Ausdehnung des Metalls und damit zu stärkerem Durchhang. Die Leitungen sind daher so ausgelegt, dass eine Mindesthöhe bei Erwärmung eingehalten wird und dadurch kein Kurzschluss mit Objekten unterhalb der Leitungen entstehen kann.



Durchhang von Stromleitungen bei Erwärmung

Quelle: Eigene Darstellung

**Tonnenmast****Höhe:** Ø 66–76 m**Form:** Leiteranordnung untereinander**Besonderheit:** Werden bei Wald-durchquerungen benutzt, um die Trassenbreite so gering wie möglich zu halten.**Einebenenmast****Höhe:** Ø 37–47 m**Form:** Leiteranordnung in einer Ebene**Besonderheit:** Es müssen immer zwei Erdseile oberhalb der Leiterseile mitgeführt werden.**compactLine****Höhe:** Ø 32–36 m**Form:** Leiteranordnung in einer Ebene**Besonderheit:** Durch kompaktere Bauart verringert sich die Trassenbreite.

Unterschiedliche Arten von Strommasten und ihre Charakteristiken

Quelle: 50Hertz (2020)

Freileitungen: Man spricht von Seilen, nicht von Kabeln

Die allergrößten Teile des Übertragungsnetzes sowie speziell die höheren Spannungsebenen im Verteilungsnetz werden mit Freileitungen errichtet. Freileitungen, auch als Überlandleitungen bezeichnet, bestehen aus Leiterseilen, welche an Masten aufgehängt sind. Die spannungsführenden Leiterseile sind nur durch die umgebende Luft vom Erdboden isoliert, besitzen also im Gegensatz zu Kabeln keine Isolatorhülle. Daher müssen sie mit Isolatoren (aus Keramik, Porzellan, Glas oder Kunststoff) an den Freileitungsmasten aufgehängt werden, da ansonsten der Freileitungsmast einen elektrischen Kurzschluss zwischen Leiter und Erdboden herstellen würde.

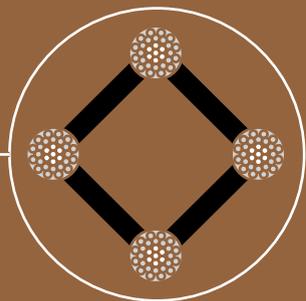
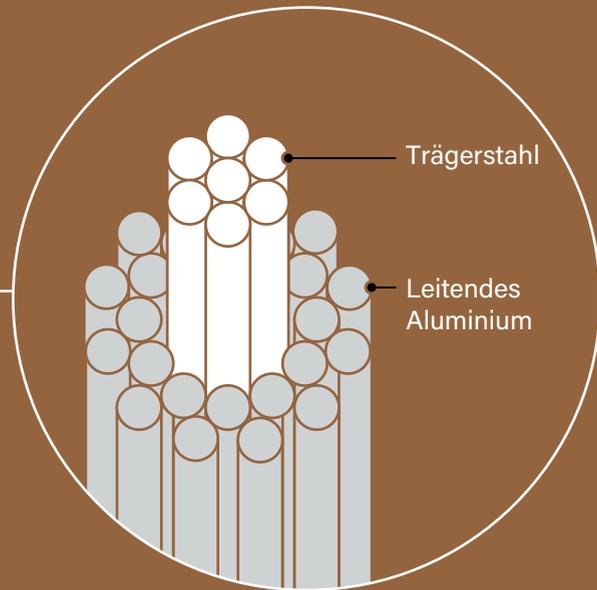
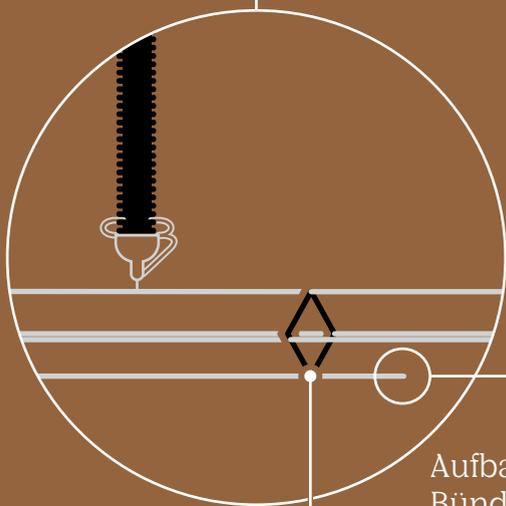
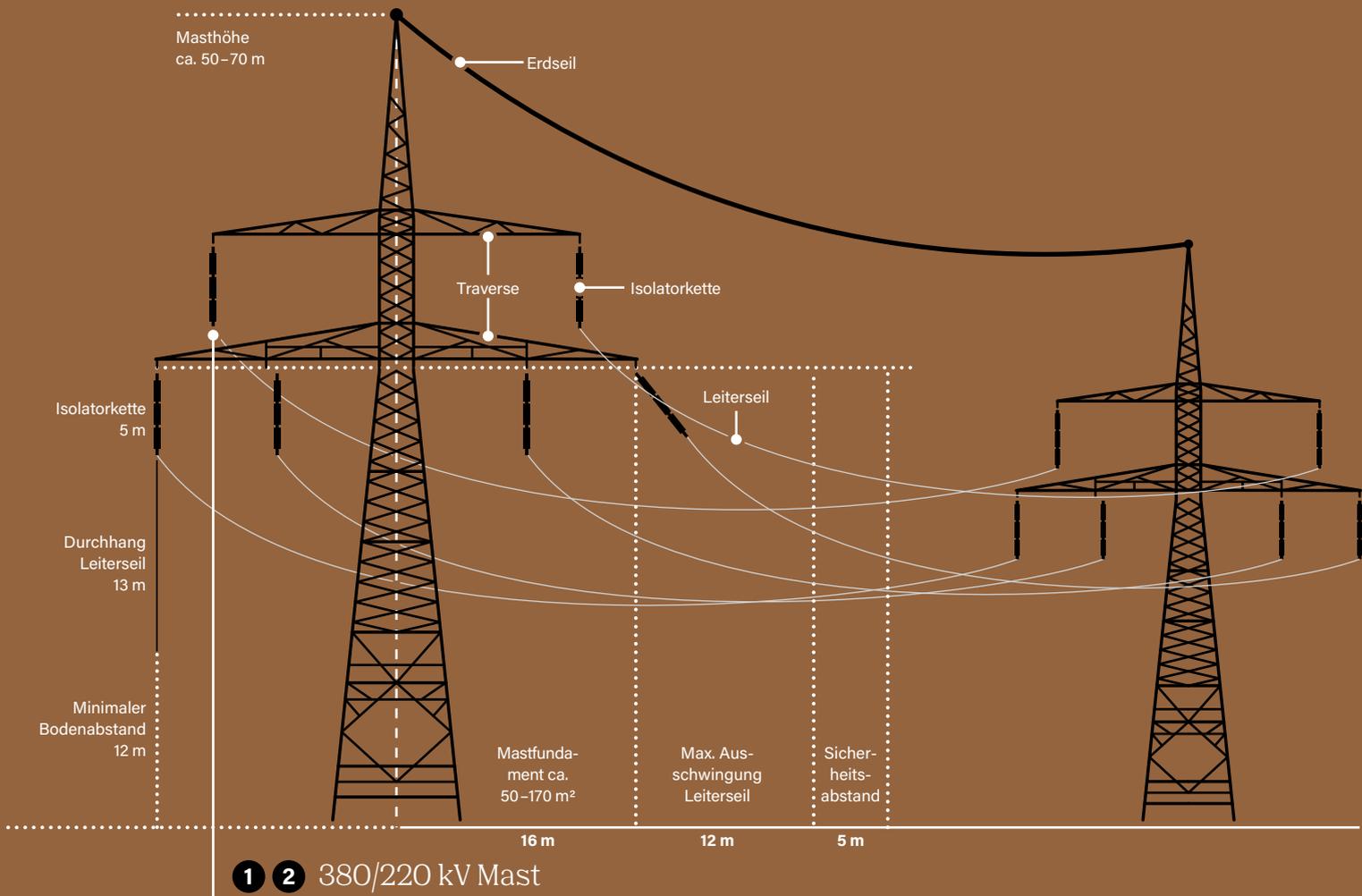
Aluminium statt Kupfer, und: Bündelleiter beugen Korona-Effekten vor

Leiterseile können aus verschiedenen metallischen Leitern bestehen. Speziell im Hochspannungsnetz sind Aluminium-Stahl-Verbundseile üblich. In der Mitte des Seils befindet sich ein mehradriger Stahlkern, welcher der Zugfestigkeit des Seils dient. Außen herum befindet sich ein Geflecht aus Aluminiumadern, welche eine gute elektrische Leitfähigkeit

besitzen und zudem viel leichter sind als Kupfer. Kupfer wäre ein besser leitendes Metall, ist aber schwerer und teurer als Aluminium. Bei Hoch- und Höchstspannungen werden Bündelleiter eingesetzt – das sind mehrere, miteinander verbundene Leiterseile, welche die elektrische Belastbarkeit der Leitung erhöhen und dafür sorgen, den unerwünschten Korona-Effekt zu verringern. Dieser hat nichts mit der Covid-19-Pandemie zu tun, sondern ist eine elektrische Entladung, die sich um elektrische Leitungen einstellen kann und sich durch Knistern, Brummen und Leuchterscheinungen bemerkbar macht.

Noch mehr neue Vokabeln aus großer Höhe: *Donaumast, Tonnenmast, Einebenenmast, Langstabisolator, Erdseil...*

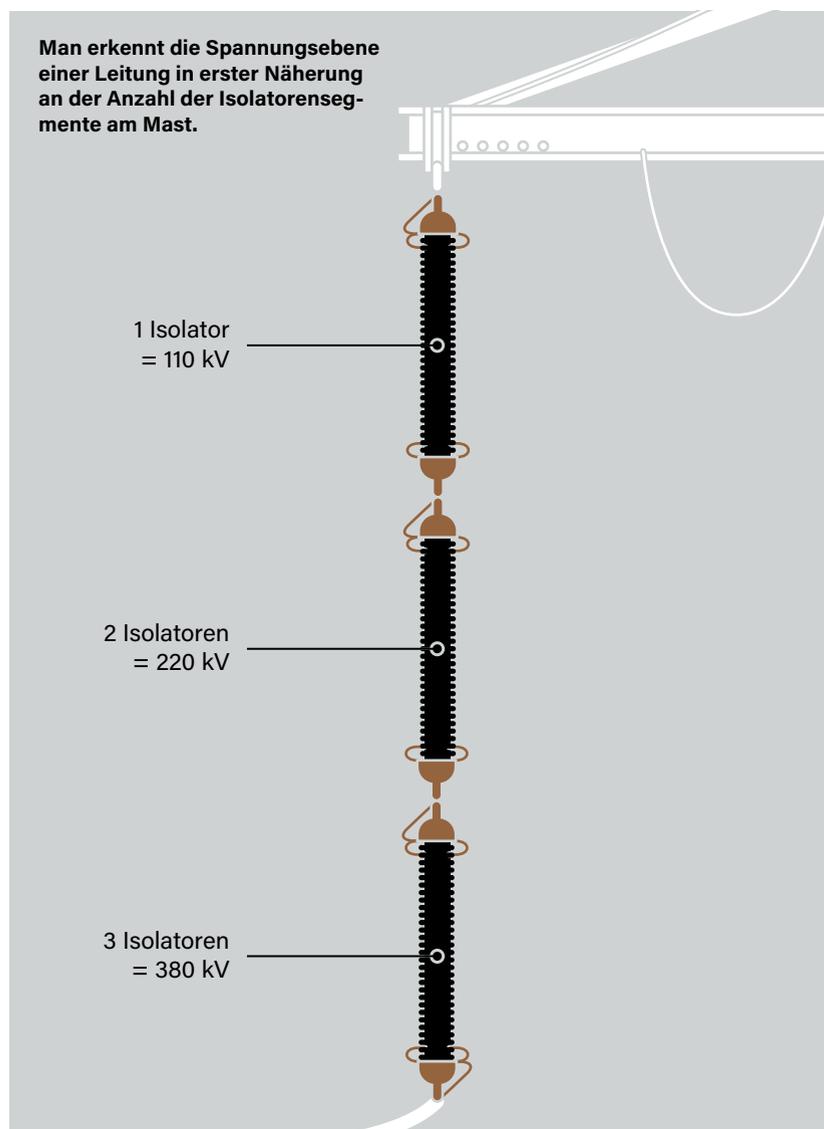
In der Hoch- und Höchstspannungsebene werden in Deutschland üblicherweise Stahlfachwerkmasten verwendet, welche in unterschiedlichen Bauformen vorkommen – etwa als Donaumast, als Tonnenmast oder als niedriger ausgeführter Einebenenmast. Die Leiterseile werden an Hängeisolatoren aufgehängt, die für Spannungen ab 110 kV bevorzugt als Langstabisolatoren aus Porzellan ausgeführt werden. Bei Höchstspannungen werden sogar Ketten aus mehreren solcher Isolatoren eingesetzt. Die Länge der Isolatoren gibt also einen Hinweis auf die Spannungsebene: Je länger die Isolatorkette, desto höher die Spannung. Auf



den Freileitungsmasten werden stets drei Leitungen oder ein Vielfaches davon – sechs oder neun Leitungen – verlegt, da ein Drehstromsystem aus drei Leitungen besteht. Ganz oben auf dem Mast, allerdings ohne Isolator angebracht, befinden sich fast immer ein oder zwei Erdseile, welche dem Blitzschutz dienen. Übrigens wird in modernen Erdseilen zugleich ein Glasfaserkabel zur Datenübertragung integriert.

Das Kabel: Leiter und Isolator

Im Gegensatz zu einer Freileitung besteht ein Kabel definitionsgemäß aus einem Leiter und einem Isolator. Kabel werden in Deutschland meistens unter der Erde verlegt, was dem Landschaftsbild entgegenkommt und speziell der städtischen Infrastruktur dient, allerdings hohe Anforderungen an den technischen Aufbau der Kabel und an den Betrieb dieser Infrastruktur stellt. Stromleitungen, die als Kabel ausgeführt werden, sind daher um ein Mehrfaches teurer als Freileitungen. Die technischen Anforderungen an Kabel steigen mit der Spannungshöhe, sodass sie üblicherweise nur in der Mittel- und Niederspannung zum Einsatz kommen. In Deutschland haben sie eine Gesamtlänge von etwa 1,77 Millionen km – das würde rund 44-mal um den Äquator reichen.



Die Isolatoren

Quelle: 50Hertz (2020)

Ältere und moderne Kabel

Kabel bestehen aus metallischen Leitern, entweder aus Kupfer oder Aluminium, welche mit einem Isolator elektrisch gegen die Umgebung abgeschlossen sind. Die alten Masse-Papier-Kabel sind mit ölgetränktem Masse-Papier umwickelt und haben sich als extrem langlebig erwiesen – einige sind seit annähernd hundert Jahren im Einsatz. Moderne Kabel sind kunststoffisoliert und wahre Hightech-Produkte, die höchste Anforderungen an die verwendeten Materialien und an die Produktionsqualität stellen. Denn auf kürzester Distanz von einigen Millimetern bis Zentimetern liegen Wechselspannungen bis zu 110 kV an, die zum elektrischen Durchschlag führen und damit das Kabel zerstören können, wenn die Isolierung auch nur mikroskopische Störstellen hat.

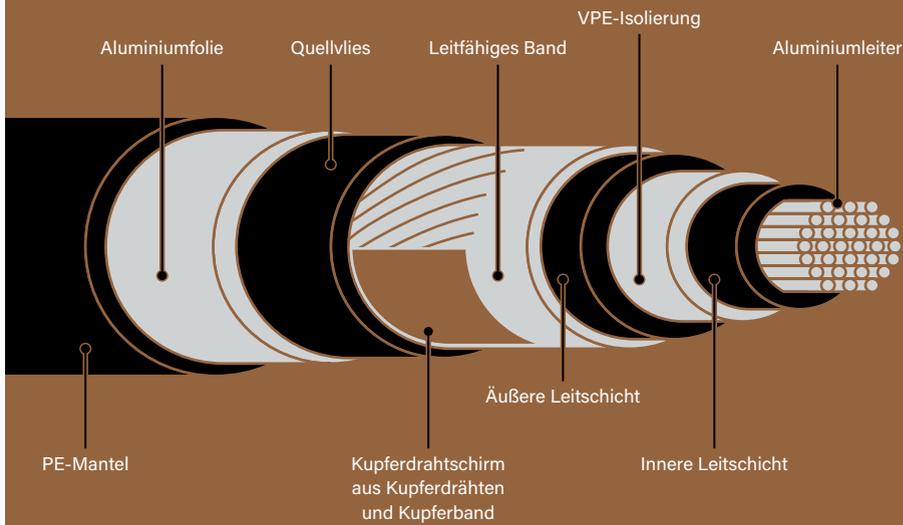
Hoch- und Höchstspannungskabel

In einigen besonderen Fällen und mit erheblichem technischen Aufwand werden Kabel auch in höheren Spannungsebenen eingesetzt. Zum Beispiel unter Berlin: Um die Stadt an das Höchstspannungsnetz anzuschließen, verläuft in ihrem Untergrund eine ca. 29 km lange Kabeldiagonale, in der aktiv gekühlte 380-kV-Kabel in einem Tunnel verlegt sind. Höchstspannungskabel in Gleichstromtechnik werden in den neuen Stromautobahnen eingesetzt und sind in Deutschland in dem Umfang bisher ein Novum. Man spricht hier von HGÜ, der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, mit der z. B. der SüdOstLink ausgerüstet ist. Dabei handelt es sich um eine 525-kV-Trasse der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT, die für den optimalen Transport der Windenergie sorgt: Der windreiche Norden soll besser mit den (industriellen) Nutzern im Süden Deutschlands verbunden werden. Und schließlich kommen Hochspannungskabel in Form von Seekabeln auch zur Anbindung der Windparks auf See, der Offshore-Windparks, zum Einsatz.

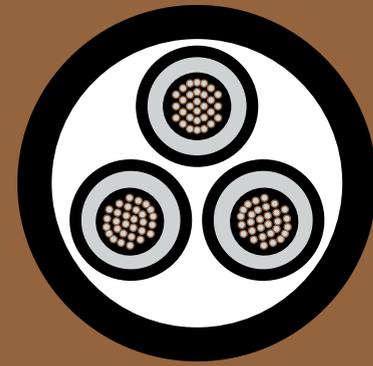
Umspannwerke

Umspannwerke bilden die Schnittstelle zwischen dem Übertragungs- und Verteilungsnetz. Hier stehen meist Transformatoren, in denen der Strom aus der Höchstspannungsebene (380 kV / 220 kV) in die regionalen Transportnetze oder zu größeren Stadtwerken mit Hochspannung (110 kV) transformiert wird. Neben den großen Transformatoren finden sich zudem noch viele Schalter, Trenner und Messgeräte. Das Abschalten von Leitungen bei so hoher Spannung ist nicht einfach. Im Schalter entsteht dabei ein Lichtbogen, welcher durch die Konstruktion geschickt gelöscht werden muss. Die Schalter müssen nicht nur im Normalbetrieb schaltbar sein,

3 Aufbau eines Kabels



Dreiphasensystem



3 Kabel für die 3 Phasen des Drehstromsystems.

Links eine Phase, rechts Bündelung im Dreiphasensystem.

Aufbau eines kunststoffisolierten Mittel- oder Hochspannungskabels

Quelle: NKT (2018)

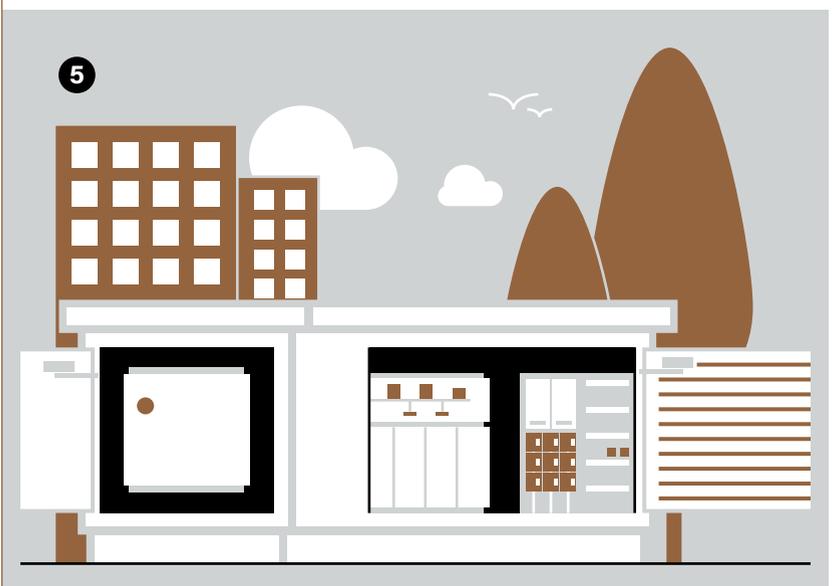
um beispielsweise eine Leitung für Wartungsarbeiten abzuschalten, sie müssen zudem im Fehlerfall einen bestehenden Kurzschluss abschalten können. Hierzu befindet sich in den Umspannwerken dezentrale Schutztechnik, die Leitungen kontinuierlich überwacht und sie im Falle eines Kurzschlusses, wenn beispielsweise ein Baum auf eine Leitung fällt, automatisch innerhalb von Sekundenbruchteilen (150 ms) abschaltet. In einigen Umspannwerken stehen auch besondere Transformatoren (sogenannte Phasenschiebertransformatoren), die in der Lage sind, den Strom in eine bestimmte Richtung zu lenken. Hierdurch kann das Netz noch effizienter genutzt und mehr Windstrom aus dem Norden zu den Lastzentren im Süden transportiert werden.

Netzstationen

Um an die Millionen von Haushalts- und Gewerbetreibenden den Strom mit einer verbrauchergerichten Spannung an die Steckdose liefern zu können, wird in den Netzstationen mittels Transformatoren die Spannung von Mittel- auf Niederspannung (230 bzw. 400 V) transformiert. Den Übergang vom öffentlichen Verteilungsnetz zum Kundenanschluss bilden die Hausanschlusskästen, die aus den Netzstationen mittels Niederspannungskabel und teilweise -freileitungen versorgt werden. Je nach Lastdichte versorgt eine Netzstation in einer Großstadt eine Fläche, die nur wenige Straßenzüge beinhaltet, im dünner besiedelten ländlichen Raum kann dies auch schon einmal die Fläche eines gesamten Dorfes sein. Die große Anzahl an Netzstationen erfordert kleine Bauformen, um sie entweder platzsparend in Gebäuden unterbringen zu können oder als sogenannte Kompaktstationen im öffentlichen Straßenraum zu platzieren. In einer Großstadt wie Berlin existieren z. B. rund 11.000 Stationen. Aufgrund ihrer Unterbringung in Gebäuden oder der kleinen und kompakten Bauweise im öffentlichen Straßenland fallen sie jedoch kaum auf.

Regelbare Netzstationen für die Energiewende

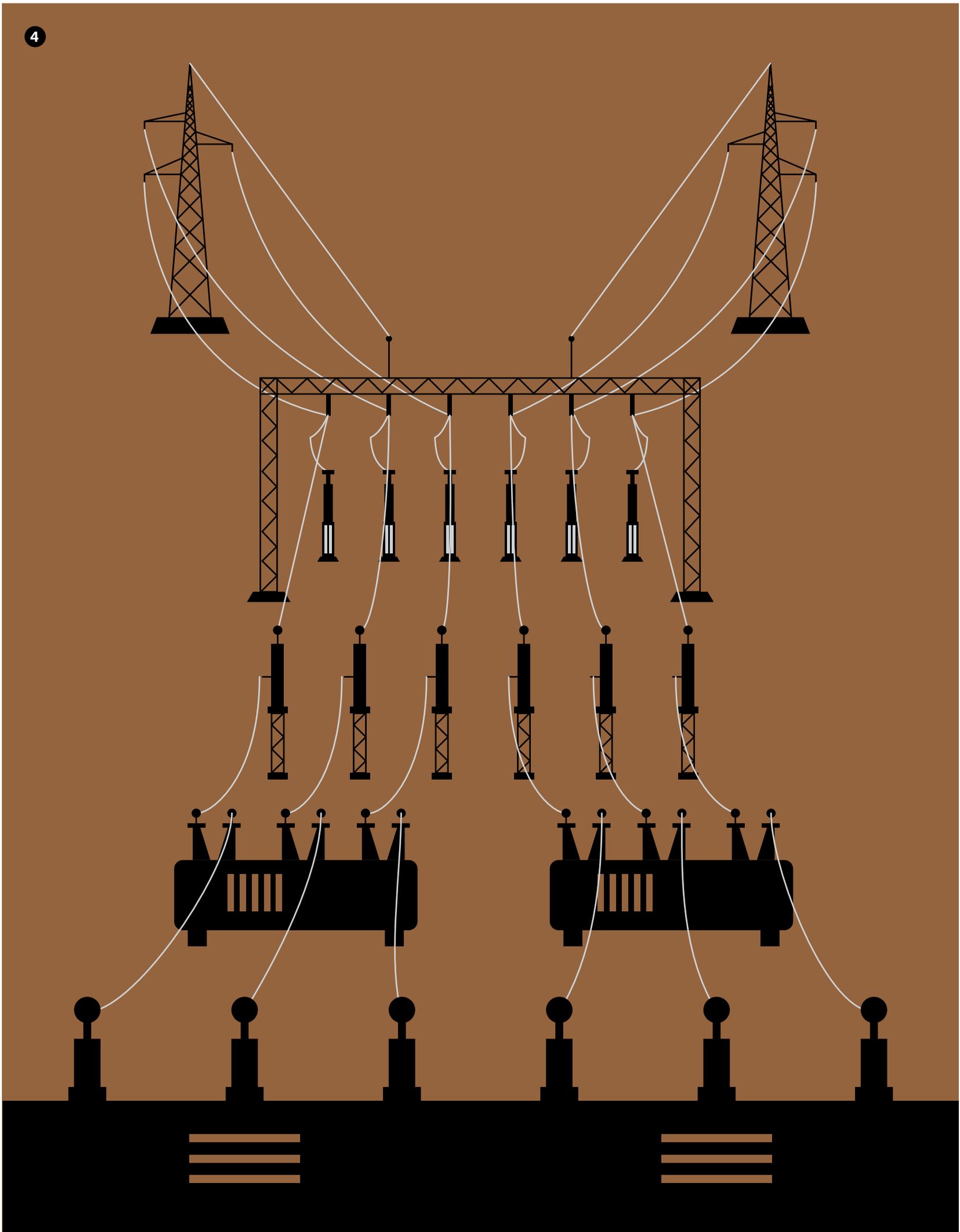
Die Energiewende führt hier zu weiteren innovativen Lösungen: Mittlerweile haben sich in den Verteilungsnetzen sogenannte regelbare Netzstationen etabliert, um die Spannung in den Niederspannungsnetzen im zulässigen Spannungsbereich halten zu können, wenn z. B. in den Mittagsstunden viele Photovoltaikanlagen und/oder Windkraftanlagen ihre Leistung ins Netz einspeisen, ohne dass gleichzeitig die Last steigt. Ferner halten in diese Netzanlagen zunehmend Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik Einzug, um von den zentralen Systemführungen der Verteilungsnetzbetreiber auch die unterste Ebene der Verteilungsnetze schneller und besser kontrollieren und steuern zu können.



Ortsnetzstation als Kompaktstation in urbaner Umgebung

Quelle: Stromnetz Berlin (2020)

4



Das Umspannwerk

Quelle: Eigene Darstellung (mit Elementen aus CanStockPhoto)

Systemführung

Niels Ehlers

In der Systemführung wird das gesamte Stromnetz überwacht und gesteuert. Ohne dass die Kunden es merken, laufen im Hintergrund viele Aktivitäten, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Kern sind dies die folgenden Funktionen:

Sicherung der Systembilanz

Strom lässt sich nur begrenzt speichern. Damit das System stabil ist, muss daher immer genau so viel Strom ins Stromnetz eingespeist werden, wie aus diesem entnommen wird – zuzüglich der jeweiligen Leitungsverluste. Um kurzfristige Schwankungen ausgleichen zu können und die konstante Netzfrequenz abzusichern, kommt sogenannte Regelleistung zum Einsatz, die automatisch aktiviert oder durch die Verantwortlichen im Control Center abgerufen wird. Die Netzfrequenz von 50 Hz ist europaweit so stabil, dass auch heute noch viele Uhren in Backöfen, Mikrowellen oder Radioweckern daran zuverlässig die Zeit messen. Wäre die Frequenz über einen längeren Zeitraum zu hoch oder zu niedrig, würden solche Uhren vor- oder nachgehen. Was das im Konkreten bedeuten kann, zeigte sich im Frühjahr 2018. Damals hatte ein Strom-Streit zwischen Kosovo und Serbien zur Folge, dass über längere Zeit zu wenig Strom ins europäische Netz eingespeist wurde. Die Netzfrequenz sank im Mittelwert über einen längeren Zeitraum ein wenig unter 50 Hz, sodass viele Uhren um mehrere Minuten nachgingen – ein Effekt, den viele Stromkund:innen und auch die Presse beobachteten.

Spannungshaltung: Blindleistung und Wirkleistung

Neben der Bilanz der nutzbaren Leistung muss im Wechselstromnetz auch die sogenannte Blindleistung im Gleichgewicht sein. Die Erklärung ist nicht trivial, man kann es sich aber in etwa so vorstellen, dass die Leitungen erst mit Energie aufgeladen werden müssen, bevor sie die richtige Spannung haben und Strom transportieren können. Der Name Blindleistung rührt daher, dass diese Energie im Stromnetz verbleibt und keine nutzbare Wirkleistung abgegeben wird. Je nach Auslastung der Leitung verändert sich auch der Bedarf der notwendigen Blindleistung. Die Ingenieurinnen und

Ingenieure im Control Center müssen regional Kondensatoren oder Spulen zu- oder abschalten, um die Blindleistung im Gleichgewicht und damit die Spannung im geforderten Bereich zu halten. Ansonsten hätte man den Effekt wie früher mit konventionellen Glühbirnen, die anfangen zu flackern, wenn der Staubsauger angeschaltet wurde.

Engpassmanagement: Dispatch und Redispatch

Kraftwerke planen ihre Stromerzeugung meist auf Basis eines deutschlandweiten Börsenpreises. Wenn viel Wind weht und viel günstiger Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist werden kann, sinken diese Preise und viele Kohlekraftwerke drosseln ihre Erzeugung. Dennoch kommt es häufig vor, dass die Kapazitäten bestimmter Netzabschnitte nicht ausreichen, um den Strom aus Windanlagen und Kraftwerken gleichzeitig zu transportieren. In diesem Fall muss das Control Center dann die Einsatzplanung der Kraftwerke (Dispatch) im sogenannten Redispatch verändern. Im Falle eines Nord-Süd-Engpasses, also wenn eine Leitung, die Strom aus dem Norden in den Süden transportieren soll, überlastet ist, werden konventionelle (Kohle-, Öl- oder Gas-) Kraftwerke im Norden abgeschaltet und dafür die nach der ursprünglichen Einsatzplanung, dem Dispatch, eigentlich teureren Kraftwerke im Süden hochgefahren. Diese Kraftwerke haben höhere Betriebskosten kalkuliert und dadurch auf dem Markt ursprünglich keinen Zuschlag erhalten. Aufgrund von Engpass und Redispatch erzeugen sie nun wieder Strom. Das Netz wird hierdurch entlastet und der Windstrom kann ungehindert fließen. Manchmal ist aber auch für den Windstrom nicht genügend Platz. In diesem Fall müssen dann auch Windparks eingesenkt, also deren Stromerzeugung gedrosselt werden, das nennt man Einspeisemanagement oder im Jargon auch „EinsMan“. In beiden Fällen werden die Netzkunden für die Mehrkosten herangezogen.

Abregeln und Einsenken vermeiden

Der Anteil der abgeregelten Strommenge liegt im Vergleich zur erneuerbaren Gesamterzeugung nur bei wenigen Prozent – aber auch das sind Strommengen, mit denen sich der Bedarf von Großstädten wie Berlin mehrere Tage lang decken ließe. Um den Prozess möglichst effizient zu gestalten, werden mehrmals am Tag mit vielen europäischen Netzbetreibern gemeinsame Vorscheurechnungen durchgeführt, um einen europäisch abgestimmten Redispatch zu ermöglichen. Da bereits heute mehr als 90 Prozent der Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen angeschlossen sind und dieser Anteil weiter steigt, müssen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber zukünftig bei der Durchführung des Redispatch enger zusammenarbeiten. Ab Oktober 2021 wird hierfür ein deutschlandweiter neuer Redispatch-Prozess von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern eingeführt.

Ausschaltplanung

Leitungen und andere Betriebsmittel müssen von Zeit zu Zeit ein- und ausgeschaltet werden, um Bauarbeiten und Wartungen zu ermöglichen. Durch die zunehmende volatile Einspeisung von Erneuerbaren wird die Abschaltplanung komplexer und muss auf verschiedene Szenarien vorbereitet sein.

Das Volatilitätsmanagement und die Zunahme der Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen machen die Systemführung generell komplexer und herausfordernder. Dennoch gelang es den Übertragungsnetzbetreibern auch im Jahr 2019, die Versorgungsqualität noch weiter zu erhöhen. Dies lässt sich beispielsweise an dem SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index: durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres) erkennen. Wie die Bundesnetzagentur 2020 informierte, fiel der SAIDI-Wert 2019 gemittelt über ganz Deutschland auf ein historisches Minimum von 12,2 Minuten. Das bedeutet, dass für die durchschnittliche Verbraucherin oder den durchschnittlichen Verbraucher nur während gerade 12,2 Minuten im Jahr der Strom ausgefallen ist.

Frequenz

Markus Graebig

Von Batterien kennen wir diese einfachen Stromkreise: Es gibt einen Pluspol und einen Minuspol, und wenn wir daran einen elektrischen Verbraucher (z. B. eine Taschenlampe) anschließen, fließt ein elektrischer Strom. Ob der Strom vom Plus- zum Minuspol oder genau andersherum fließt, ist Geschmacksfrage und zwischen Physiker:innen und Elektrotechniker:innen leidenschaftlich umstritten. In jedem Fall aber fließt der Strom immer in dieselbe Richtung. Das nennt man Gleichstrom, oder kurz DC (von Engl. direct current). Ganz anders sieht es bei den beiden Polen unserer Steckdosen aus. Dort wechselt sich die Polarität ständig ab – 50-mal pro Sekunde ist der Pluspol auf der einen Seite und 50-mal pro Sekunde auf der anderen Seite. Schließt man hier einen elektrischen Verbraucher an, so wird er von einem Strom durchflossen, der 100-mal pro Sekunde seine Richtung wechselt. Das nennt man Wechselstrom, oder kurz AC (von Engl. alternating current). Was auf uns ziemlich hektisch wirken mag, ist für die meisten elektrischen Geräte völlig unproblematisch und bringt sogar einige Vorteile mit sich, wie wir gleich noch sehen werden.

Der Generator

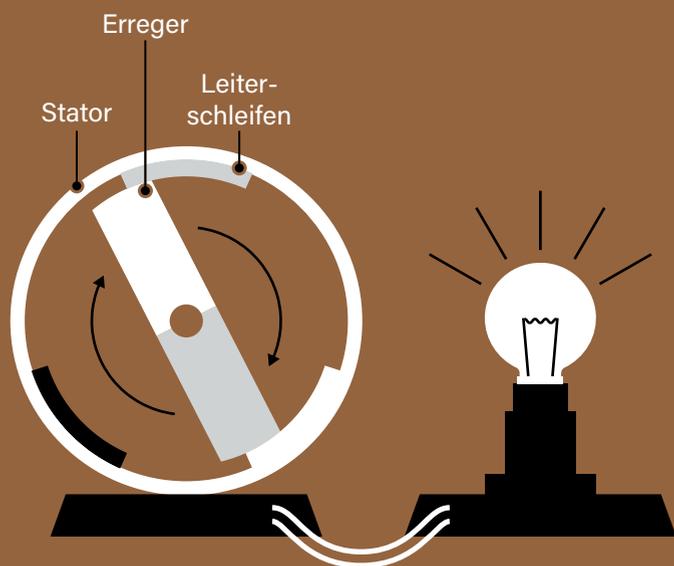
Doch wie kommt es zum stetigen Richtungswechsel in unserem Stromnetz? Der Grund liegt in den Generatoren, welche in Kraftwerken die Elektrizität erzeugen und in die Stromnetze einspeisen. Im Prinzip besteht ein solcher Generator aus einem rotierenden Magneten, um den herum kreisförmig, jeweils 120° gegeneinander versetzt, drei Leiterspulen angeordnet sind. Das drehende Magnetfeld induziert in den Leiterspulen jeweils eine Spannung, deren Polarität sich mit dem Magnetfeld ändert. Bei einer kompletten Drehung des Magneten durchläuft auch die Spannung einen vollen Zyklus – Pluspol, Null, Minuspol, Null, und zurück auf den Pluspol. Wenn der Generator mit 3.000 Umdrehungen pro Minute läuft, entspricht das 50 Umdrehungen pro Sekunde und damit ebenso vielen Polaritäts-Zyklen in der Leiterschleife. Die Angabe „einmal pro Sekunde“ bezeichnet man auch mit der physikalischen Einheit „ein Hertz“. Daher hat der Wechselstrom in unseren Stromnetzen eine Frequenz von 50 Hz. Das ist aber nicht überall auf der Welt so, beispielsweise in den USA und in Teilen Japans drehen die Generatoren schneller und sorgen für eine Netzfrequenz von 60 Hz.

Genau derselbe Vorgang vollzieht sich, jeweils um eine Drittel Generatorumdrehung gegeneinander versetzt, in

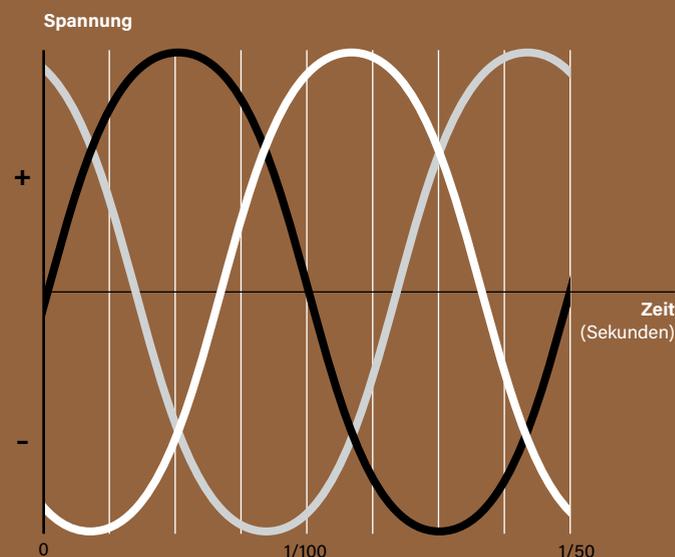
allen drei Leiterschleifen des Generators, die auf drei Stromleitungen speisen, welche gemeinsam als Drehstromsystem bezeichnet werden. Diese Dreiergruppen von Stromleitungen kann man gut auf Freileitungen erkennen – gewöhnlich ergänzt um ein weiteres Leiterseil ganz oben auf dem Mast, welches dem Blitzschutz dient.

Archaische Wortwahl. War of currents, zu Deutsch: der Stromkrieg

In den frühen Tagen der elektrischen Energietechnik gab es einen legendären Streit zwischen den beiden berühmten Erfindern George Westinghouse und Thomas Alva Edison zu der Frage, ob die elektrische Energieversorgung mit Wechsel- oder Gleichspannung aufzubauen sei. Die bizarren Züge dieses Streits, der auch als „war of currents“ oder „Stromkrieg“ bekannt ist, führten angeblich dazu, dass Edison im Staatsauftrag den ersten elektrischen Stuhl konstruierte, diesen jedoch mit dem Generator seines Wettbewerbers versorgte, um die lebensgefährliche Wirkung des



Prinzipbild eines elektrischen Generators (Dynamos). Ein rotierender Magnet (Erreger) induziert in den Leiterschleifen des Stators eine elektrische Spannung. Schließt man daran einen elektrischen Verbraucher (hier: eine Lampe) an, löst die Spannung einen Stromfluss aus. Da sich der Magnet fortlaufend dreht, ändert sich auch fortlaufend die Richtung der induzierten Spannung und durchläuft während einer vollen Drehung (360°) des Magnets die volle Polarität - zunächst Null, dann positiv, dann wieder Null, dann negativ, und zurück zum Anfang. Die Spannung hat einen sinusförmigen Verlauf und wird als Wechselspannung bezeichnet.



Wenn man in dem Stator des Generators drei Leiterschleifen anbringt, die jeweils um 120° zueinander versetzt sind, werden in allen drei Schleifen Spannungen induziert, deren sinusförmiger Verlauf ebenfalls um 120° (also ein Drittel einer vollen Umdrehung) phasenverschoben sind. Man spricht auch von einem Dreiphasen-Drehstromsystem. Wenn sich der Generator 3.000-mal pro Minute dreht, entspricht das 50 Drehungen pro Sekunde, also einem vollständigen Phasendurchlauf in 1/50 Sekunde.

Die Funktionsweise eines Generators und Erzeugung eines Drehstroms (dreiphasiges Spannungssystem)

Quelle: Eigene Darstellung

Wechselstroms zu demonstrieren. Wie wir wissen, hat sich dennoch in unseren Elektrizitätsnetzen die Wechselspannung durchgesetzt. Sie bietet verschiedene elektrotechnische Vorteile, insbesondere die bessere Schaltbarkeit sowie die Möglichkeit, Netze zu vermaschen und die Spannung nach Bedarf herauf- oder herunterzutransformieren.

beispielsweise in Brasilien, wo große elektrische Energiemengen vom Wasserkraftwerk Itaipú in den Großraum São Paulo zu übertragen sind, oder auch in Form von Seekabeln in Europa. In Deutschland werden derzeit HGÜ-Leitungen aufgebaut, um die großen Windparks im Norden besser mit den Verbrauchszentren im Süden des Landes zu verbinden.

Anwendungen des Gleichstroms nehmen wieder zu

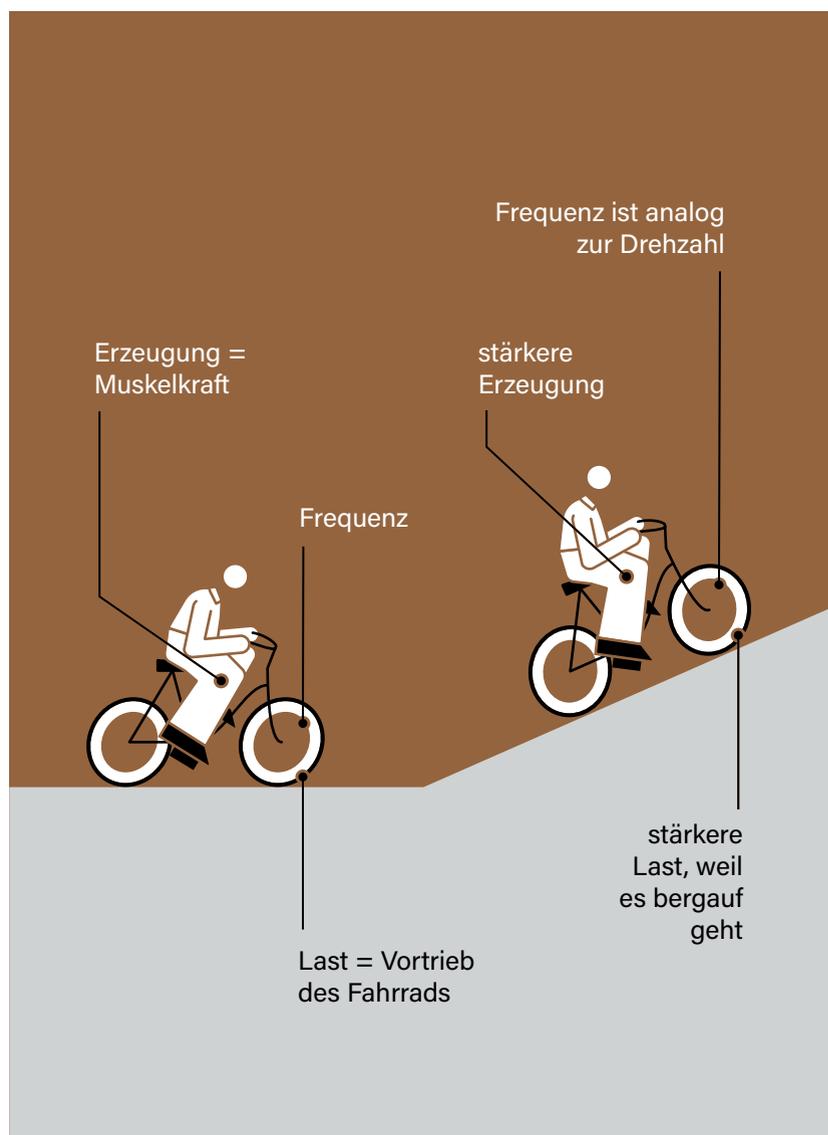
In jüngerer Zeit gewinnt aber auch die Gleichspannung wieder an Bedeutung. Neben sehr lokalen Einsatzfeldern (z. B. Photovoltaik-Batteriespeicher-Kombinationen oder Bordnetze von Autos und Flugzeugen) kommt sie als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in Punkt-zu-Punkt-Übertragungen großer Leistungen über lange Strecken zum Einsatz. Punkt zu Punkt bedeutet, dass am Anfang und am Ende der Leitung jeweils eine sogenannte Konverter-Station steht, welche die Gleichstromleitung an das Wechselstromnetz anbindet. Weil die Konverter sehr teuer sind, werden entlang der Leitung keine Netzknoten (Einspeisepunkte oder Entnahmestellen) vorgesehen. HGÜ-Leitungen gibt es

Stromsee

Elektrizität hat die Besonderheit, sich schlecht speichern zu lassen. Eine fundamentale Anforderung für den sicheren und stabilen Betrieb von Stromnetzen lautet daher, dass jederzeit die Stromerzeugung mit dem Stromverbrauch im Gleichgewicht sein muss. Das ist eine durchaus komplexe Aufgabe, wenn man sich vor Augen führt, dass allein in Deutschland viele Millionen Stromverbraucher sowie mittlerweile rund zwei Millionen Stromerzeuger (inklusive der vielen dezentralen Windkraft- und Photovoltaikanlagen) am Netz sind. Diese Regelaufgabe kann man sich wie einen „Stromsee“ vorstellen: Angenommen, ein See wird aus vielen regelbaren Zuflüssen mit Wasser gespeist und gibt wiederum Wasser durch viele Abflüsse ab. Es gilt nun, die Zu- und Abflüsse so zu steuern, dass der Wasserstandspegel des Sees jederzeit gleich bleibt.

Frequenz zeigt Systemgleichgewicht an

Was beim See der Wasserstandspegel ist, ist im Wechselstromnetz die Frequenz. Sie ist ein präziser Indikator dafür, ob Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz im Gleichgewicht sind. Wenn die Frequenz über ihren Sollwert von 50 Hz steigt, bedeutet das, dass es einen Erzeugungsüberschuss gibt; sinkt die Frequenz unter 50 Hz, so gibt es einen Lastüberschuss. Wie es dazu kommt, kann man anhand eines einfachen Experiments selbst ausprobieren: Stellen Sie sich vor, Sie fahren mit dem Fahrrad auf ebener Strecke mit gleichmäßiger Geschwindigkeit. Sie treten mit einer bestimmten Kraft in die Pedale und sorgen damit für eine konstante Drehzahl (Frequenz) Ihrer Räder – die Erzeugung (Muskelkraft) und die Last (Vortrieb des Rades) sind im Gleichgewicht. Wenn Sie nun an einen Hügel kommen und mithin die Last zunimmt, verlangsamt sich die Drehzahl (Frequenz) der Räder – solange, bis Sie durch stärkere Erzeugung (stärkeres Treten) gegensteuern. Der umgekehrte Effekt stellt sich bei der Bergabfahrt ein: die Drehzahl nimmt zu, und Sie treten langsamer in die Pedale oder betätigen sogar die Bremse, um die Geschwindigkeit konstant zu halten.



Was ist Frequenz?

Quelle: Eigene Darstellung

Das Netz im Gleichgewicht halten

Im Stromnetz sind es die Generatoren, die unter starker Last abgebremst oder unter schwacher Last beschleunigt werden und somit vom Sollwert 50 Hz abweichen. Die Einhaltung der Netzfrequenz überwacht der Übertragungsnetzbetreiber, der gemeinsam mit Kraftwerken und steuerbaren Verbrauchern einen ausgeklügelten Regelmechanismus unterhält. So können in den Öfen der Kraftwerke buchstäblich Kohlen zugelegt oder weggenommen werden, um die Erzeugung an die jeweilige Lastsituation anzupassen und die Netzfrequenz auf 50 Hz zu halten. Kurzfristige Schwankungen in der Balance zwischen Erzeugung und Nachfrage werden durch rotierende Massen aufgefangen und ausgeglichen. Heute sind das die riesigen Turbinen, die in thermischen Kraftwerken mit 3.000 Umdrehungen pro Minute im Einsatz sind und mit ihrer enormen Rotationsenergie einen Pufferspeicher darstellen, der eine wichtige Rolle für die Stabilität des Stromnetzes spielt. Diese auf Englisch auch als „inertia“ bezeichneten Energiespeicher werden eines Tages nicht mehr verfügbar sein, wenn im Zuge von Atom- und Kohleausstieg die großen thermischen Kraftwerke abgeschaltet werden. Ersatz dafür zu finden, ist eine der ingenieurstechnischen Herausforderungen der Energiewende.

Vom flexiblen Erzeuger zum flexiblen Verbraucher

In der Vergangenheit waren es vornehmlich die Kraftwerke, die dem momentanen Strombedarf gefolgt sind und durch flexible Erzeugung die Netzfrequenz auf 50 Hz gehalten haben. In Zukunft wird diese Verantwortung zunehmend auf die Verbraucher übergehen: Denn im Gegensatz zu einem Kohlekraftwerk kann eine Windkraft- oder Photovoltaikanlage sich nur eingeschränkt nach den Verbrauchern richten. Deshalb werden Wege gesucht, wie Verbraucher ihren Bedarf stärker am momentanen Angebot von Wind und Sonne ausrichten können. Wie solche Flexibilitäten künftig funktionieren werden, hat das Projekt WindNODE gezeigt.

Systemdienstleistungen

Matthias Müller-Mienack

Netzbetreiber sind für einen effizienten, sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze verantwortlich. „Keeping the lights on“ ist die oberste Prämisse. Netzbetreiber müssen also Vorsorge treffen für den Eintritt von Schadensfällen an Netzanlagen und für anlagenunabhängige ungeplante Ereignisse, die zu einer Verletzung von zulässigen Grenzwerten, Gefährdungen oder gar Stromausfällen führen können. Und für den Fall von Stromausfällen muss wiederum Vorsorge für eine umgehende Wiederherstellung der Versorgung getroffen werden. Diese Aufgaben nimmt der Netzbetreiber durch die Erbringung von Systemdienstleistungen wahr.

Was sind Systemdienstleistungen?

Netzbetreiber haben je nach Spannungsebene (Nieder-, Mittel- und Hochspannung für das Verteilungsnetz bzw. Höchstspannung für das Übertragungsnetz) verschiedene Systemdienstleistungen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu erbringen. Hierbei handelt es sich um die Betriebsführung, die Frequenzhaltung, den Versorgungswiederaufbau im Falle von lokalen bis regionalen Störungen oder gar eines überregionalen Blackouts sowie die Spannungshaltung. Werfen wir einen Blick auf die zur Erfüllung der Systemdienstleistungen erforderlichen Beiträge. Sie werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

1. Die Betriebsführung

Die Systemdienstleistung Betriebsführung wird für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb durch permanente Überwachung und Steuerungseingriffe des Übertragungsnetzbetreibers sowie die Netzfürungen der Verteilungsnetzbetreiber erbracht. Zu den wichtigsten Maßnahmen im Rahmen der Betriebsführung zählen:

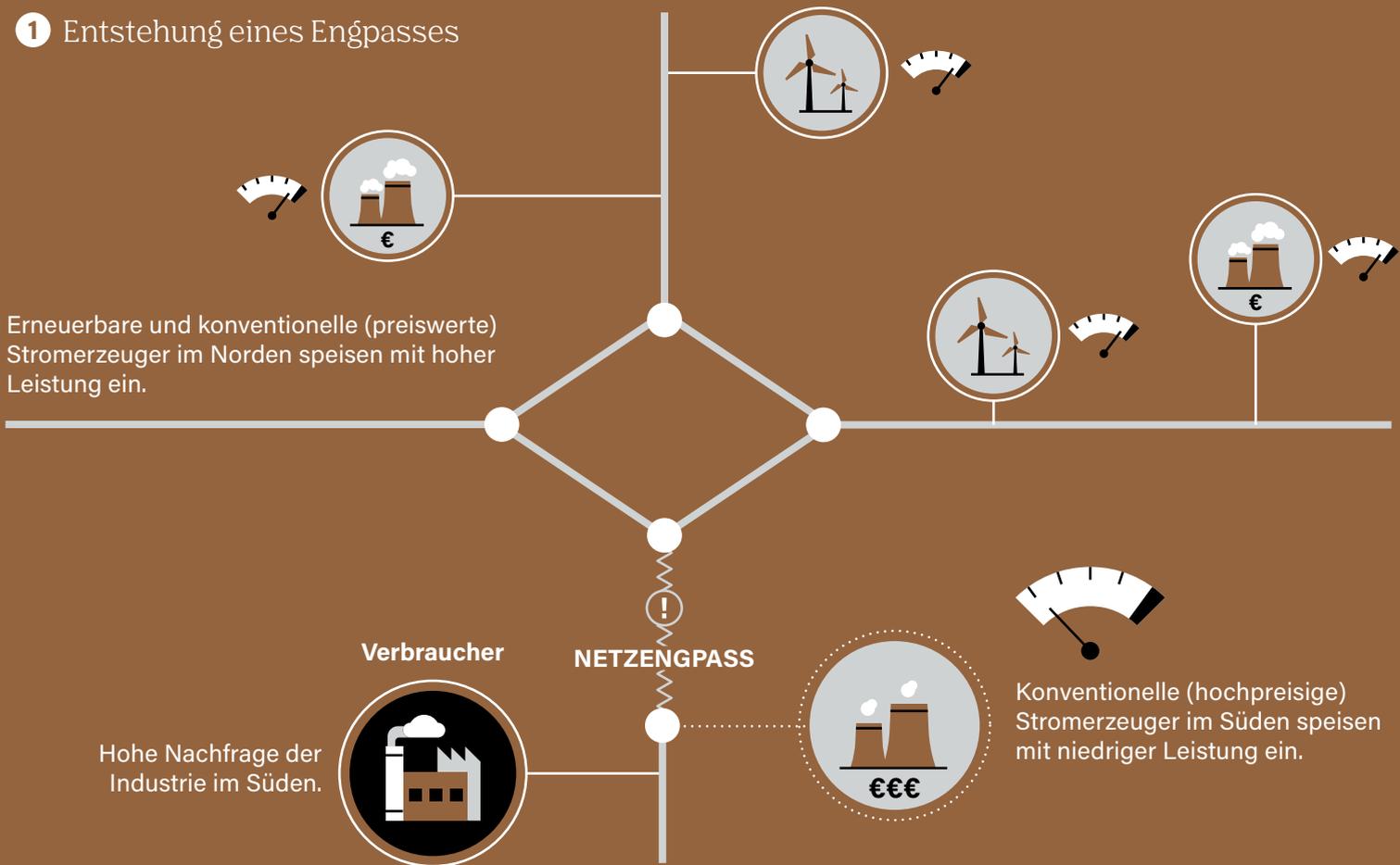
- die Überwachung der Betriebsmittel und die Einhaltung zulässiger Grenzwerte,

- die Datenerhebung, -aggregation sowie der Datenaustausch,
- das Netzengpassmanagement, welches dazu dient, die physikalische Überlastung von Stromleitungen im Netz zu vermeiden; hierzu gehören:
 - die Planung und der Einsatz von sogenannten Netzreservekraftwerken,
 - die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen gemäß Energiewirtschaftsgesetz, hierzu zählt z. B. der Kraftwerks-Redispatch (dazu gleich mehr),
 - die Durchführung von Einspeisemanagement bzw. Senkung der Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen,
- die Betriebs- und Ausschaltplanung, um notwendige Instandhaltungs-, Umbau- oder Erweiterungsarbeiten im Netz zu ermöglichen.

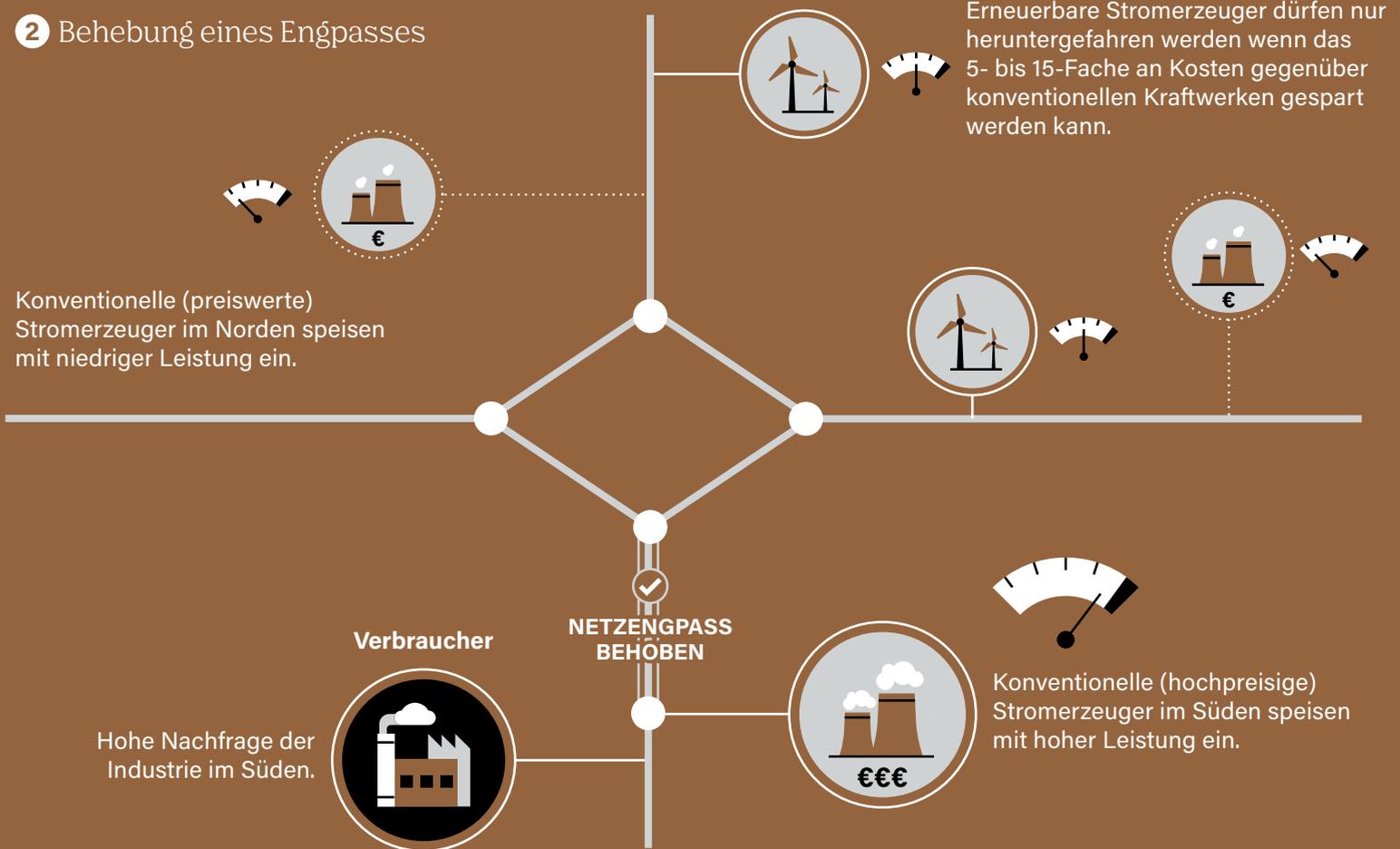
Redispatch: Änderungen am Fahrplan

Betrachten wir das Kraftwerks-Redispatch-Prinzip etwas genauer anhand der folgenden Skizze: Im ersten Bild sieht

1 Entstehung eines Engpasses



2 Behebung eines Engpasses



man, dass ein Verbraucher durch zwei Windparks und ein thermisches Kraftwerk im Norden und von einem thermischen Kraftwerk im Süden versorgt wird. Das thermische Kraftwerk im Norden kann mit niedrigeren Stromerzeugungskosten einspeisen, weshalb es mit voller Leistung arbeitet, das thermische Kraftwerk im Süden hat höhere Stromerzeugungskosten und speist daher nur mit einem Drittel seiner Nennleistung ein. Somit erfolgt die Stromversorgung zu den günstigsten Kosten. Allerdings führt die Gleichzeitigkeit der vollen Einspeisung des Kraftwerks im Norden und des Windparks zu einer Überlastung der zwischen den Kraftwerksanschlusspunkten befindlichen Freileitung. Im zweiten Bild sieht man nun die Anwendung einer Redispatch-Maßnahme, dabei wird der Dispatch bzw. der Fahrplan der beiden nahe am Netzengpass gelegenen Kraftwerke geändert. Das Kraftwerk mit den niedrigsten Stromerzeugungskosten im Norden senkt seine Einspeisung um ein Drittel ab (der nahegelegene Windpark hingegen hat eine höhere Einspeisepriorität und wird deshalb nicht abgesenkt), während das Kraftwerk mit den höheren Stromerzeugungskosten im Süden seine Einspeisung genau um die gleiche Leistung erhöht.

Eine Sache der Netztopologie

Somit fließt nun ein Anteil des Lastflusses vom Kraftwerk im Süden in Richtung des nördlichen Kraftwerks und somit dem die Überlastung verursachenden Lastfluss entgegen. Der resultierende Lastfluss stellt dann nur noch eine stärkere Belastung, jedoch keine Überlastung mehr für die Freileitung dar. Das Ergebnis dieser netztopologischen Maßnahme: Der Netzengpass ist behoben, was jedoch mit höheren Kosten der Stromversorgung verbunden ist.

Zur Sicherheit: Redundanz

Wie hoch darf aber die Belastung einer Übertragungsnetzleitung eigentlich sein und welche Gegen- bzw. Netzengpassmanagement-Maßnahmen können bei einer Überlastung angewendet werden? Eine wichtige Vorsorgemaßnahme zur Absicherung einer sicheren Stromversorgung trotz Ausfalls eines Netzelements wie z. B. einer Stromleitung ist das sogenannte N-1-Prinzip (gesprochen: N-minus-eins-Prinzip). Es besagt, dass das Stromnetz so auszulegen und zu betreiben ist, dass aus dem Ausfall eines Netzelementes keine Einschränkungen resultieren dürfen. Man spricht hier vom Prinzip der Redundanz, der Überreichlichkeit, welches in vielen Bereichen unserer Infrastrukturen anzutreffen ist und sicherheitskritische Systemkomponenten mehrfach vorhält, um auf den Ausfall einer Komponente vorbereitet zu sein. Überreichlichkeit bzw. Redundanz bedeutet: Man macht ein System robust, sichert es ab.

Kurz ab aufs Fahrrad

Ein allseits bekanntes Beispiel für Redundanz sind die Bremsen am Fahrrad, von denen es üblicherweise mindestens zwei – an Vorderrad und Hinterrad – gibt. Das Fahrrad kommt auch dann sicher zum Stehen, wenn beim Bremsen einer der Bowdenzüge reißen sollte. Auf das Stromnetz übertragen bedeutet das, es nicht bis zu seiner thermischen Belastungsgrenze fahren zu dürfen, sodass beim Ausfall z. B. einer Stromleitung der Lastfluss auf andere Leitungen im Umkreis aufgeteilt werden kann, ohne diese dabei zu überlasten.

Überhitzungen als Problem

Die thermische Belastungsgrenze ist eine wichtige Einschränkung, welche anzeigt, wann ein Stromnetz an sein Limit kommt und die Stromleitungen eine Temperatur erreichen, die nicht überschritten werden darf. Denn ebenso wie im Glühdraht einer Glühlampe oder in der Heizwendel eines Haarföhns heizt der fließende Strom auch die Kabel und Freileitungen unseres Stromnetzes auf. Und das ist ein Problem, abgesehen davon, dass diese Hitze maßgeblich für die Netzverluste (etwa 4 Prozent des transportierten Stroms) verantwortlich ist. Denn Materialien dehnen sich aus, wenn sie sich erwärmen. Das gilt auch für die Stromleitungen, die an den Freileitungsmasten hängen. Hitze bedeutet hier Verlängerung: Die Leitungen hängen immer mehr durch, bis sie irgendwann die erforderliche Abstandsgrenze zum Geschehen am Boden, etwa hindurchfahrenden Traktoren, unterschreiten. Darüber hinaus verlieren die Freileitungsseile durch übermäßige Erwärmung und Ausdehnung auch ihre Flexibilität, denn das dafür notwendige Leiterseilfett fängt an auszutropfen.

Redundanz hilft auf dem Fahrrad wie im Stromnetz Unfälle zu vermeiden!

Die Wirkungsweise des N-1-Prinzips kann noch einmal mit nachfolgender Abbildung verdeutlicht werden, bei der ein plötzlicher Ausfall eines Freileitungssystems zu sehen ist, welches in Deutschland typischerweise in doppelter Ausführung auf einer Freileitungstrasse parallel geführt wird (die zweite Bremse am Fahrrad...). Dieser Ausfall führt zur unmittelbaren Höherbelastung des parallel geführten Leitungssystems, dank der Einhaltung der maximal zulässigen Belastung (untere gestrichelte Linie, maximal zulässige n-1-sichere Belastung), jedoch ohne diese zu überlasten (obere gestrichelte Linie, maximal zulässige thermische Belastung).

Im Zuge der Energiewende wird auch zukünftig die Komplexität der Betriebsführung weiter ansteigen. Neue Dimensionen des erforderlichen Datenaustausches zu ihrer Beherrschung werden bereits heute deutlich sichtbar. IT-Lösungen und automatische Optimierungen rücken durch die immer kleinteiligeren Erzeugungseinheiten weiter in den Fokus.

2. Die Frequenzhaltung

Die Systemdienstleistung Frequenzhaltung wird durch den Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich der Energiebilanz zwischen Einspeisung und Entnahme und damit zur Sicherstellung der Normfrequenz 50 Hz erbracht. Ist die Einspeisung höher als die Entnahme, z. B. durch eine deutlich stärkere Windfront als vorhergesagt, geht die überschüssige Energie im System nicht einfach verloren, sondern beschleunigt dieses System – die Frequenz steigt. Diese erhöhte Frequenz gefährdet die Turbinen der Kraftwerke. Andersherum kann die Entnahme auch höher als die Einspeisung sein, z. B. durch einen plötzlichen Ausfall eines Großkraftwerks. Die durch den Ausfall fehlende Energie bedeutet für das System, dass die Frequenz absinkt, was ebenfalls die Turbinen der Kraftwerke gefährdet. Die Einhaltung der Nennfrequenz von 50 Hz wird durch folgende Maßnahmen abgesichert:

- Regelleistung, welche von flexiblen Kraftwerken, Verbrauchern oder auch Speichern (traditionell Pumpspeicherwerke, neuerdings auch große Batterien) angeboten wird, indem diese ihre Erzeugung oder ihren Verbrauch in einem bestimmten Rahmen an die Erfordernisse anpassen und hierzu Schaltvorgaben vom Netzbetreiber ausführen. Im Gegenzug erhalten die Anbieter von Regelleistung eine finanzielle Vergütung vom Netzbetreiber. Regelleistung wird in drei zeitlich abgestimmten Stufen angeboten: die Primärregelleistung (automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden, sobald die Sollwerte der Netzfrequenz um einen bestimmten Wert abweichen), die Sekundärregelleistung (vollständige Aktivierung innerhalb von 5 Minuten nach Abruf durch den Netzbetreiber), und die Minutenreserveleistung (vollständige Aktivierung binnen 15 Minuten nach Abruf durch den Netzbetreiber).
- Abschaltbare Lasten: sofort innerhalb von 350 Millisekunden oder innerhalb von 15 Minuten aktivierbar (z. B. realisierbar im Schmelzprozess von Stahlwerken).
- Automatische Frequenzentlastung (bzw. Abschaltung von Stadtteilen) als Notmaßnahme, wenn die Regelleistung nicht ausreichen sollte.

Leistung pro System in Megawatt (MW)

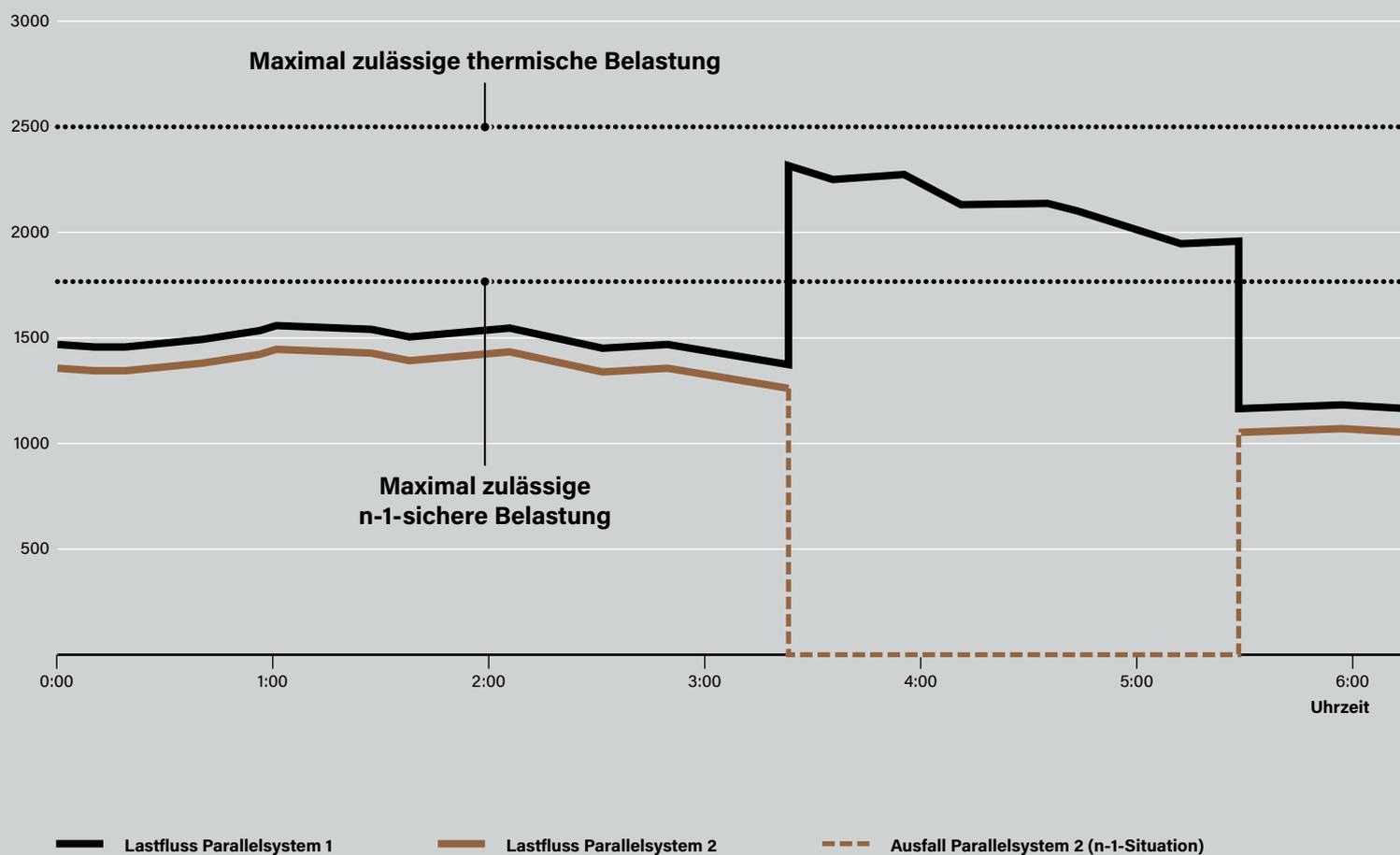
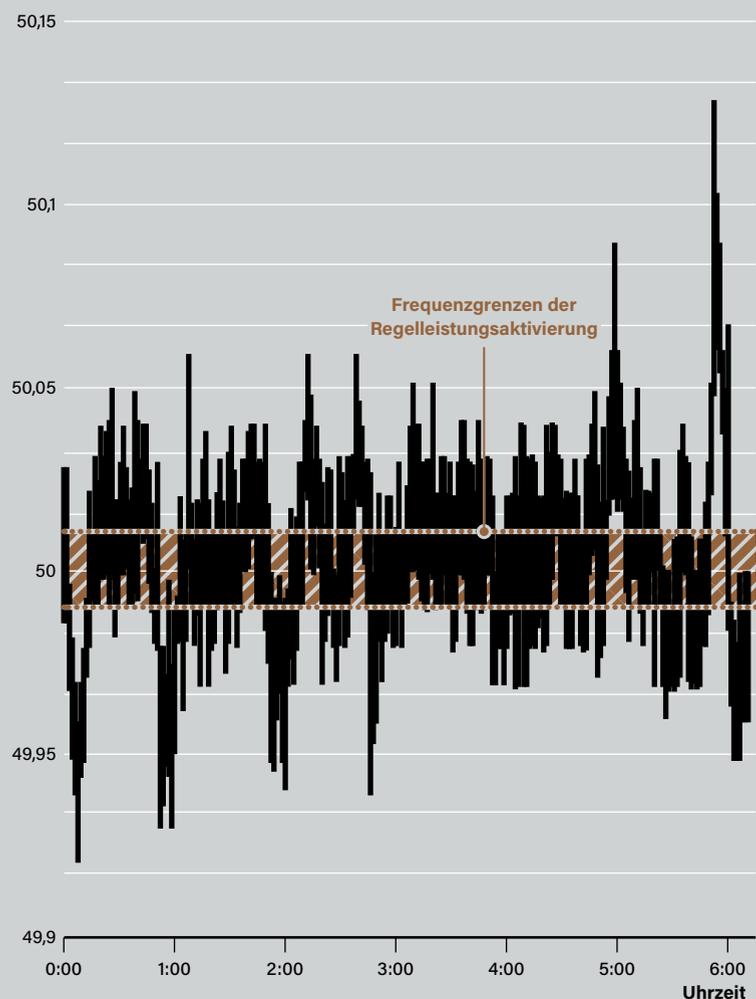


Abbildung Lastflüsse auf zwei parallelen Systemen mit temporärem Ausfall eines Systems

Quelle: Abbildung Gridlab, Daten 50Hertz (2013)

Netzfrequenz in Hertz



Netzfrequenzverlauf, gepunktet eingezeichnet die Frequenzgrenzen der Regelleleistungsaktivierung
Quelle: Abbildung Gridlab, Daten 50Hertz (2018)

3. Der Versorgungswiederaufbau

Sollten die zuvor beschriebenen Maßnahmen nicht ausreichen und die Frequenz aus dem festgelegten äußersten Band herauslaufen, dann erfolgt oberhalb von 51,5 Hz sowie unterhalb von 47,5 Hz die Abschaltung aller Kraftwerke und somit zwangsläufig ein Blackout. Nach einem solchen Blackout muss umgehend mit dem Netzwiederaufbau begonnen werden. Die Herausforderung des Versorgungswiederaufbaus beruht darauf, dass der normale Starterknopf von Kraftwerken nicht mehr funktioniert, wenn gerade kein Strom aus dem Netz zur Verfügung steht. Das Problem lässt sich beim Anlasser eines Fahrzeugs beobachten, der nicht mehr funktioniert, wenn die Bordbatterie leer ist und daher keinen elektrischen Strom liefert. Dafür haben die Netzbetreiber natürlich vorgesorgt, indem es sogenannte schwarzstartfähige Kraftwerke gibt. Darüber hinaus ist die Systemdienstleistung Versorgungswiederaufbau eine komplizierte Gemeinschaftsaufgabe, die nur schrittweise erfolgen kann, weil beim Wiederhochfahren der schon aktivierte Teil des Stromnetzes jederzeit im Gleichgewicht bleiben muss. Bei großflächigen Versorgungsunterbrechungen wird diese

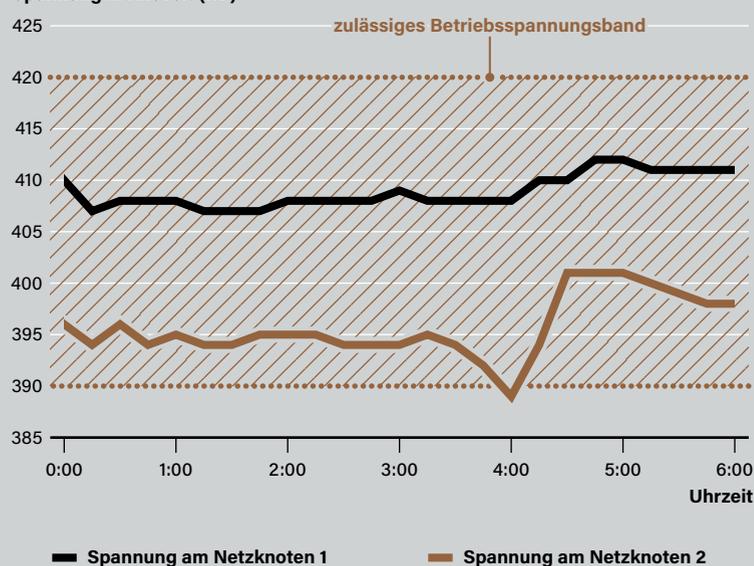
Aufgabe koordiniert durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit den angeschlossenen Verteilungsnetzbetreibern sowie in Absprache mit den benachbarten Übertragungsnetz- und Kraftwerksbetreibern.

Blackouts treten gerade im starken europäischen Verbundnetz ausgesprochen selten auf, gefährden aber die öffentliche Ordnung und Sicherheit ebenso wie die Wirtschaft ganz erheblich. Die letzte gesamteuropäische (Festland-)Großstörung lag am 4. November 2006 vor. Hierbei konnte dank massivem Lastabwurf im durch die Störung abgetrennten westeuropäischen Teil des Verbundnetzes ein umfassender Blackout verhindert werden, ca. 10 Millionen Menschen waren vor allem in Westeuropa vom Stromausfall betroffen. In schwächeren Inselformen besteht ein größeres Risiko. So kam es am 9. August 2019 in Großbritannien beinahe zu einem Blackout, die Frequenz war durch Kraftwerksabschaltungen bereits von 50 Hz bis auf 48,8 Hz abgesunken, konnte dann jedoch wieder erhöht werden. Im australischen Netz kam es zuletzt am 28. September 2016 zu einem Blackout in einem Teilnetz, wo nach einer Abtrennung dieses Netzes die Frequenz von 50 Hz bis auf unter 47 Hz absank.

4. Die Spannungshaltung

Die Systemdienstleistung Spannungshaltung wird durch die Netzbetreiber auf der jeweiligen Netzebene zur Einhaltung der zulässigen Grenzen der Spannung erbracht. Die Spannung im Netz muss trotz sich stetig ändernder Randbedingungen in einem vorgegebenen Spannungsband gehalten werden (in der Abbildung unten liegt dieses Spannungsband zwischen 390 und 420 kV). Geschieht dies nicht, können ans Stromnetz angeschlossene Geräte beschädigt oder gar zerstört werden, insbesondere bei einer zu hohen Netzspannung. Bei einer zu tiefen Netzspannung kann ein Spannungskollaps (Blackout) drohen.

Spannung in Kilovolt (kV)



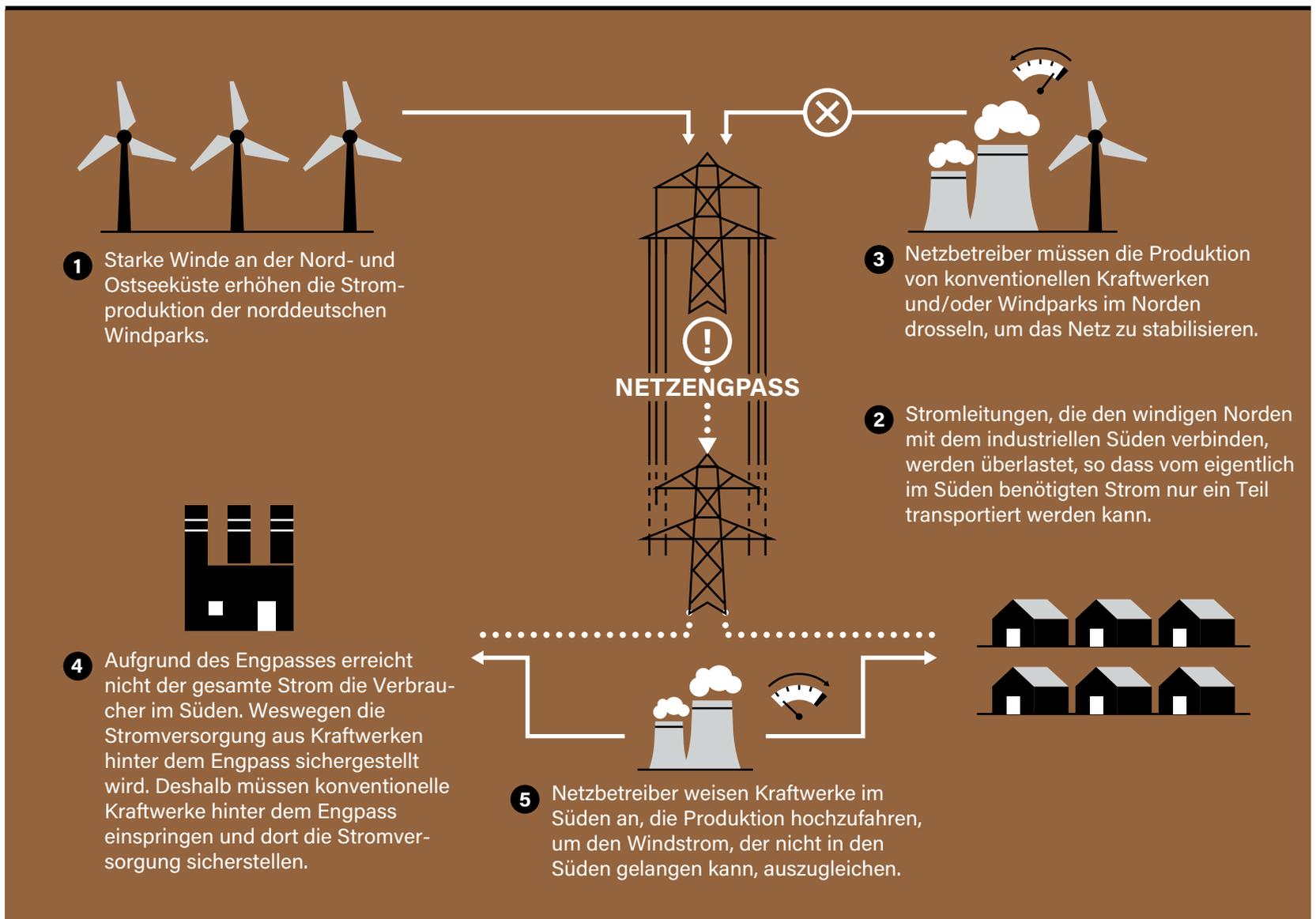
Verlauf der Netzspannung an zwei verschiedenen Knotenpunkten eines Netzes

Quelle: Abbildung Gridlab, Daten 50Hertz (2018)

Netzengepassmanagement

Niels Ehlers und David Schröder

Eine Stromleitung kann man sich ähnlich vorstellen wie eine Autobahn: Es passt nicht beliebig viel Strom hindurch bzw. Autos darauf. Wenn eine Autobahn überlastet wird, wird der Verkehr dichter, bis er irgendwann im Stau zum Erliegen kommt. In einer Stromleitung kommt es, neben anderen physikalischen Effekten, bei zunehmender Strombelastung zur zunehmenden Erwärmung, denn wie wir von Tauchsiedern und den alten Glühbirnen wissen, erwärmt sich ein stromdurchflossener elektrischer Leiter. Das wiederum hat Folgen für die Stromleitung.



Wie entsteht ein Engpass und wie kann man ihn beheben?

Quelle: Eigene Darstellung



Leitungsverbindungen

- 380 kV
- in Bau/in Planung
- 220 kV
- 150/220 kV
- in Bau/in Planung (Offshore-Anschlüsse)
- == Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung
- in Bau/in Planung
- Umspannwerke/Stationen
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Stationen
- Städte

Das deutsche Übertragungsstromnetz 2020

Quelle: Eigene Darstellung nach VDE|FNN (2020)

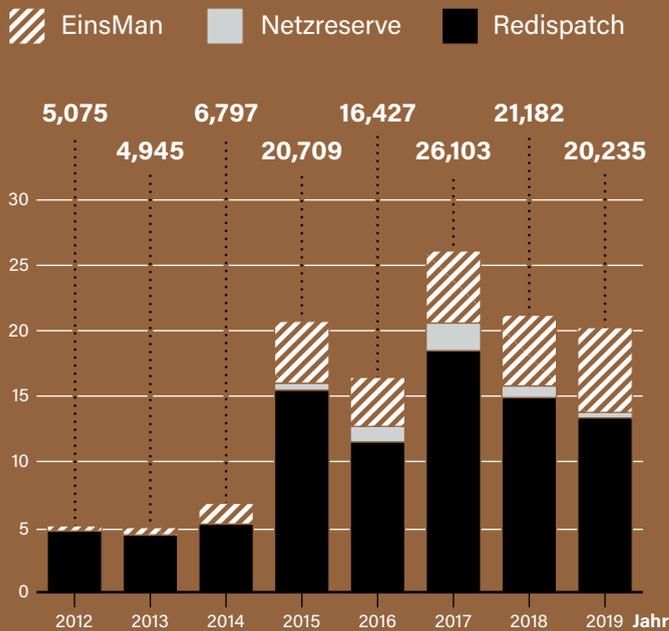
Aufheizung mit Folgen

Erstens nimmt ihr elektrischer Widerstand bei Erwärmung zu, was die Verluste der Stromleitung erhöht und die weitere Aufheizung verstärkt. Zweitens muss die entstandene Wärme in die Umgebung abgeführt werden können, da ansonsten die Leitung und (im Falle von Kabeln) die Isolation beschädigt werden können. Speziell bei erdverlegten Kabeln ist die Kühlung ein limitierender Faktor. Schließlich und drittens führt Erwärmung zur Ausdehnung von Materialien. Wenn sich eine Freileitung erwärmt und folglich ausdehnt, führt das dazu, dass sie stärker durchhängt und damit ihr tiefster Punkt zwischen zwei Masten dem Erdboden näherkommt. Aus Sicherheitsgründen muss aber stets ein Mindestabstand zum Boden eingehalten werden, damit es nicht zu elektrischen Unfällen kommt, wenn beispielsweise ein Traktor auf dem Feld unter der Freileitung durchfährt. Die Strombelastbarkeit einer elektrischen Leitung ist also maßgeblich durch deren Erwärmung begrenzt. (Auf weitere wesentliche Effekte wie die sogenannte Blindleistung können wir hier nicht eingehen.) Von einem Netzengpass spricht man, wenn die zulässige Strombelastung einer Leitung erreicht oder überschritten ist. Übrigens, im Englischen verwendet man für Engpässe auf Stromleitungen und Autobahnen dasselbe Wort: congestion.

Wie entstehen Netzengpässe?

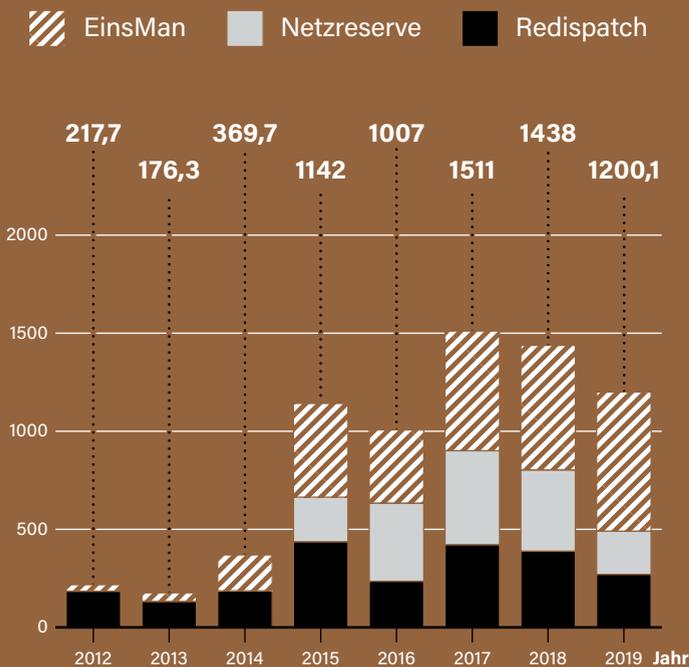
Mit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes wurden Netz, Erzeugung und Vertrieb strikt voneinander getrennt. Es kann so elektrischer Strom erzeugt und gehandelt werden, ohne dass dabei Netzrestriktionen innerhalb von Deutschland beachtet werden müssen. Es ist dann Aufgabe der Netzbetreiber, diesen Strom von den Erzeugern und Kraftwerken zu den Verbrauchern zu transportieren. Auf der höchsten Spannungsebene sind dafür in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber zuständig: 50Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW. Der Strom verteilt sich hierbei entsprechend der Kirchhoff'schen Gesetze entlang des geringsten elektrischen Widerstands über alle zur Verfügung stehenden Leitungen im vermaschten Stromnetz. Zwei unterschiedliche Leitungen können, aufgrund der Bauform, Masthöhe oder des Materials des Leiterseils, unterschiedliche maximale Ströme zulassen, selbst wenn sie denselben elektrischen Widerstand haben. Sofern die beiden Leitungen elektrisch parallel verlaufen, verteilt sich der Strom gleichmäßig auf beide.

Volumen des Engpassmanagements in TWh



Der starke Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands hatte zur Folge, dass die Einspeisemanagement- und Redispatch-Kosten seit 2015 stark stiegen. Mit dem Redispatch 2.0 werden in Zukunft auch Erneuerbare-Anlagen zum Redispatch herangezogen und die volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt.

Kosten des Engpassmanagements in Mio. EUR



Die gestiegenen Kosten des Engpassmanagements konnten mittlerweile bereits wieder gesenkt werden. Dazu trugen Netzausbau und verbesserte Abstimmungsprozesse bei.

Kaskadeneffekte ..., es wird kritisch

Ab einer bestimmten Belastung kann es dann dazu kommen, dass die eine Leitung noch freie Kapazität hat, die andere aber bereits vollständig ausgelastet ist. Dieser Betriebszustand wäre aber sehr riskant, denn wenn eine Leitung ausfiele, weil beispielsweise bei Sturm ein Baum umknickt und die Leitung beschädigt, würde der gesamte Strom über die verbleibende Leitung fließen und diese ebenfalls überlasten. Die Schutzmechanismen müssten die Leitung abschalten, wodurch ggf. eine dritte Leitung überlastet würde. Da eine derartige Kaskade zu einem europaweiten Blackout führen könnte, wird das Netz in jedem Zeitpunkt n-1-sicher (gespröchen: „N minus Eins sicher“) betrieben. Die Ingenieur:innen im Control Center stellen sicher, dass alle Leitungen und andere Betriebsmittel nur so hoch belastet werden, dass jederzeit ein Element ausfallen kann, ohne dass es zu weiteren Überlastungen kommt.

Das Nord-Süd-Gefälle der Energiewende

Das Netz wurde in der Vergangenheit so aufgebaut, dass die Großkraftwerke in der Nähe der industriellen und städtischen Verbrauchszentren platziert waren, die Transportdistanzen gering blieben und das Übertragungsnetz, welches Strom über längere Distanzen transportiert, normalerweise gering ausgelastet war. Nähe der Kraftwerke zu den Lastzentren – das ist ein Aspekt von Dezentralisierung, den es schon lange vor der Energiewende gab. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren entstehen ganz neue Herausforderungen für die Netze. Erstens sind Windkraft und Photovoltaik intermittierende Stromquellen, deren schwankende Einspeisung im Netz ausgeglichen werden muss. Zweitens wird speziell die Photovoltaik in sehr vielen, kleinteiligen und räumlich verteilten Anlagen ans Netz angeschlossen, was speziell im Verteilungsnetz und auf den unteren Spannungsebenen herausfordernd ist. Und drittens gibt es speziell in der Windkraft ein zunehmendes Auseinanderfallen von Erzeugungs- und Lastzentren, da ein großer Teil des erneuerbaren Stroms aus Windenergie im Norden Deutschlands erzeugt und im Süden des Landes genutzt wird. Dieses Nord-Süd-Gefälle wird durch den weiteren Erneuerbaren-Ausbau verstärkt und bleibt in den nächsten Jahren eine Herausforderung für die Übertragungsnetze. Daher kommt es immer häufiger zu Situationen, in denen die geplante Einspeisung aus Kraftwerken und Erneuerbaren-Energien-Anlagen nicht mehr n-1-sicher zu den Verbrauchern transportiert werden kann. Diese Netzengpässe müssen durch die Control Center der Netzbetreiber rechtzeitig behoben werden, bevor eine konkrete Gefahr eintritt.

Volumen und Kosten von Engpassmanagement
zwischen 2012 und 2019 in Deutschland

Quelle: BNetzA (2014-2020)

Wie werden Netzengepässe behoben?

Tritt im Netzbetrieb eine Gefährdung der Systemsicherheit auf, sind die Netzbetreiber verpflichtet, verschiedene Maßnahmen zu ergreifen, um die Sicherheit wiederherzustellen. Das Energiewirtschaftsgesetz gibt eine Reihe an Maßnahmen vor, die ergriffen werden können. Zunächst wird mit Schaltungen im Netz versucht, den Strom auf andere Netzmittel umzulenken. Teilweise werden auch steuerbare Transformatoren eingesetzt, um den Strom von schwächeren auf stärkere Leitungen umzulenken. Falls dies nicht ausreicht, dürfen die Netzbetreiber Eingriffe in den Kraftwerkspark vornehmen. Dies geschieht mit dem Ziel, die Leistung auf der einen Seite des Engpasses zu reduzieren und auf der anderen Seite zu erhöhen. Dadurch wird die Belastung des betroffenen Netzelementes vermindert, ohne die Strombilanz zu verändern.

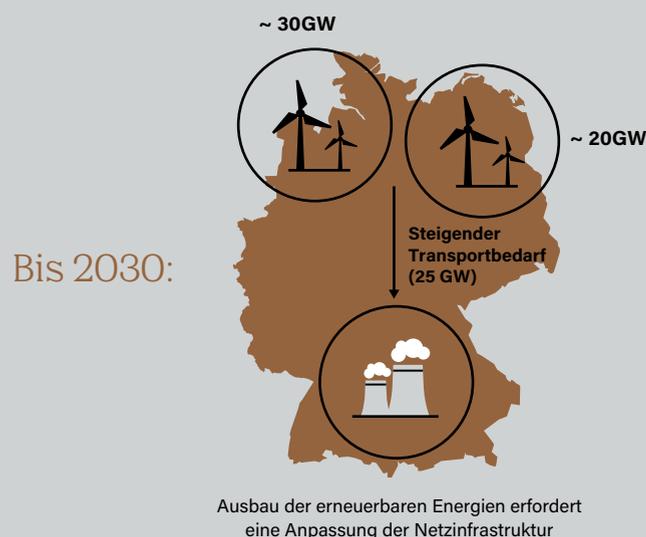
Netzengepassmanagement mit Redispatch und EinsMan

Dem Netzbetreiber steht hierzu Redispatch, also das Eingreifen in den Kraftwerksfahrplan konventioneller Kraftwerke, zur Verfügung. Einzelne Kraftwerke werden im Süden explizit als Reserve für diesen Zweck vorgehalten (Reservekraftwerke). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, können auch erneuerbare Energien abgeregelt werden. Diese Anlagen haben im normalen Betrieb einen Einspeisevorrang, ihre Abregelung kommt daher nur als letztes Mittel in Frage. Die vom Netzbetreiber veranlasste Reduzierung der Netzeinspeisung dieser Anlagen wird als Einspeisemanagement, im Jargon auch „EinsMan“, bezeichnet. Die Abbildung auf

Seite 45 zeigt die Maßnahmen: Um den Netzengepass auf einer Leitung von Norden nach Süden zu lösen, werden Kraftwerke und Windenergieanlagen im Norden heruntergefahren und Kraftwerke im Süden hochgefahren.

Netzausbau und Nutzung von Flexibilität

Netzengepässen kann mit einem ambitionierten Ausbau der Stromnetze und der Aktivierung von Flexibilität vorgebeugt werden. Diese Maßnahmen stehen sich nicht entgegen, sondern ergänzen sich und sind somit komplementär. Netzausbau kann Flexibilität unterstützen, die Aktivierung von Flexibilität kann in manchen Fällen den Bedarf für Netzausbau verringern. Die nötigen und beschlossenen Maßnahmen kommen aber langsamer voran als geplant, sodass auch in Zukunft das Netzengepassmanagement in hohem Maße relevant bleiben wird. In den vergangenen Jahren ist es bereits gelungen, die Systemintegration der Erneuerbaren effizienter zu gestalten und somit die Kosten für Netzengepassmanagement zu senken (seit der Kostenspitze im Jahr 2017, so ermittelte die BNetzA, sind die Kosten sowohl 2018 als auch 2019 gefallen). Es wäre aber nicht effizient, die Netze so weit auszubauen, dass überhaupt keine Abregelung mehr stattfindet. Daher wird der Netzausbau so geplant, dass maximal 3 Prozent der EE-Mengen abgeregelt werden dürfen – was bei näherer Betrachtung sogar den zusätzlichen Anschluss erneuerbarer Anlagen an das bestehende Netz erleichtert. Eine verbesserte Einbindung und Aktivierung von verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen sorgt ebenfalls dafür, dass Engpässe sowie die Abregelung von Erneuerbaren zunehmend verhindert werden.



Der strategische Netzausbau ist neben der Energieeffizienz und der Flexibilisierung eine wichtige Säule der erfolgreichen Dekarbonisierung der Gesellschaft.

Steigerung der **innerdeutschen Transportkapazitäten** zur Verbindung von **Erneuerbaren-Erzeugung** zu **Verbrauchscentren**

ZIELE

Förderung der **grenzüberschreitenden Transportkapazitäten** zur Verbesserung der **europäischen Marktintegration**

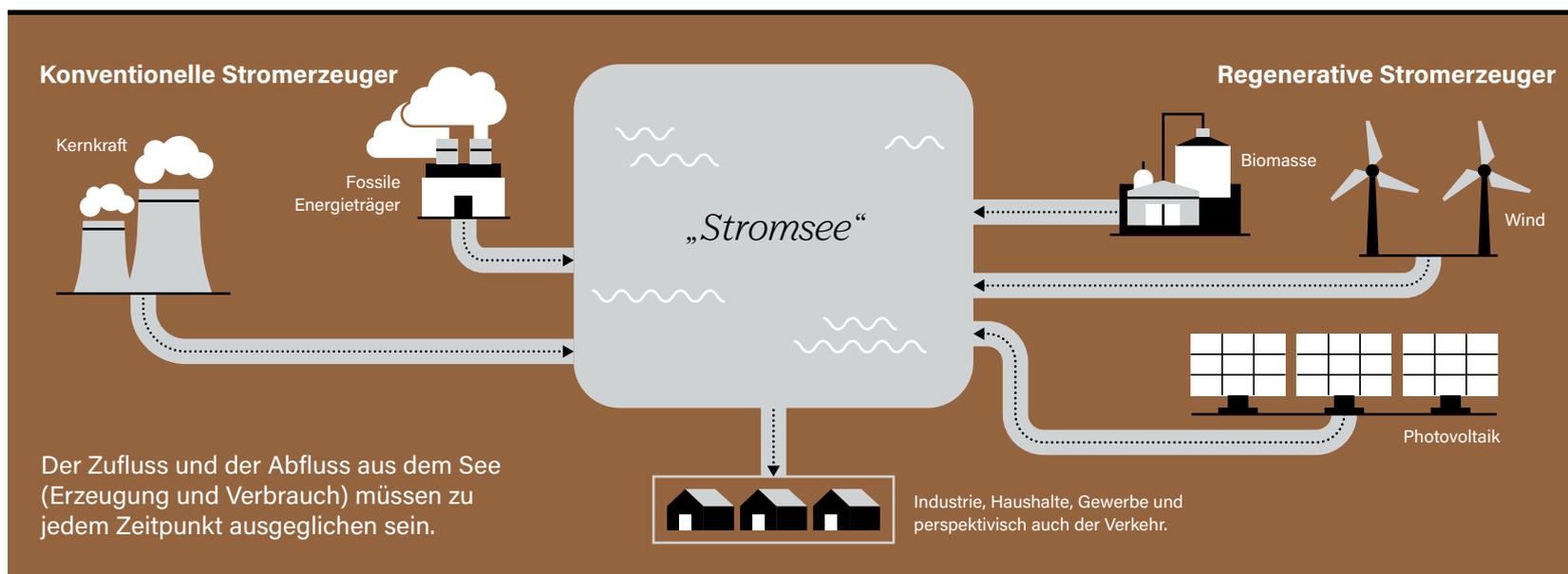
Der essenzielle Ausbau der Erneuerbaren zur Dekarbonisierung Deutschlands erfordert einen Ausbau der Übertragungsnetze, um den windreichen Norden mit der Industrie im Süden zu verknüpfen

Quelle: 50Hertz (2020)

Die Kupferplatte

Niko Rogler

Das Strommarktdesign in Deutschland beruht auf der Idealannahme, dass der Standort eines Stromkunden keine Rolle spielt. Egal, wo sich der Stromkunde innerhalb Deutschlands befindet – ob in Flensburg, in Aachen, in Garmisch-Partenkirchen oder in Görlitz – er soll im Prinzip zum deutschlandweit einheitlichen Stromgroßhandelspreis versorgt werden können.



Abstraktion der Stromerzeugung und -abnahme über das Bild des Stromsees

Quelle: Eigene Darstellung

Das Ideal: Platte oder See

Der Endkundenpreis setzt sich aus diesem Großhandelspreis, den Entgelten für das Übertragungs- und Verteilungsnetz, den Vertriebsmargen der Stromhändler sowie staatlichen Steuern und Abgaben zusammen. Die heutige deutschlandweit einheitliche Großhandels-Preiszone führt zu hoher Liquidität an den Stromgroßhandelsmärkten und zu entsprechend belastbaren Preissignalen. Und sie führt zu vereinfachten Prozeduren bei der kurz-, mittel- und langfristigen Beschaffung bzw. beim Verkauf von Elektrizität und belebt dadurch den Wettbewerb.

Diese einheitliche Preiszone funktioniert aber nur dann, wenn die mit den Handelsgeschäften korrespondierende physikalische Erfüllung möglich ist, wenn also die Kapazität der Stromnetze für die gehandelten Stromflüsse ausreicht. Für dieses Modell hat sich das Bild der Kupferplatte etabliert: Angenommen, ganz Deutschland sei mit einer elektrisch hervorragend leitenden, dicken Kupferplatte unterlegt, an die sich Stromerzeuger und -verbraucher an jedem beliebigen Ort anschließen könnten, dann wäre eine (annähernd)

verlustfreie elektrische Verbindung von und zu jedem beliebigen Ort im Land sichergestellt. Ein ganz ähnliches und ebenfalls verbreitetes Bild ist übrigens der Stromsee: Man stellt sich vor, über ganz Deutschland erstreckte sich ein Stromsee, in den an beliebiger Stelle Wasser (bzw. Strom) ein- oder ausgespeist werden kann und bei dem lediglich sicherzustellen ist, dass der Wasserstandspegel konstant bleibt, indem jederzeit die Zu- und Abflussmengen gleich sind.

Die Praxis: Netzengepässe sind möglich

Der deutsche Strommarkt funktioniert so, als gäbe es diese Kupferplatte. Handelsgeschäfte am Strommarkt können so abgeschlossen werden, als gäbe es keine physikalischen Restriktionen beim Stromaustausch. Und wie im Bild des Stromsees wird bei den Handelsgeschäften lediglich darauf geachtet, dass die Zu- und Abflussmengen stets im Gleichgewicht sind. Wie wir alle wissen, liegt aber keine Kupferplatte

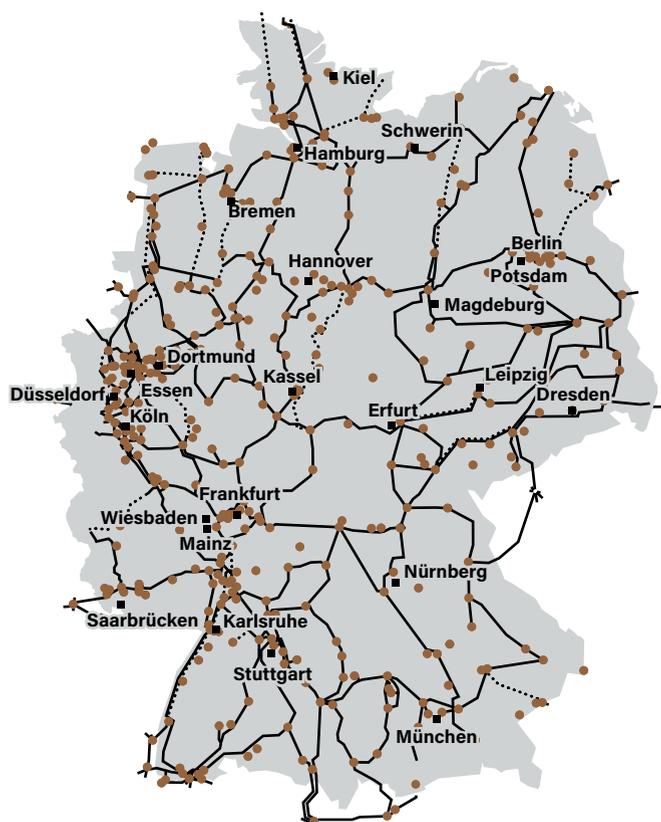
Theoretisches Konzept des Marktdesigns

Eine physische Kupferplatte im Boden unter Deutschland würde zu keinen Restriktionen bei der Stromübertragung führen.



Physikalische Realität des Stromnetzes

Eine Kupferplatte unter ganz Deutschland zu legen ist unmöglich, deshalb behilft man sich mit Stromleitungen. Diese haben Restriktionen bei der Stromübertragung.



— 380 kV
 - - - 380 kV in Bau/in Planung
 ● Umspannwerke/Stationen
 ■ Städte

unter ganz Deutschland, sondern es gibt Stromleitungen – sehr viele zwar, vielfach vernetzt und mit Sicherheitspuffer ausgelegt, aber trotzdem natürlich nicht überall in beliebiger Stärke. Das führt zu Restriktionen in der physikalischen Erfüllung des Strommarktergebnisses. Immer wieder kommt es dazu, dass Stromhandelsgeschäfte abgeschlossen werden, welche in ihrer Ausführung zu Überlastungen bestimmter Stromleitungen führen würden. Das kann beispielsweise so aussehen, dass mehr Windstrom an einem Netzknoten in Norddeutschland eingespeist werden soll als von dort weitertransportiert werden kann, etwa nach Süddeutschland. Die Übertragungsleitungen wären überlastet, es liegt ein sogenannter Netzengpass vor.

Engpassmanagement und Preiszonen

In solchen Situationen müssen die Netzbetreiber mit Engpassmanagement korrigierend eingreifen, also Erzeugung vor dem Netzengpass herunterfahren und ersatzweise Kraftwerksleistung hinter dem Engpass hochfahren (typischerweise über flexible Gaskraftwerke). Mit diesem gezielten Eingriff in die Ergebnisse des Stromgroßhandels – dem sogenannten Redispatch – wird die Systemsicherheit auch in Zeiten von Netzengpässen gewährleistet.

Als Alternative zum Redispatch gäbe es die Möglichkeit, die einheitliche deutsche Preiszone bei Bedarf in mehrere Preiszonen aufzutrennen, beispielsweise eine Nord- und eine Südzone. Wenn die regulären Stromhandelsgeschäfte zu relativen Stromüberschüssen im Norden und Stromdefiziten im Süden verbunden sind, würden die Strombörsen einige Einspeisewünsche im Norden zurückweisen und Auspeisewünsche im Süden bezuschlagen, wobei die aktuellen Netzrestriktionen so gut wie möglich ausgeschöpft werden. Die Folge wären temporäre Preisunterschiede, wobei der Großhandelsstrompreis im Norden niedriger als im Süden wäre. Wenn die Netzrestriktionen keine Einschränkung der Handelsgeschäfte erfordern, wären die Großhandelspreise in beiden Preiszonen gleich. Für die Elektrizitätswirtschaft ist das grundsätzlich nichts Neues: Schon immer gab und gibt es an den Grenzkuppelstellen zu ausländischen Stromnetzen gelegentliche Engpässe, und dann gibt es keine einheitliche europäische Strompreiszone. Wenn aber trotz prinzipieller Netzengpässe alle Handelsgeschäfte realisierbar sind, gleichen sich die Stromgroßhandelspreise beiderseits der Grenze an. Ein solches Market Coupling (im Gegensatz zum Market Splitting) haben die Netzbetreiber auf Veranlassung der Europäischen Kommission im Interesse des gemeinsamen Binnenmarkts für Elektrizität vor einigen Jahren realisiert.

Vergleich des theoretischen Strommarktkonzepts und der physikalischen Realität des Netzes

Quelle: VDE|FNN (2020)

Dezentralisierung

Andreas Corusa und Jan Suchanek

Das deutsche Energiesystem befindet sich seit Jahrzehnten in einem starken Wandlungsprozess. Durch die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien, allem voran durch den Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen, wurde aus dem ursprünglich gänzlich zentral organisierten Stromversorgungssystem allmählich ein dezentrales.

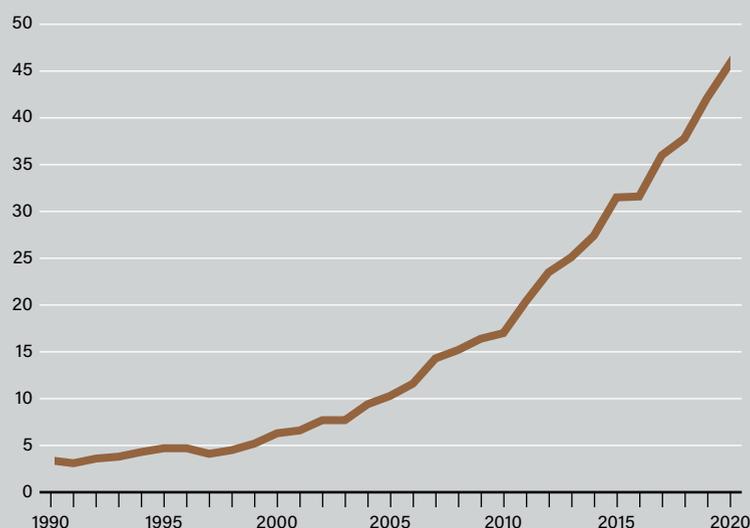
Die alte Welt – Stromversorgung vor der Energiewende

Das Stromversorgungssystem der alten Welt bestand vornehmlich aus punktueller Stromerzeugung mit einer relativ kleinen Anzahl von großen Kraftwerken (z. B. Kohle-, Gas-, Kernkraftwerke). Die Kraftwerke befanden sich dabei in der Nähe der Verbraucher (Gebiete mit hoher Bevölkerungs- und Industriedichte). Gleichzeitig wurde bei der Nutzung inländischer Ressourcen darauf geachtet, dass die Kraftwerke nahe an den Ressourcenvorkommen oder an gut erreichbaren Orten errichtet wurden: Kohlekraftwerke baute man am besten neben den Tagebaubetrieben bzw. entlang von Flüssen, Kanälen oder im Umfeld von Seehäfen. Die Kraftwerke waren darauf ausgelegt, den Verbrauchern zuverlässig, größtenteils konstante und planbare Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen. Dabei handelte es sich um ein verhältnismäßig lineares und statisches System, in dem sowohl kleine Verbraucher, wie z. B. Haushalte, als auch große Verbraucher, wie z. B. Industrieanlagen, gleichermaßen versorgt wurden.

Ein erster Schritt: Das Stromeinspeisungsgesetz aus dem Dezember 1990

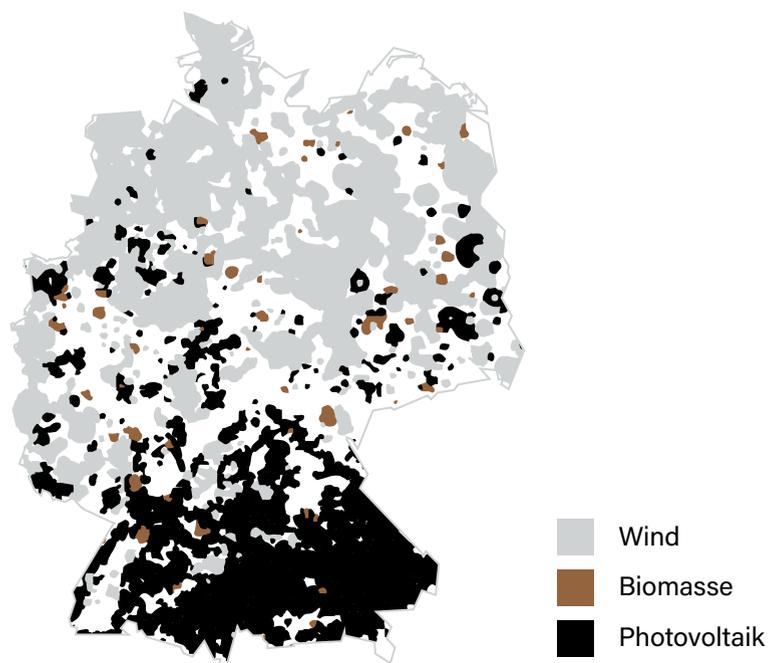
Im Jahr 1990 trugen erneuerbare Energien lediglich 3,4 Prozent zur gesamten Stromerzeugung bei. Dies entsprach 17,1 Milliarden kWh. Im Jahr 2020 hatte sich die Menge auf 46 Prozent vervierzehnfacht und belief sich auf ca. 246 Milliarden kWh erzeugten Strom.

Ursprünglich wurde der Strom aus Erneuerbaren fast ausschließlich durch Wasserkraftwerke bereitgestellt. Sonnen- oder Windenergie hatte nahezu keine Bedeutung. Verantwortlich dafür waren nicht nur die hohen Technologiekosten,



Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung in Deutschland in Prozent

Quelle: BMWi (2020)



Die Energielandschaft Erneuerbarer in Deutschland

Quelle: 50Hertz (2019)

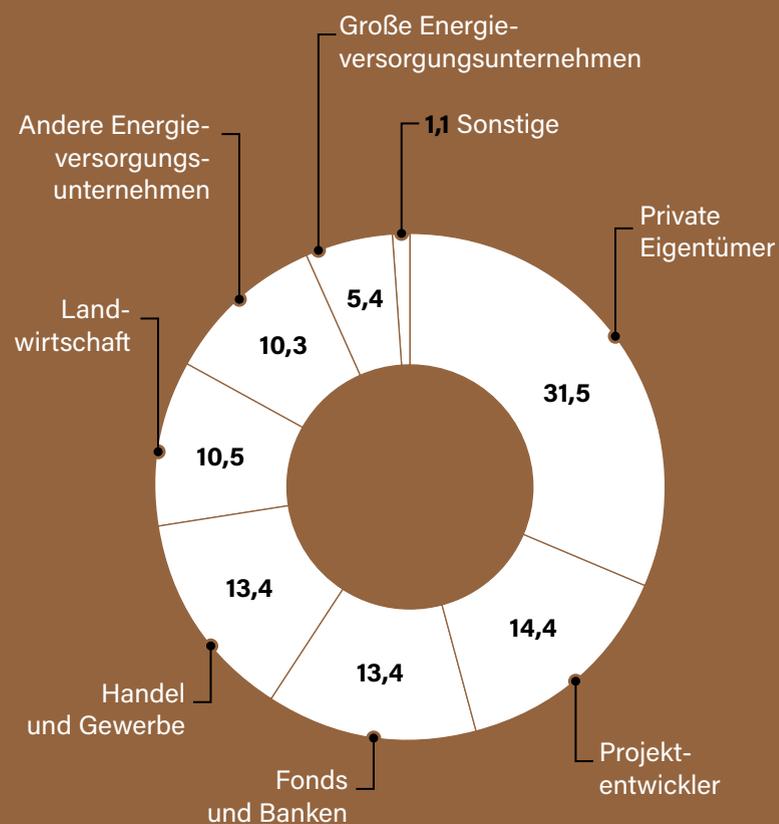
sondern auch das Verhalten der Energiekonzerne, die kein Interesse zeigten, selbst aktiv zu werden, und sich sogar sträubten, den von anderen so erzeugten Strom abzunehmen. Diese Hürde überwand das im Dezember 1990 verabschiedete Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG), das erstmals Elektrizitätsversorgungsunternehmen in die Pflicht nahm, elektrische Energie aus regenerativen Quellen abzunehmen und eine Mindestvergütung dafür zu bezahlen.

Ein politisches Novum, dem weitere Gesetze – wie das EEG – folgten

Davon profitierten letztendlich Biomasse-, Wind- und Wasserkraftanlagen, die fortan Strom vergleichsweise preiswert herstellen konnten. Photovoltaikanlagen hingegen verursachten zu diesem Zeitpunkt noch zu hohe Kosten und fristeten für einige Zeit ein Nischendasein im deutschen Energiesystem. Die Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes war nicht nur ein politisches Novum, sondern auch ein Durchbruch und die Wegbereitung für spätere Gesetze, wie die Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus dem Jahr 1998 und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000, die nach mehrfacher Novellierung bis heute ihre Anwendung finden und als wichtige Grundpfeiler der Energiewende gelten.

Die neue Welt – Stromversorgung heute

Springen wir in die Gegenwart: Heutige Kraftwerke, die auf erneuerbare Energieträger setzen, sind regional auf Gebiete mit hoher Energieverfügbarkeit spezialisiert. Das ähnelt durchaus der Situation in der alten Welt: Braunkohlekraftwerk neben Tagebau, Steinkohlekraftwerk an Binnenschiffahrtsweg. Da für die erneuerbaren Energien jedoch große und unbebaute Flächen benötigt werden, entstehen die Anlagen wie Windparks und große Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen in ländlichen Gebieten (Onshore-Wind & Photovoltaik) oder auf dem offenen Meer (Offshore-Wind). Häufig entstehen sie also weit entfernt von dicht besiedelten und industriellen Gebieten mit ihrem hohen Energiebedarf. Eine gegenläufige Entwicklung stellen kleinere Photovoltaikanlagen auf Dächern von Einzel- und Mehrfamilienhäusern dar, da sie sich auch in dicht besiedelten Gebieten installieren lassen. Dass die Dezentralisierung somit auch auf die Vielfalt der Eigentümer von Stromerzeugungsanlagen Einfluss genommen hat, zeigt obenstehende Grafik. Heute (Stand 2017) gehören die EE-Erzeugungsanlagen einer deutlich breiteren Masse an Akteuren als in der alten Welt – es wird auch von einer Demokratisierung im Zuge der Energiewende gesprochen.



Eigentumsstruktur der EE-Anlagen nach installierter Leistung in Deutschland 2017 in Prozent

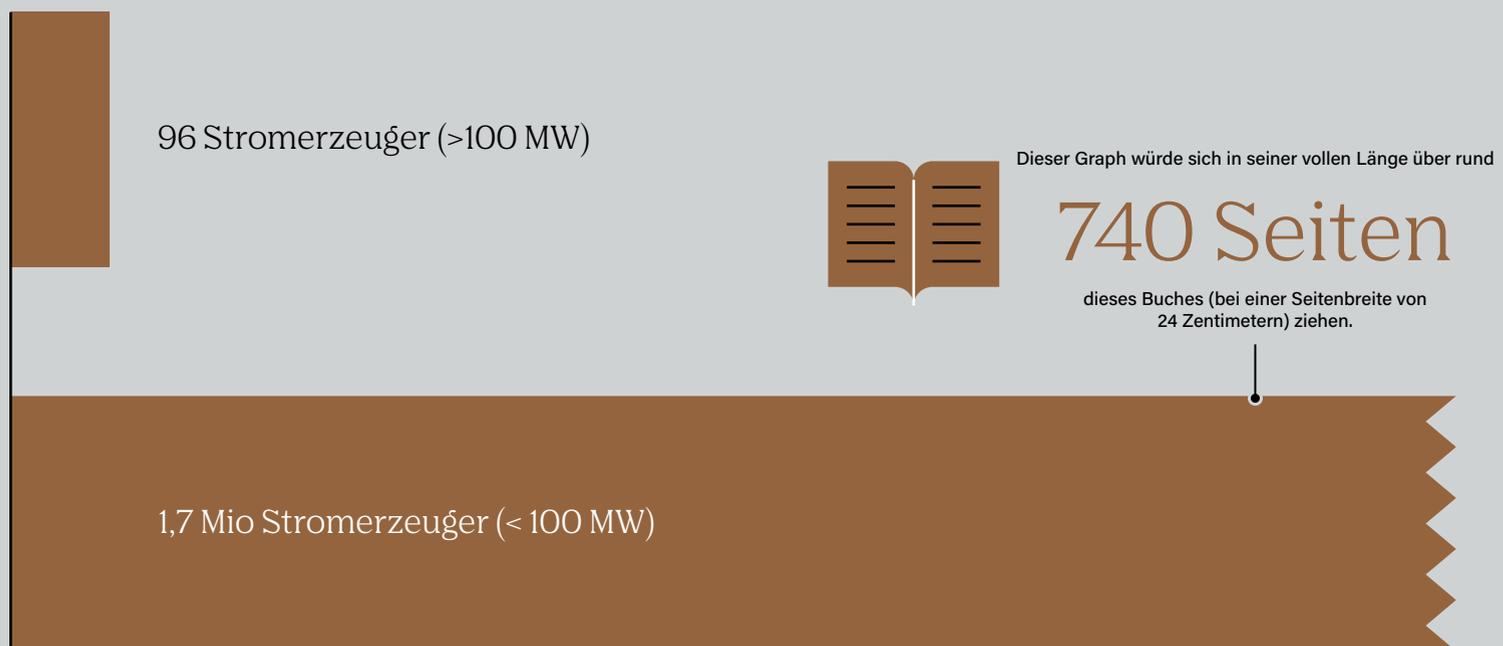
Quelle: Statista (2019)

Die Zukunft ist bereits angebrochen

Fast 30 Jahre nach dem Stromeinspeisungsgesetz finden wir folgendes Bild vor: Im Jahr 2019 wird die Stromerzeugung mit einer großen Anzahl von Erzeugungsanlagen mit geringer Kapazität bewerkstelligt. Über 14.000 Biomasseanlagen, fast 30.000 On- und Offshore-Windkraftanlagen und mehr als 1,7 Millionen Photovoltaikanlagen sind heute in Deutschland installiert. Zusammen mit über 7.000 Wasserkraftanlagen sind sie 2020 für ca. 46 Prozent des erzeugten Stroms verantwortlich. Zwar stammte der Rest des Stroms (ca. 54 Prozent) noch immer aus konventionellen Kraftwerken, jedoch ist ein Trend ganz klar ablesbar: Die Zukunft wird zunehmend vielfältiger, kleinteiliger und dezentraler werden.

Ein stark verändertes, komplexes Bild

Das Energiesystem der neuen Welt ist damit deutlich komplexer geworden. Deutlich wird dies durch die nicht immer leicht zu prognostizierende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger. Konnten in der alten Welt noch Ressourcen (z. B. Kohle) vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt werden, so ist das bei Sonnen- und Windkraftwerken deutlich



Vielfalt im Energiemarkt — Anzahl der Stromerzeuger über und unter 100 MW

Quellen: BNetzA (2020), BDEW (2020)

schwieriger. Derartige Kraftwerke erzeugen nur dann Strom, wenn der jeweilige Primärenergieträger (also Sonne oder Wind) zur Verfügung steht. Man spricht hier von der volatilen bzw. fluktuierenden Stromerzeugung. Abhilfe schaffen Stromerzeugungsanlagen, die über den Tag hinweg verfügbaren und planbaren Strom zur Verfügung stellen können. Dazu gehören beispielsweise Biomasse- oder Wasserkraftwerke. Führt man sich vor Augen, dass von den vorher erwähnten 46 Prozent des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms über 70 Prozent aus Sonnen- und Windkraft stammen, ist das Problem schnell erkannt: Der Strom soll zu jeder Zeit, an jedem Ort, ohne Unterbrechung für jeden Verbraucher bereitgestellt werden, obwohl es Zeiten gibt, in denen die Sonne nicht scheint oder kein Wind weht.

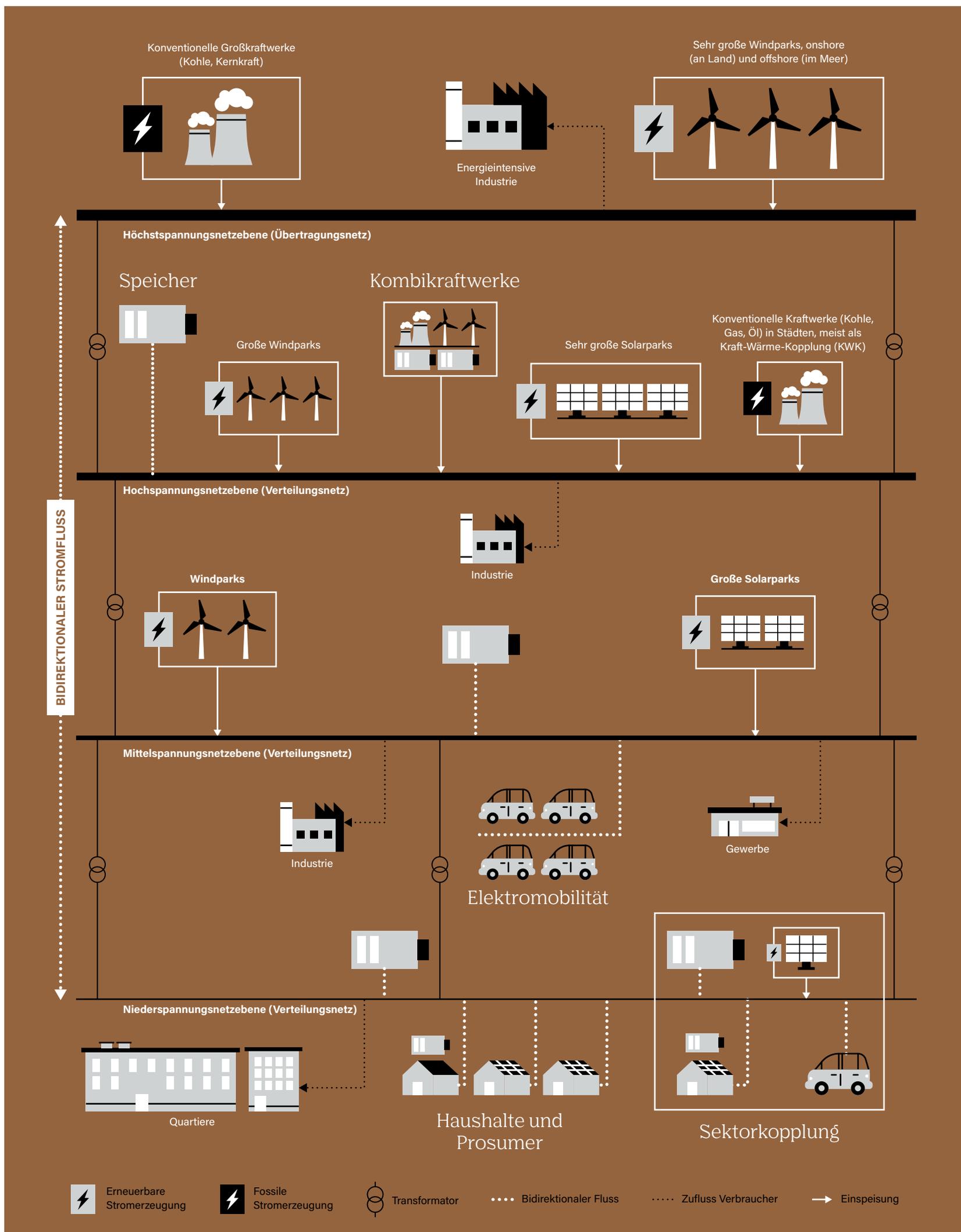
Mit Speichern, Flexibilität und intelligenten Netzen durch die Dunkelflauten

In solchen Situationen spricht man von Dunkelflauten, die für die Stromversorgung eine große Herausforderung darstellen – nicht nur fallen in diesen Zeiten die beiden größten erneuerbaren Erzeugungsquellen, Wind und Sonne, fast komplett aus, sondern typischerweise gibt es in diesen Zeiten zugleich auch einen höheren Strombedarf z. B. für Beleuchtung. Die Erzeugung und der Verbrauch müssen ständig und unabhängig von den jeweiligen Wetter- und Tagesverhältnissen in Balance gehalten werden. Um diese Herausforderung zu lösen, existieren heute schon viele Konzepte. Dazu zählen neben großformatigen Speichermöglichkeiten (Pumpspeicher, Batterien) und regelbaren

Biogas-Kraftwerken auch die Flexibilisierung der Stromnachfrage. Hierbei werden steuerbare Verbraucher genau dann zugeschaltet, wenn beispielsweise viel Wind im System vorhanden ist, und heruntergefahren, wenn dies nicht der Fall ist. Andere neuartige Lösungen, die eine wichtige Rolle bei der Erzeugung und Verteilung im dezentralen Stromsystem spielen, sind: Sektorkopplung (engere Kopplung des Stromsektors speziell mit dem Wärme- und Mobilitätssektor), virtuelle Kraftwerke (also die IT-gestützte Kopplung kleinerer, verteilter Erzeugungskapazitäten, die gemeinsam wie ein größeres Kraftwerk eingesetzt werden können) und Prosumer (Haushalte mit eigener Erzeugungsanlage, z. B. Photovoltaik, die im Netz manchmal als Produzent, also Einspeiser, und manchmal als Konsument, also Stromkunde, auftreten).

Das intelligente Energiesystem der Zukunft

Die zeitgenaue Zusammenführung von Angebot und Nachfrage impliziert auch, dass Erzeuger und Verbraucher miteinander kommunizieren können, und zwar oft in Echtzeit. Überdies wird der Strom nicht nur monodirektional durch das Stromnetz fließen, also von den höheren Netzebenen des Höchstspannungsnetzes zu den Mittel- und Niederspannungsnetzen. Vielmehr wird der Stromfluss bidirektional organisiert werden. Das Energiesystem muss deshalb besser abgestimmt und intelligenter werden.



Mögliches Stromsystem der Zukunft
 Quelle: Andreas Corusa (TU Berlin)

infobox Prosumer

Ursprünglich war Elektrizität etwas, was man nach Hause oder in den Betrieb geliefert bekam, ganz ähnlich wie Wasser oder Gas. In der Tat wurde die Elektrizität so verkauft: als Strom, also etwas, das in einer bestimmten Richtung fließt, vom Erzeuger zum Verbraucher. Der eine produziert den Strom, der andere nimmt ihn ab; der/die eine ist Verkäufer:in, der/die andere ist Kund:in. Da sich Strom schlecht speichern lässt, muss die Produktion jederzeit der Abnahme entsprechen.

Neue Rollenverteilungen im Energiesystem

In einem Stromnetz können an vielen Stellen weitere Verbraucher und weitere Erzeuger zugeschaltet werden. In den letzten Jahren macht sich das insbesondere auf der Erzeugerseite bemerkbar, wo seit der Jahrhundertwende deutschlandweit knapp zwei Millionen neue Erzeugungsanlagen – Photovoltaik (Solarzellen), Windkraftanlagen und Biomasse-Blockheizkraftwerke – angeschlossen worden sind und einspeisen. Früher war die Rollenverteilung eindeutig: Auf der einen Seite große Kraftwerke oder Stromanbieter, dazwischen das Netz, und am anderen Ende die Abnehmer, bestehend aus vielen kleinen und größeren Lasten. Diese klassische Rollenverteilung gerät heute ins Wanken.

Ein neues Wort für ein neues Phänomen

Viele Haushalte sind heute nicht mehr nur Abnehmer von Strom, sondern produzieren selbst Strom, insbesondere durch Photovoltaikanlagen auf dem eigenen Dach oder durch Blockheizkraftwerke im eigenen Keller. Wenn diese Haushalte Teile der selbst erzeugten Elektrizität im eigenen Haushalt verbrauchen, nennt man sie Prosumer. Eventuell produzieren sie auch mehr Elektrizität, als sie momentan verbrauchen, dann speisen sie diesen Strom ins Netz ein und erhalten dafür die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegte Vergütung. Manchmal produzieren sie mit ihren Erzeugungskapazitäten weniger Elektrizität, als sie momentan benötigen, in diesem Fall beziehen sie die benötigte Strommenge aus dem Netz. Mit dem Auftreten von vielen Prosumern ist das Elektrizitätssystem heute nicht mehr monodirektional, sondern bidirektional – Lastflüsse können sich umkehren und auch vonseiten der traditionellen Abnehmer ins Netz hineinführen.

Eine Reihe neuer Fragen

Diese Entwicklung nennt man auch Dezentralisierung, und sie wird sich künftig mit Sicherheit noch fortsetzen und verstärken. Allerdings bedeutet sie auch eine technische, ökonomische und rechtliche Herausforderung. Die Netze sind nämlich häufig nicht auf eine Einspeisung aufseiten der Abnehmer ausgelegt. Darüber hinaus müssen die mit der dezentralen Einspeisung und Ausspeisung verbundenen Elektrizitätsflüsse koordiniert werden, denn auch ein dezentrales Elektrizitätssystem muss jederzeit ausgeglichen sein. Diese Aufgabe ist insofern neu, als in der alten Welt die weitaus überwiegenden Strommengen in die Übertragungsnetze eingespeist wurden, während in einem dezentralen System die überwiegende Stromspeisung in die Verteilungsnetze erfolgt. Daraus ergeben sich mehrere Fragen: Welche neuen Rollen entstehen daraus für Verteilungsnetzbetreiber? Wie werden die Rollen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern konkret abgestimmt? Wie wird gesteuert, wer wann was einspeist und wann welche Last einschaltet? Und wie kann die kontinuierliche Koordination dieser Steuerung effektiv sichergestellt werden? Hier vollziehen sich einige der derzeit wohl spannendsten Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft.

Der Bilanzkreis

Andreas Grübel

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) des Jahres 1998 wurde der Energiemarkt in Deutschland liberalisiert. Ziel der Liberalisierung war es, die ursprünglichen Versorgungsmonopole aufzubrechen und Wettbewerb unter den Elektrizitätsanbietern einzuführen.

Wettbewerb am Strommarkt

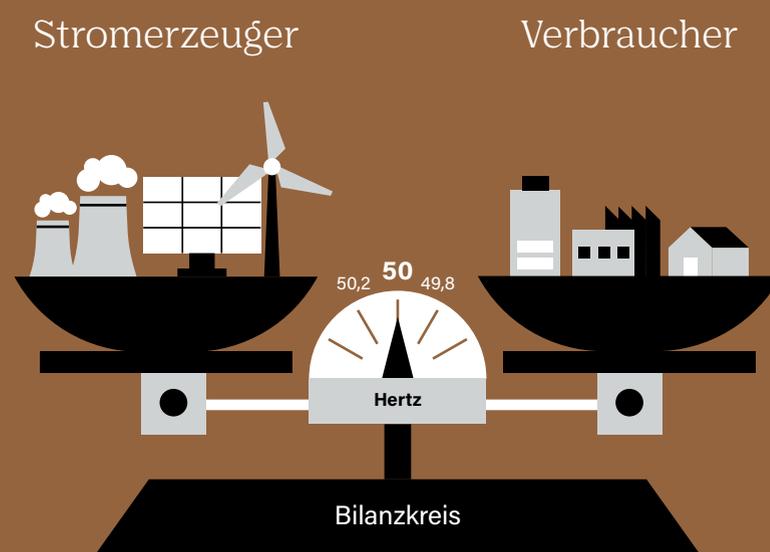
Dazu wurde das Übertragungsnetz von der Erzeugung und dem Handel bzw. Vertrieb rechtlich und wirtschaftlich getrennt – das sogenannte Unbundling (Entflechtung). Der Hintergrund ist, dass es sich bei Stromnetzen um natürliche Monopole handelt, die diskriminierungsfrei allen Marktteilnehmern zur Verfügung stehen sollen – das ist so ähnlich wie bei Straßen und Autobahnen, die ebenfalls natürliche Monopole sind, da man sinnvollerweise nicht zwei Autobahnen nebeneinander bauen wird, nur um einen Wettbewerb der Autobahn-Anbieter zu erreichen. Elektrizitätserzeugung, Handel und Endkunden-Vertrieb hingegen stehen dem Wettbewerb offen – hier können viele Anbieter auftreten, ähnlich wie auf dem öffentlichen Straßennetz beliebig viele Bus- oder Taxifirmen ihre Dienste offerieren können. Die Folge des EnWG 1998 war, dass nun Monopolstrukturen, also integrierte Energieversorgungsunternehmen mit Erzeugung, Netz und Handel aus einer Hand, aufgetrennt wurden. Ehemalige Abnehmer wurden zu Stromkunden und die Energieversorgungsverträge zu Produkten, die in verschiedenen Formen und Angeboten für die Kunden ausgestaltet werden können. Zudem ist für neue Anbieter (Stromerzeuger und Stromhändler) ein Marktzugang garantiert, denn das Netz steht allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung, d. h. die Netzentgelte (Transportkosten) sind für alle Stromvertriebe (Transportkunden) gleich. Das Ergebnis: Die Vertriebe operieren auf einem Strommarkt, der wettbewerblich organisiert ist.

Was ist der Bilanzkreis?

Einspeisung = Verbrauch! Diese Regel muss in jedem Stromnetz gelten, und zwar zu jedem Zeitpunkt. Wie aber lässt sich dies unter den Bedingungen des wettbewerblichen Strommarktes umsetzen? Dazu kann man sich zunutze machen, dass jeder Netzkunde über einen Stromzähler mit dem Elektrizitätsnetz verbunden ist. Alle von einem Energieversorger

beliefernten Stromzähler – egal, ob sich diese alle räumlich nebeneinander in einer Stadt oder verteilt quer durchs Land befinden – werden in sogenannten Bilanzkreisen zusammengefasst. Der Energieversorger – in seiner Rolle als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), das können z.B. die Stadtwerke XY oder Greenpeace Energy sein – hat für den jederzeitigen Ausgleich der Strommengen in seinem Bilanzkreis zu sorgen, gegebenenfalls über den Kauf oder Verkauf von Strommengen. Die kleinste Zeiteinheit ist dabei die Viertelstunde. Der BKV muss also sicherstellen, dass in jeder Viertelstunde die Stromeinspeisung und Stromentnahme in seinen bzw. aus seinem Bilanzkreis ausgeglichen sind.

Dazu bauen Bilanzkreise auf Prognosen auf: Jeder Bilanzkreis ist so zu führen, dass die prognostizierten Entnahmen und die prognostizierten Einspeisungen identisch sind.



Es muss so viel vom Stromerzeuger eingespeist werden, wie von Verbrauchern entnommen wird.

Wie funktioniert ein Bilanzkreis?

Quelle: Eigene Darstellung

Die Prognosen werden vom BKV in Form von sogenannten Fahrplänen (Dispatch) einen Tag vor Lieferdatum an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wie z. B. 50Hertz oder Amprion gemeldet und können noch bis 16 Uhr am Folgetag verändert werden. Nun sind die Prognosen natürlich niemals exakt. Die damit verbundenen physischen Ungleichgewichte werden durch die ÜNB in ihrer Rolle als Bilanzkreiskoordinatoren ausgeglichen. Um dazu in der Lage zu sein, beschaffen sie über wettbewerbliche Auktionen Regelenergie im Umfang der erwarteten kumulierten Bilanzkreisabweichungen.

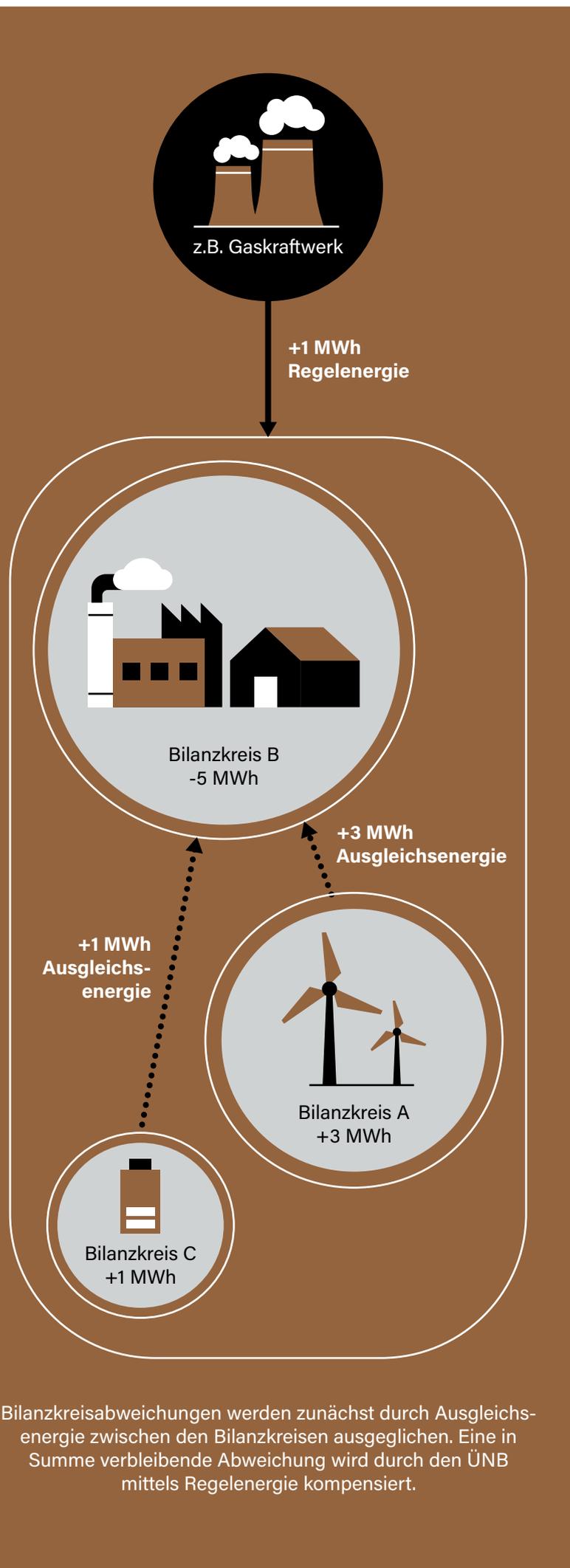
Wie muss man sich den Bilanzkreis räumlich vorstellen?

Es gibt vier Regelzonen in Deutschland. Es ist wichtig für das Verständnis, dass man sich Bilanzkreise innerhalb der Regelzonen nicht als geografisch zusammenhängende Räume oder Gebiete – zum Beispiel als eine Stadt mit ihren umliegenden Dörfern oder Gewerbestandorten – vorstellen muss. Innerhalb eines solchen Gebiets kann es mehrere Bilanzkreise geben, und umgekehrt kann sich ein Bilanzkreis über Ein- und Ausspeiser in vielen verschiedenen Regionen innerhalb einer Regelzone erstrecken. Denn Bilanzkreise sind innerhalb einer Regelzone keine geografischen oder physikalischen Einheiten, sondern marktliche Konstrukte, bei denen es, vereinfacht gesprochen, darum geht: Wer mit Strom Geld verdienen will – sei es als Erzeuger, sei es als Händler, sei es als Vertrieb –, muss dafür sorgen, dass er in jeder Viertelstunde genauso viel Strom erzeugt (oder einkauft), wie er verbraucht (oder verkauft).

Teil der Bilanzkreise können durchaus beliebig viele Erzeuger oder Kunden in ganz Deutschland sein. Will beispielsweise ein Vertrieb deutschlandweit Kunden beliefern, muss er in allen vier Regelzonen einen Bilanzkreisvertrag mit dem jeweiligen ÜNB haben, denn der Austausch über die Regelzonen hinweg erfolgt über seine eigenen Bilanzkreise in den jeweiligen Regelzonen.

Ein Bilanzkreis muss mit genauen Prognosen – einem Fahrplan – arbeiten!

Wir halten fest: Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) arbeitet mit Prognosen, um möglichst präzise zu planen, dass sich übereinstimmende Einspeisungs- und Verbrauchsmengen ergeben. Doch was geschieht, wenn er sich verkalkuliert hat und die Waage im Erfüllungszeitpunkt nicht perfekt im Gleichgewicht ist, weil beispielsweise die Stromkunden unerwartet viel Strom verbraucht haben oder die Photovoltaikanlagen im Bilanzkreis aufgrund eines überraschenden Nebelfeldes unerwartet wenig Strom erzeugt haben?

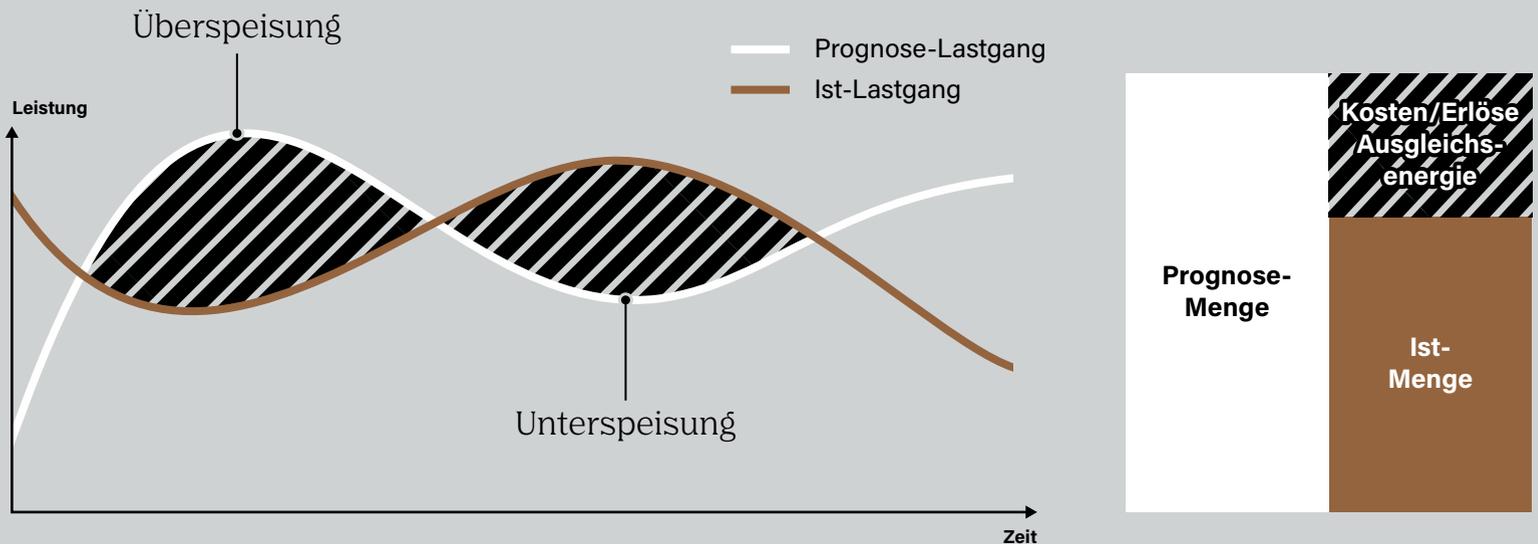


Bilanzkreismanagement – Ausgleich der Bilanz über Regelenergie

Quelle: Eigene Darstellung

Nachträgliche Abweichungsanalyse (Ex-post-Analyse)

Der Bilanzkreisverantwortliche prognostiziert eine Menge an Strom, die in seiner Regelzone benötigt wird. Dafür kauft er Strom ein, nun wird weniger Strom verbraucht (erste schraffierte Fläche im Graphen), es kommt zu einer Überdeckung mit Strom. Der Strom, der zu viel vorhanden ist, muss aber einen Abnehmer finden, dafür kommt die Ausgleichsenergie zum Zuge, was entweder Kosten oder Erlöse mit sich trägt, je nachdem, ob der Ausgleichsenergiepreis positiv oder negativ ist. Die zweite schraffierte Fläche zeigt den nächsten Zeitabschnitt, es wird mehr Strom im Bilanzkreis benötigt als prognostiziert wurde, wieder braucht man Ausgleichsenergie, die beglichen werden muss (entweder Kosten oder Erlöse).



Ex-post-Analyse (Plan-Ist-Vergleich)

Quelle: Eigene Darstellung

Abweichungen vom Fahrplan

Sollte es in einem Bilanzkreis Abweichungen vom Fahrplan geben, regelt das der Bilanzkreiskoordinator. Das sind die Übertragungsnetzbetreiber, wie z.B. 50Hertz, deren Regelzonen aus einer Vielzahl von Bilanzkreisen bestehen. Überdeckungen (Einspeisung > Verbrauch) oder Unterdeckungen (Einspeisung < Verbrauch) der Bilanzkreise werden über den reBAP (regelzonenübergreifenden, einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis), der sich aus den anfallenden Kosten für Regelenergie aller vier Regelzonen ergibt, verrechnet. Je nachdem erhält der BKV also eine Vergütung oder eine Rechnung, deren Höhe erst weit nach der Lieferung ermittelt wird, also preislich nicht vorhersehbar ist. Bei größeren Bilanzkreisabweichungen kommt eine Art Geldstrafe oder Pönale hinzu, um absichtliche Unter- oder Überdeckungen des Bilanzkreises zu unterbinden. Auf diese Weise gelingt es den Bilanzkreiskoordinatoren, dass das Zusammenspiel aus Einspeisung und Verbrauch in ihrer Regelzone übereinstimmt. Sie kontrollieren also die Tätigkeiten jedes einzelnen BKV und können bei systematischen Abweichungen auch Kündigungen aussprechen – de facto ist das die Höchststrafe, weil den Bilanzkreisverantwortlichen damit die Betriebsgrundlage ihres Geschäfts in diesem Netzgebiet entzogen wird.

Wie halten die Bilanzkreiskoordinatoren das Gesamtsystem in Balance?

Die Bilanzkreiskoordinatoren halten bei einer Abweichung zwischen prognostizierten und realen Strommengen durch zwei Stellschrauben die Balance: erstens durch einen physischen Ausgleich in Form von Regelenergie. Diese Energie wird aus Speichern oder Produktionsanlagen (z. B. Gaskraftwerke) bereitgestellt, um Netzsicherheit und steten Stromfluss zu gewährleisten. Zweitens: Anders als durch diesen physischen Einsatz von Anlagen, funktioniert der bilanzielle Ausgleich in Form von Ausgleichsenergie, sie wird bei einer Unter- oder Überdeckung des Bilanzkreises abgerechnet. Mit dieser Stellschraube – der Ausgleichsenergie als „Pönale“ – werden die Bilanzkreise und ihr Verhältnis untereinander geglättet. Grundsätzlich bleibt aber das Ziel, dass Bilanzkreise mit möglichst wenig Ausgleichsenergie arbeiten sollten und Bilanzkreistreue anstreben. Getreu der ersten Regel des Bilanzkreises: Einspeisung=Verbrauch.

Regelenergie

Christopher Koch

Eine der Besonderheiten des elektrischen Stroms liegt darin, dass zu jedem Zeitpunkt genauso viel erzeugt wie verbraucht werden muss.* Nur so kann die Netzfrequenz im Stromsystem konstant bei 50 Hertz gehalten werden.

Kleinere Abweichungen im System

In unserem Zoom auf den Bilanzkreis haben wir gesehen, dass diejenigen, die Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten managen, selbst für einen Ausgleich ihres Portfolios verantwortlich sind. Allerdings können sie nicht alle Energieflüsse perfekt vorhersehen, wodurch es immer kleinere Abweichungen im Gesamtsystem geben wird. Diese müssen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, in Deutschland sind das die vier Unternehmen 50Hertz, Amprion, TenneT und TransNet BW) ausbalanciert werden. Dafür steht ihnen die Regelenergie (auch Regelleistung genannt) zur Verfügung.

Welche Arten von Regelenergie gibt es?

Regelenergie wird durch Kraftwerke, Speicher oder Verbraucher bereitgestellt, die in der Lage sind, ihre Produktion oder Entnahme kurzfristig anzupassen. Wenn ein Leistungsüberschuss im Netz vorliegt, können sie negative Regelenergie liefern, indem sie ihre Erzeugungsleistung senken oder ihren Verbrauch erhöhen. Bei einer zu hohen Stromnachfrage im Gesamtsystem wird positive Regelenergie durch eine Erhöhung der Einspeisung oder Verringerung des Verbrauchs bereitgestellt.

Die Reserven stehen dabei in unterschiedlichen Qualitätsstufen zur Verfügung. Die Primärregelleistung (PRL) wird zur schnellen Stabilisierung der Frequenz benötigt und muss innerhalb von 30 Sekunden voll abrufbar sein. Sich über mehrere Minuten oder länger abzeichnende Instabilitäten werden durch Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) ausgeglichen, die innerhalb von 5 bzw. 15 Minuten bereitstehen müssen.

Präqualifikation: Wer darf Regelenergie anbieten?

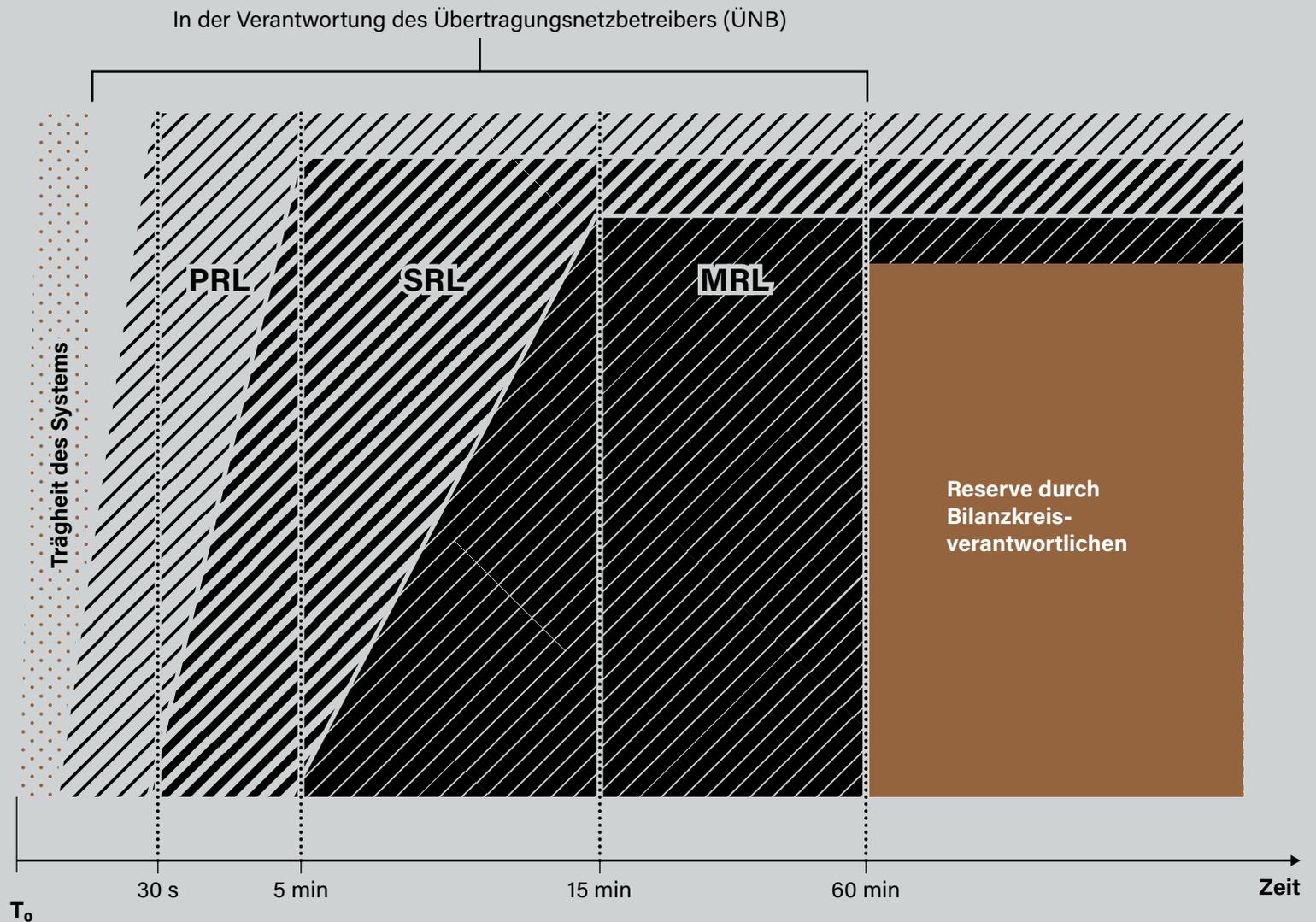
Damit Anbieter ihre technischen Einheiten für die Erbringung von Regelenergie zur Verfügung stellen dürfen, müssen sie nachweisen, dass ihre Anlagen die hohen technischen Anforderungen erfüllen können. Neben den physikalischen Voraussetzungen (Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Konstanz der Erbringung) müssen sie auch belegen, dass ihre Datenkommunikation sehr gut gesichert ist und keine Unbefugten von außen in das System eindringen können. Dies alles wird im Rahmen einer Präqualifikation von den ÜNB geprüft. Insgesamt gibt es in Deutschland derzeit 57 präqualifizierte Anbieter für Regelenergie. Einen Einblick bietet die Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (www.regelleistung.net).

Wie funktioniert der Markt für Regelenergie?

Die drei Regelleistungsarten PRL, SRL und MRL werden in separaten täglichen Auktionen beschafft, wobei der Tag jeweils noch einmal in sechs Zeitscheiben à vier Stunden unterteilt ist. Für SRL und MRL werden positive und negative Regelenergie getrennt ausgeschrieben. Bei der PRL muss die Leistung sowohl positiv als auch negativ für den ganzen Tag bereitgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen im Vorfeld fest, wie viel von jeder Regelleistungsart vorgehalten werden soll. Dabei passen sie den Bedarf an die gegebenen Umstände an. So ist an Feiertagen oder bei besonders hohen Einspeisungen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Regel mehr Regelenergie zum Ausgleich des Systems erforderlich.

*Physikalisch betrachtet ist der Begriff Stromverbrauch nicht ganz richtig. Aufgrund der Ladungserhaltung fließt genau der Strom, der in ein Gerät hineinfließt, auch wieder heraus. Gemeint ist hier die umgesetzte elektrische Energie – also wie viel Leistung über eine Zeitspanne genutzt wird. Der Einfachheit halber wird dennoch der Begriff Verbrauch verwendet.



PRL: Primärregelleistung

SRL: Sekundärregelleistung

MRL: Minutenreserveleistung

frequenzabhängige, lokale Regelung, Leistungspreis

vom ÜNB permanent eingesetzte Regelung, Leistungs- und Arbeitspreis

vom ÜNB bei großen SRL-Abrufen eingesetzte Regelung, Leistungs- und Arbeitspreis

Das Zusammenwirken der einzelnen Regelleistungsarten

Quelle: 50Hertz (2019)

Tägliche Energie-Auktionen: Gebot und Zuschlag

Der Zuschlag eines Gebotes wird anhand des Preises erteilt, den die Anbieter für die bereitgestellte Leistung verlangen. Die Kosten der Leistungsbereitstellung werden auf die Netzentgelte umgelegt und somit von allen Verbrauchern getragen. Der Abruf erfolgt bei der PRL automatisch anhand der Ab-

weichungen zum Sollwert der Frequenz von 50 Hz. Damit wird die Regelleistungserbringung im Grunde genommen auf alle Anbieter gleichverteilt. Anbieter von SRL und MRL bieten hingegen zusätzlich noch einen Arbeitspreis an, den sie im Falle eines Abrufs ihrer Anlagen erhalten. Die Abrufreihenfolge ergibt sich aus diesen Arbeitspreisgebots. Die Kosten des Abrufs tragen die Bilanzkreise, die für das Systemungleichgewicht verantwortlich sind.

Merit Order – oder: Was ist der richtige Preis für Strom?

Markus Graebig und Niko Rogler

Wie bei anderen Gütern auch, richtet sich der Strompreis nach Angebot und Nachfrage. Diese schwanken fortwährend, aber im Gegensatz zu anderen Gütern kann Strom kaum gespeichert werden. Daher bilden sich an den Großhandelsplätzen für Strom Preise, die innerhalb kurzer Zeit deutlich schwanken können. Einen der wichtigsten Preisbildungsmechanismen, die Merit Order, stellen wir hier vor.

Stellen Sie sich vor, Sie sind Betreiber:in eines Kraftwerks und möchten Ihren Strom verkaufen. Welchen Preis sollten Sie dafür (mindestens) verlangen? Um diese Frage beantworten zu können, werfen wir zunächst einen Blick auf einige betriebswirtschaftliche Grundlagen. Ganz gleich ob Gaskraftwerk oder Windpark – wer ein Kraftwerk haben möchte, muss zuerst investieren, um die Gebäude, Anlagen und Netzanschlüsse zu errichten oder zu erwerben. Das verursacht Fixkosten, also Kosten, die unabhängig von der Nutzung der Anlage anfallen. Solcherlei Kapitaleinsatz (auch CapEx, von engl. Capital Expenditure, genannt) muss später durch Erträge aus dem Betrieb, sogenannte Deckungsbeiträge, amortisiert werden.

Die Sonne schickt uns keine Rechnung

Wenn das Kraftwerk dann tatsächlich im Betrieb ist, fallen variable, also nutzungsabhängige Kosten an – bei Kohle- und Gaskraftwerken sind das allen voran die Brennstoffkosten und die (Opportunitäts-)Kosten für die erforderlichen CO₂-Emissionsrechte sowie generell Ausgaben für Instandhaltung, Wartung und Personal. Für den zuvor genannten Deckungsbeitrag steht die Differenz aus den Verkaufserlösen des Stroms und den variablen Kosten zur Verfügung. Je nach Kraftwerksart unterscheidet sich die Kostenstruktur sehr. So haben Erneuerbare-Energien-Anlagen vergleichsweise hohe Fixkosten in der Errichtung, laufen dann aber im Betrieb

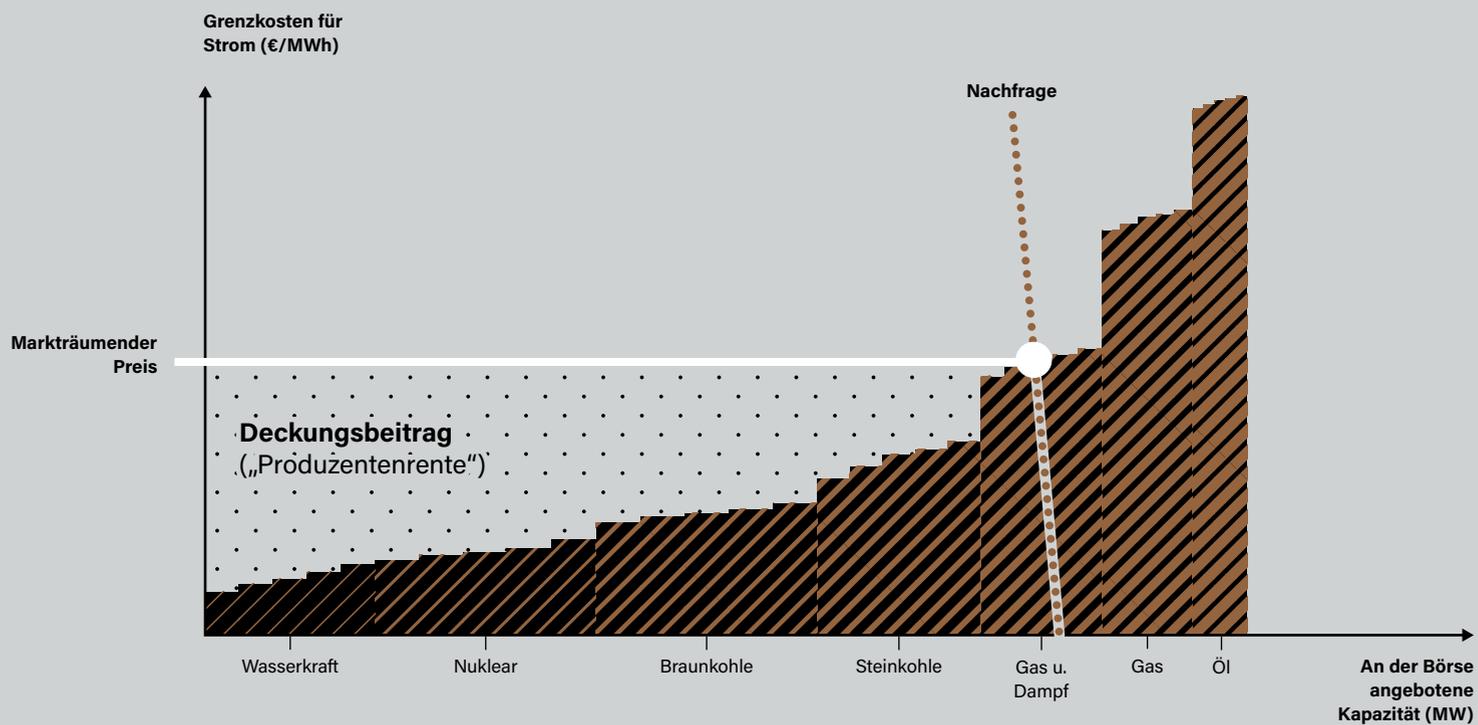
annähernd kostenfrei, da keine Brennstoffe benötigt werden („Die Sonne schickt uns keine Rechnung“, Franz Alt). Ein Gaskraftwerk hat demgegenüber günstigere Errichtungskosten pro installierter Leistung (pro Megawatt), verursacht dann aber im Betrieb erheblich höhere Kosten aufgrund des Brennstoffbedarfs.

Die Grenzkosten decken, sonst wäre Nichtstun wirtschaftlicher

Zurück zu unserer Frage, welchen Preis Sie (mindestens) für den Strom aus Ihrem Kraftwerk verlangen sollten. Wenn Sie sich entscheiden, eine Megawattstunde Strom in Ihrem Kraftwerk zu erzeugen, sollten die Verkaufserlöse mindestens die anfallenden variablen Kosten (auch als marginale Kosten oder Grenzkosten bezeichnet) decken – ansonsten wäre Nichtstun wirtschaftlicher als der Betrieb des Kraftwerks. Langfristig muss es natürlich das Ziel sein, einen Erlös oberhalb der Grenzkosten zu erzielen, um einen auskömmlichen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften. Für die Entscheidung zum kurzfristigen Kraftwerkseinsatz, also eine Kraftwerkseinsatzplanung für die nächsten Tage oder Wochen, genügt es, wenn die Grenzkosten gedeckt werden. Und genau nach diesem Prinzip bieten die Kraftwerksbetreiber ihre Leistungen an der Strombörse an: Für jede Viertelstunde des Tages kann jeder

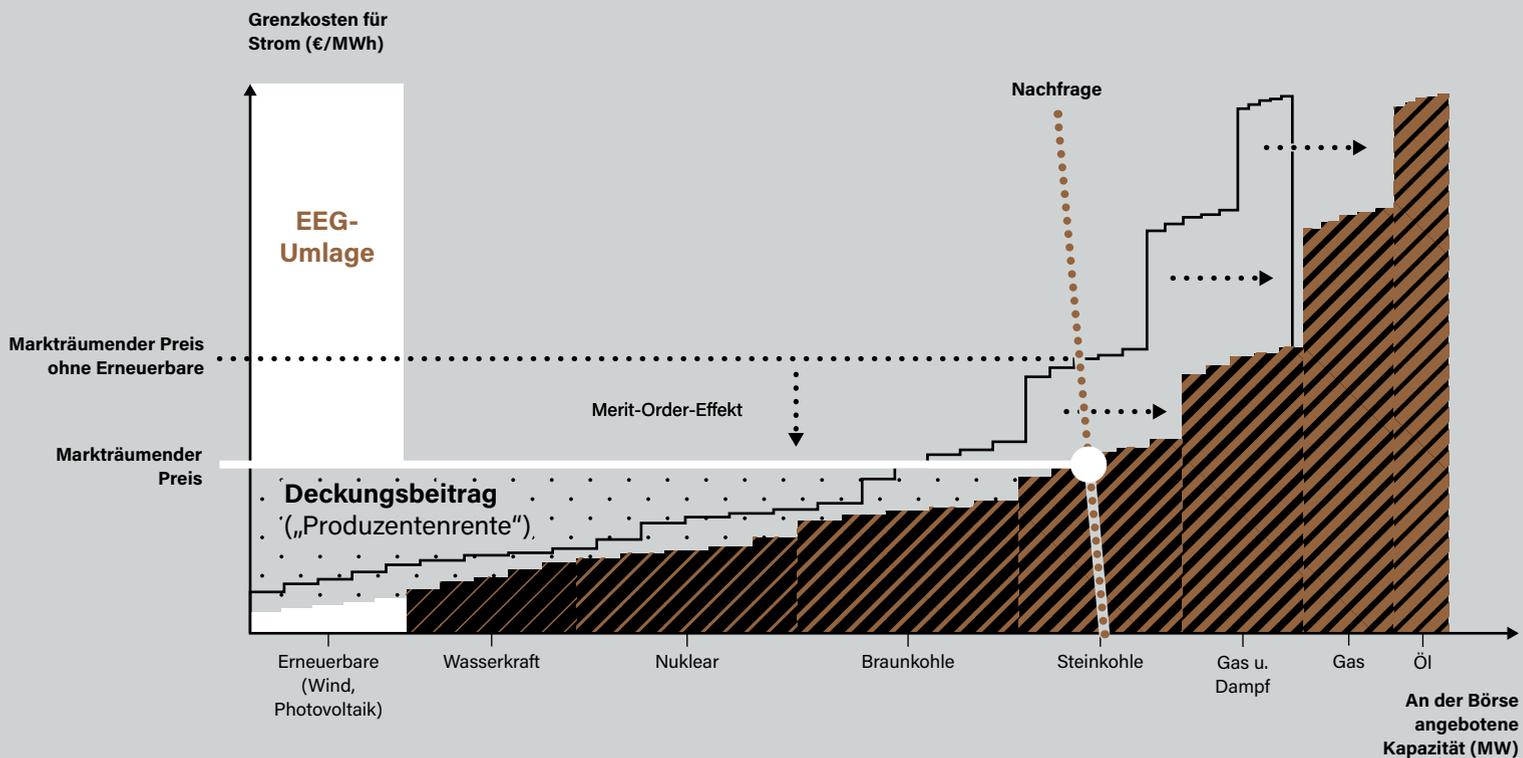
Die Merit Order

Strompreise bilden sich an der Strombörse



Der strompreissenkende „Merit-Order-Effekt“ erneuerbaren Stroms an der Strombörse

„Grüner Strom“ senkt die Preise an der Strombörse, erhöht aber die EEG-Umlage



Die Merit Order – Strompreisbildung an der Börse ohne und mit Erneuerbaren

Quelle: Eigene Darstellung

Kraftwerksbetreiber seine verfügbare elektrische Leistung entsprechend seiner Grenzkosten anbieten.

Merit Order: Die Verdienst-Reihenfolge

Die gebotenen Leistungen werden dann entlang aufsteigender Grenzkosten in einer sogenannten Merit Order (Verdienst-Reihenfolge) sortiert. Dabei stehen ganz links mit den niedrigsten Grenzkosten die erneuerbaren Quellen Wind, Photovoltaik und Wasserkraft, gefolgt von Kernkraft (enorme Fixkosten, aber geringe Betriebskosten), Braun- und Steinkohle sowie schließlich Gas- und Öl-Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten. Ebenfalls für jede Viertelstunde wird der an der Börse nachgefragte Strombedarf ermittelt. In der Merit Order erhalten nun, von günstig bis zunehmend teuer, alle Anbieter einen Zuschlag, bis der nachgefragte Strombedarf komplett gedeckt ist. Das teuerste Kraftwerk, welches hierfür noch benötigt wird, bestimmt mit seinen Grenzkosten den sogenannten markträumenden Preis (Market Clearing Price), welcher an alle Anbieter, auch an diejenigen mit niedrigeren Grenzkosten, gezahlt wird. Somit verdienen alle Kraftwerke, deren Grenzkosten unter dem Market Clearing Price liegen, einen Deckungsbeitrag.

Wind und Sonne als Preisdämpfer – der Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren

Erneuerbare Energien haben nun – bemerkenswerterweise – am Strommarkt eine preissenkende Wirkung. Da sie praktisch keine Grenzkosten haben, stehen sie ganz links in der Merit Order. Je mehr Erneuerbare auf den Markt kommen, desto weiter verschieben sie die Kraftwerke mit höheren Grenzkosten in der Merit Order nach rechts. Bei gleichbleibender Stromnachfrage bedeutet das, dass bei höheren Anteilen Erneuerbarer der Großhandelsstrompreis sinkt. Das ist auch als Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren bekannt. Unsere private Stromrechnung verteuern die Erneuerbaren trotzdem, da wir die EEG-Umlage zur Förderung der Erneuerbaren bezahlen müssen (mit Hilfe der EEG-Umlage wird derjenige Teil der garantierten Erneuerbaren-Einspeisevergütung finanziert, der oberhalb des am Großhandelsmarkt erzielten Strompreises liegt). Allerdings sind unsere tatsächlichen Kosten für die Erneuerbaren geringer, als es die EEG-Umlage vermuten lässt, da wir aufgrund des Merit-Order-Effekts von der preisdämpfenden Wirkung Erneuerbarer an den Strommärkten profitieren. Es gibt sogar Stromkunden, für die aufgrund der Erneuerbaren tatsächlich der Strompreis sinkt: Das sind die energieintensiven, industriellen Großverbraucher, die aufgrund der sogenannten Besonderen

Ausgleichsregelung von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind und daher unmittelbar von den günstigeren Großhandelspreisen profitieren.

Der Kannibalisierungseffekt: Keine Investitionen in neue Anlagen

Das zunehmende Angebot praktisch grenzkostenfreier Erneuerbarer verschiebt die Angebotskurve nach rechts, so dass bei gleichbleibender Nachfrage ein niedrigerer markträumender Preis entsteht. Die Erneuerbaren tragen damit maßgeblich zur Verringerung des Stromgroßhandelspreises bei. Weil über den Stromgroßhandelspreis die Kraftwerksinvestitionen refinanziert werden, sinkt aber mit dem Ausbau der Erneuerbaren in besonders starkem Maß die Rentabilität neuer Kraftwerkskapazitäten – inklusive der von Erneuerbaren. Eine vertrackte Logik, die man auch als Kannibalisierungseffekt bezeichnet.

Bewegungen am Energiemarkt

Beim Kraftwerkseinsatz wird vom Fuel Switch (engl. für Brennstoffwechsel) gesprochen, wenn die Grenzkosten einer Kraftwerksart entweder sinken oder sich erhöhen und sich somit die Reihenfolge des Kraftwerktyps in der Merit Order verändert. Beispielsweise führt eine stärkere CO₂-Bepreisung zu höheren Grenzkosten von fossilen Kraftwerken, insbesondere bei der sonst so grenzkostenarmen Braunkohle. Das vom Einkaufspreis eigentlich teurere Erdgas wird aufgrund seines relativ geringeren Anteils an CO₂ am wenigsten durch dessen Bepreisung belastet. Ab einem gewissen CO₂-Preis führt dieser Mechanismus auf der einen Seite dazu, dass Gas die Kohle aus der Merit Order drängt, und auf der anderen Seite dazu, dass die CO₂-arme Kernenergie gestärkt wird – sofern diese nicht im Zuge eines verpflichtenden Atomausstiegs ausscheidet.

Energy only? Oder sollte auch die potenzielle Erzeugung von Strom vergütet werden?

In Deutschland gibt es darüber hinaus eine Diskussion darum, ob der Energy-only-Markt ausreicht, um die Stabilität unserer Stromversorgung zu gewährleisten. Was ist damit

gemeint? Unser bestehendes Marktdesign sieht nur eine Vergütung für tatsächlich erzeugte und verkaufte Energie vor (Energy only). Insbesondere bei den immer selteneren Abrufen der Gaskraftwerke ist zunehmend unklar, ob die Preise und damit die Deckungsbeiträge in den wenigen Einsatzstunden dann wohl hoch genug sein werden, um die unbestritten wichtigen Kraftwerksbauten zu finanzieren. Dies kann zu einem Problem in der Umsetzung der Energiewende werden, denn gerade Gaskraftwerke eignen sich als Übergangslösung zur Ergänzung der volatilen Erneuerbaren, weil sie sehr flexibel eingesetzt werden können und einen relativ geringen CO₂-Ausstoß haben.

Der Kapazitätsmarkt

Eine diskutierte Lösung ist hier der Kapazitätsmarkt, in dem Kraftwerksbetreiber für das Vorhalten einer bestimmten Kraftwerksleistung (Kapazität) eine festgelegte Entlohnung und somit Investitionssicherheit erhalten. Konkret würde das bedeuten, dass ein Kraftwerksbetreiber Geld dafür bekommt, dass sein Kraftwerk vorhanden ist, auch wenn es keinen Strom erzeugt, sondern nur das Potenzial der Stromerzeugung bereithält.

infobox Wie man Strom handeln kann – von Over-the-Counter bis Börse

In Wirklichkeit gibt es noch viele weitere Möglichkeiten, Strom zu handeln. Neben dem Großhandel an der Börse (beispielsweise bei der European Energy Exchange EEX in Leipzig oder bei der EPEX Spot in Paris), wo Anbieter und Nachfrager der elektrischen Energie gegenseitig anonym bleiben, gibt es auch bilaterale Geschäfte (sogenannte Over-the-Counter- oder OTC-Geschäfte), bei denen ein Stromerzeuger und ein Nachfrager miteinander einen Vertrag für die Stromlieferung schließen. Solche bilateralen Geschäfte dürften übrigens in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen, wenn immer mehr Windkraft- und Photovoltaikanlagen nicht mehr eine garantierte Einspeisevergütung nach EEG erhalten. Dann werden gerne sogenannte PPAs (Power Purchase Agreements, frei übersetzt: Energieabnahmeverträge) geschlossen, also Verträge, in denen sich bestimmte Abnehmer die Stromlieferung aus Erneuerbaren-Anlagen eines bestimmten Erzeugers sichern. Zurück an die Börse: Gehandelt wird hier mit ganz unterschiedlichen Zeithorizonten, jeweils bezogen auf den Zeitpunkt, an dem die physische Erfüllung, also die tatsächliche Stromlieferung, erfolgen soll. Für ganz kurzfristige Geschäfte gibt es den Intraday-Markt (Erfüllung noch am selben Tag), für den Folgetag dient der Day-Ahead-Markt und für längerfristige Planungen gibt es Terminmärkte. Der Strommarkt ist also komplexer als die Merit Order – und dennoch ist die Merit Order ein zentrales und wichtiges Konzept für das Verständnis der Bildung von Strompreisen.

Smart Meter

Severin Beucker

Stromzähler – offiziell als Messstellen oder auch Zählpunkte bezeichnet – kennt jeder aus der eigenen Wohnung. Die Messung ist notwendig, um den Stromverbrauch zu bilanzieren (sprich: eine Stromrechnung zu erstellen) und um den Stromlieferanten die Planung ihrer Stromlieferung zu ermöglichen.

Messung des Stromverbrauchs bisher: Ein aggregierter Wert übers ganze Jahr

Bislang wird dazu der alte, analoge Ferraris-Zähler mit der drehbaren Aluminiumscheibe verwendet. Dieser Zähler kann nur den Gesamtverbrauch an einem Zählpunkt über einen bestimmten Zeitraum erfassen und wird gewöhnlich einmal jährlich manuell abgelesen, um eine Stromrechnung zu erstellen: „Sie haben 2.500 kWh im vergangenen Jahr genutzt.“ Es ist aber keine Aussage über den zeitlichen Verlauf der elektrischen Last, den Lastgang, möglich. Da Stromversorger trotzdem planen müssen, zu welchem Zeitpunkt sie welche Leistung bereitstellen (Fahrplan), behelfen sie sich bislang mit Standardlastprofilen. Das sind typisierte Lastgänge, die das durchschnittliche Verhalten sehr vieler Kunden darstellen und daher näherungsweise das Verbrauchsverhalten beschreiben.

Die neue Energiewelt: 15-Minuten-scharfe Verbrauchstransparenz

Mit der Energiewende kommt der Messung jedoch noch eine weitere Aufgabe zu. In einer Energieversorgung, die auf erneuerbaren Energien aufbaut und in der Stromerzeugung und -nachfrage nicht immer zeitgleich anfallen, müssen diese aufeinander abgestimmt werden. Beispielsweise steht an windigen und sonnigen Tagen mehr Strom zur Verfügung, an wolkigen und windstillen Tagen weniger. Darauf können Verbraucher flexibel reagieren. Sie können je nach Situation Strom speichern, weiterverkaufen, mehr oder auch weniger nutzen. Elektrizität kann heute z. B. dezentral auf dem Dach

eines Hauses erzeugt, im eigenen Haus genutzt oder gespeichert, in das Netz eingespeist oder an einen Nachbarn weiterverkauft werden. Für alle diese Nutzungs- und Umwandlungsformen ist eine detaillierte Messung notwendig, damit klar ist, wer wie viel erzeugt oder verbraucht hat.

Ort, Menge und: der Zeitpunkt

Dies ist nur mit neueren, digitalen Zählern möglich, die neben dem Ort und der Menge der Energie auch den Zeitpunkt des Energieverbrauchs oder der Einspeisung in das Netz erfassen. Solche Zähler werden als moderne Messeinrichtungen (mME) bezeichnet. Sie messen den Verbrauch meist in 15-Minuten-Intervallen und speichern diese Messwerte für die Abrechnung. Moderne Messeinrichtungen werden nach und nach die bisherigen Ferraris-Zähler ersetzen. Sie werden beispielsweise auch beim Einbau von Photovoltaikanlagen oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge heute mit installiert.

Intelligentes Messsystem = Smart Meter

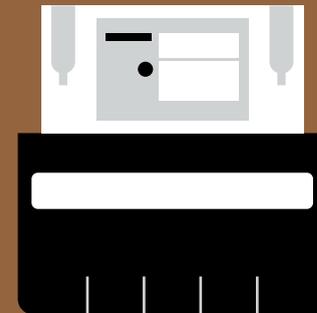
In einem weiteren Schritt werden die modernen Messeinrichtungen über eine Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) in ein Kommunikationssystem der Energiewirtschaft eingebunden. Erst wenn beide Geräte (moderne Messeinrichtung und Smart Meter Gateway) miteinander verbunden sind, spricht man von einem intelligenten Messsystem oder umgangssprachlich von einem Smart Meter. Zukünftig werden die intelligenten Messsysteme eine wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen. Mit ihnen können nicht nur sehr genaue Orte, Mengen und Zeiten von Energieerzeugung und -verbrauch erfasst werden, sondern auch variable Stromtarife, die z. B. Strom abhängig von der Verfügbarkeit günstiger oder teurer anbieten, gemessen und abrechnet werden.

Konventionelle Messeinrichtung (Ferraris-Zähler)



Die alte Welt: Der Zähler liefert einmal jährlich einen Gesamtverbrauch für das ganze Jahr (z. B. 2.500 kWh), welcher manuell abgelesen und an den Stromversorger übermittelt werden muss. Als planerische, statistische Annahme über den Stromverbrauch von Haushalten nutzt man daneben ein Standardlastprofil, um abzuschätzen, wie der zeitliche Verlauf des Strombedarfs ist.

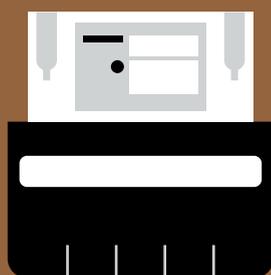
Moderne Messeinrichtung



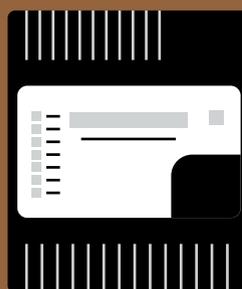
Die neue Welt: Ein Zähler, der den Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfasst. Er misst in 15-Minuten-Schritten den echten Verbrauch und hat damit mehrere Vorteile: (1) Kund:in erhält höhere Transparenz über den Stromverbrauch. (2) Stromversorger kann auf Basis von Ist-Daten besser planen und optimieren. (3) Manuelle Ablesung entfällt, Zählerdaten können direkt übermittelt werden.

Intelligentes Messsystem (Moderne Messeinrichtung + Smart Meter Gateway)

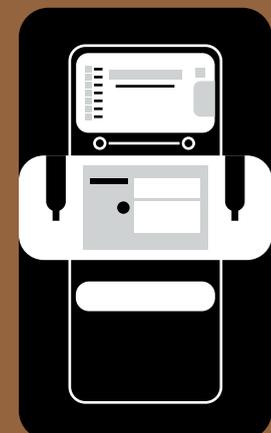
Eine moderne Messeinrichtung, die den Elektrizitätsverbrauch im Zeitverlauf und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart Meter Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist.



+



=



Moderne
Messeinrichtung

Smart Meter
Gateway

Intelligentes
Messsystem

Die Energiewende basiert auch auf Daten, deshalb wäre ein flächendeckender Ausbau sinnvoll

Für die Einführung moderner Messeinrichtungen gibt es einen klaren und langfristigen Fahrplan. Bis 2032 sollen alle Haushalte mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet sein. Weniger klar ist der Roll-out für die Smart Meter Gateways. Sie werden vorerst nur bei Haushaltskunden mit einem höheren Stromverbrauch (mehr als 6.000 kWh pro Jahr) eingesetzt. Ob irgendwann alle Haushalte mit Smart Meter Gateways ausgerüstet werden, ist noch nicht entschieden. Derzeit gibt es dazu widerstreitende Positionen. Die Kosten für die Smart Meter Gateways werden als zu hoch und der Nutzen für Haushalte folglich als zu gering angesehen. Dadurch wird jedoch auch der flächendeckende Ausbau von intelligenten Messsystemen blockiert. Dieser wäre aus Sicht der Energiewende durchaus sinnvoll, da damit eine intelligente Abstimmung des gesamten Systems möglich ist.

Rechtliches über das Messen

Die Messung von Stromverbräuchen und der Umgang mit Verbrauchsdaten aus den Stromzählern werden in Deutschland durch zahlreiche rechtliche Vorgaben und Standards vorgegeben. Grundlegend geregelt wird der Einsatz von Messeinrichtungen im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende sowie im Messstellenbetriebsgesetz. Dort werden die Art der Messeinrichtung und ihre Einsatzfelder definiert. Seit der Liberalisierung der Energiewirtschaft und des Messwesens in den 1990er-Jahren haben Stromkunden freie Hand bei der Auswahl ihres Messstellenbetreibers. Dies ist insofern ein neuer Zustand, als dass vor der Liberalisierung die Messeinrichtungen nur von ortsansässigen Versorgungsunternehmen eingebaut und betrieben werden durften. In der Realität machen heute jedoch nur wenige Stromkunden von dem Recht der freien Wahl des Betreibers Gebrauch, denn der reine Wechsel des Messstellenbetreibers erbringt kaum einen Vorteil.

Stromzähler unterliegen, wie viele andere Messeinrichtungen auch, der Zulassung und Prüfung durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB). Die PTB prüft, dass die Messeinrichtungen für den Betrieb geeignet sind und dass sie fehlerfrei messen.

Ein sensibles Thema: Sicherheit und Datenschutz bei Zählern

Im Falle der modernen Messeinrichtungen und der Smart Meter Gateways werden weitaus strengere Vorgaben erteilt. Zum sicheren Betrieb einer Messeinrichtung gehört auch, dass diese nicht durch Manipulation beeinträchtigt werden kann sowie dass die erhobenen Messwerte vor unbefugtem Zugriff gesichert sind (Datensicherheit).

Da mit den Zählern und Gateways prinzipiell auch personenbezogene Daten erfasst und verarbeitet werden können (z. B. der Stromverbrauch bzw. die Last eines Haushalts, woraus ggf. Rückschlüsse über die Bewohner:innen gezogen werden können), ist auch der Umgang mit solchen Informationen strikt geregelt. In einem Schutzprofil des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ist festgelegt, wie die Daten zum Stromverbrauch erfasst, verarbeitet und gespeichert werden dürfen (Datenschutz). Deutschland ist dabei übrigens weltweit führend, denn kein anderer Staat betreibt so viel Aufwand, um die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten der Stromkund:innen zu schützen.

Wie setzt sich meine Stromrechnung zusammen?

Sandra Maeding

Unser Strommarkt ist wettbewerblich organisiert. Verbraucher können ihren Stromanbieter eigenständig wählen und wechseln. Sie bleiben dabei jedoch immer bei demselben Netzbetreiber, denn ganz offensichtlich kann man nicht für jeden Kunden, der den Versorger wechselt, auch eine neue Stromnetzinfrastruktur aufbauen. Deshalb behalten die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber ihre monopolistische Rolle, sind aber dazu verpflichtet, ihre Infrastruktur diskriminierungsfrei allen Strommarktakteuren zur Verfügung zu stellen.

Viele Akteure – eine Rechnung

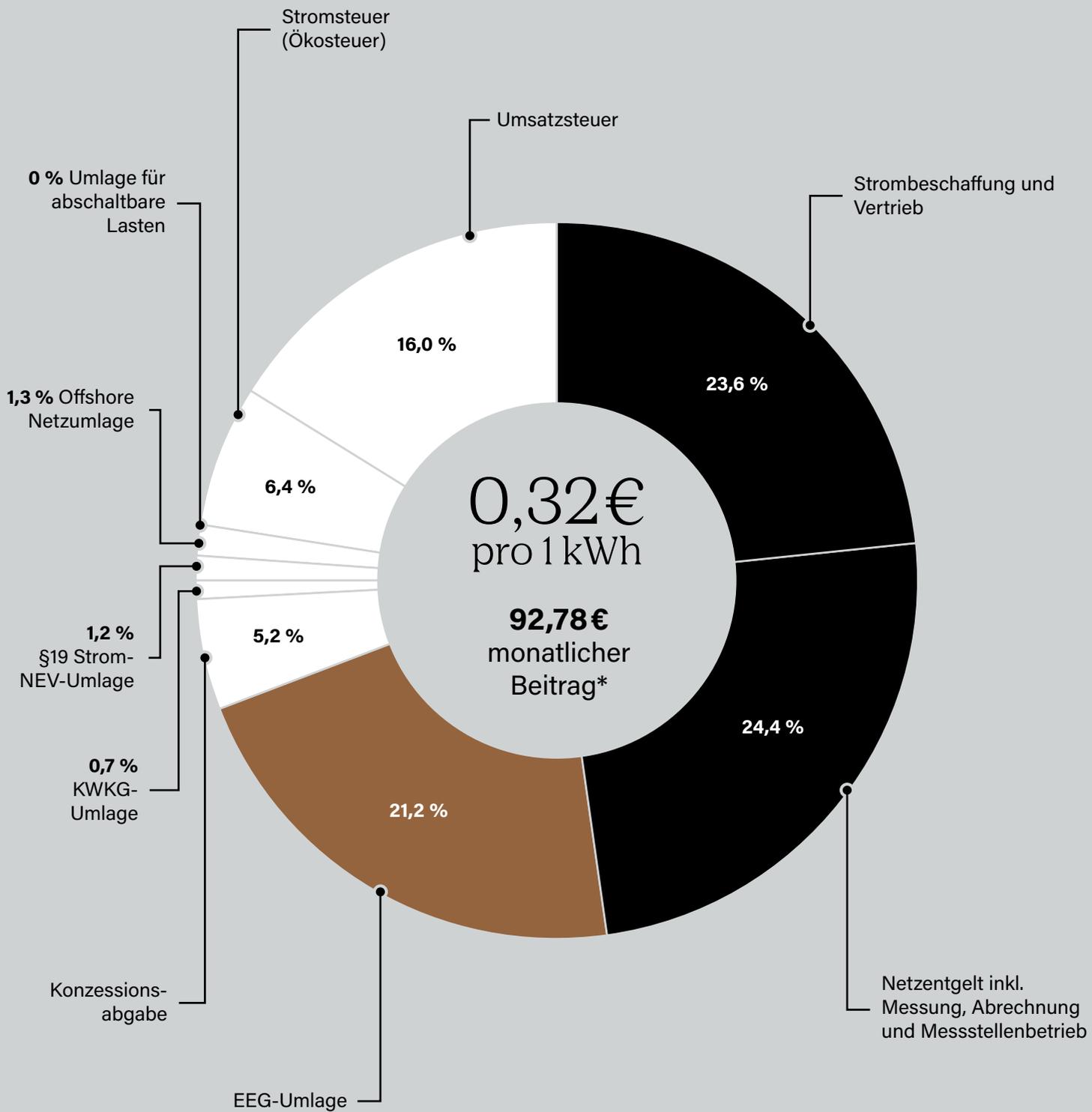
Zu den Netzen gehören traditionell auch die Stromzähler. Doch ist dieser Bereich inzwischen ebenfalls liberalisiert worden, indem jede Kundin und jeder Kunde das Recht hat, beim Einbau und Betrieb von Messeinrichtungen zwischen mehreren Anbietern frei zu wählen. Wird kein neuer Anbieter ausgewählt, wird diese Aufgabe durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber übernommen, was in der Regel der Verteilungsnetzbetreiber vor Ort ist. Auf der einen Seite sehen wir also eine Vielzahl an Akteuren im Markt, auf der anderen Seite kommen Privatpersonen mit all diesen Akteuren kaum in Berührung. Denn für Kund:innen in Deutschland ist eine Stromrechnung der Standard, um die Komplexität zu reduzieren und Übersichtlichkeit zu schaffen.

Eine ganze Liste an Bestandteilen

Der fällige Betrag auf meiner Stromrechnung wird zunächst an den Stromanbieter/Lieferanten bezahlt, der seinen Anteil für Beschaffung und Vertrieb der gelieferten Elektrizität

einbehält, dabei natürlich auch einen Gewinn zu erzielen versucht und den Rest an andere Vertragspartner bzw. staatliche Stellen weiterreicht. Die vom Lieferanten gestellte Stromrechnung enthält also eine ganze Reihe von Bestandteilen, die dazu führen, dass der Endverbraucherpreis deutlich über dem Großhandelsstrompreis liegt:

- **Netznutzungsentgelt.** Das Netznutzungsentgelt wird für die Nutzung der Stromnetze gezahlt, und zwar sowohl für das Übertragungsnetz als auch für das Verteilungsnetz. Da sich diese Entgelte nicht im freien Wettbewerb bilden (Stromnetze sind natürliche Monopole), werden sie durch eine unabhängige Behörde – die Bundesnetzagentur (BNetzA) – reguliert.
- **Kosten für Messstellenbetrieb einschließlich Ablesung.** Klar: Damit überhaupt eine Stromrechnung gestellt werden kann, ist der Verbrauch mit Hilfe eines Stromzählers zu ermitteln.
- **Konzessionsabgabe.** Die Konzessionsabgabe muss der Netzbetreiber an die Gemeinde zahlen, als Gegenleistung dafür, dass er das sogenannte Wegerecht der Gemeinde für seine Leitungen nutzen darf.
- **Umsatz- und Stromsteuer:** Für Strom wird zusätzlich zur Umsatzsteuer eine Stromsteuer von derzeit 2,05 Cent je kWh erhoben.



*Basis: Mittlerer Stromverbrauch von 3.500 Kilowattstunden im Jahr

- **Umlagen, insbesondere EEG-Umlage und KWKG-Umlage.** Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen erhalten gemäß EEG garantierte Einspeisevergütungen für den in ihren Anlagen erzeugten Strom. Da sich diese Einspeisevergütungen nicht vollständig aus dem Verkauf dieses Stroms am Markt decken lassen, wird die Differenz durch die EEG-Umlage aufgebracht, welche von allen privaten Stromkund:innen zu zahlen ist. Ein ähnlicher Fördermechanismus existiert für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und wird ebenfalls über eine Umlage unter allen privaten Stromkund:innen finanziert.

Die Grafik zeigt die Bestandteile der Stromrechnung im Jahr 2020.

Befreiung der Großkunden

Es wird deutlich, dass der Strompreis weniger von der Beschaffung und dem Vertrieb als von der EEG-Umlage, Steuern und Netzentgelten bestimmt wird. Das gilt allerdings nur für private Stromkund:innen. Industrielle Großkunden genießen eine Reihe von Preisprivilegien, um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu beeinträchtigen – angefangen von deutlich reduzierten individuellen Netzentgelten bis hin zu einer teilweisen Befreiung von der EEG-Umlage aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung.

Datenaustausch für die Stromrechnung

Die Höhe der Stromrechnung richtet sich nach dem Verbrauch des Kunden. Für die differenzierte Ermittlung dieser verbrauchsabhängigen Kosten müssen die Akteure im Energiemarkt Daten austauschen. Für die Ermittlung und Verteilung dieser Daten ist der Messstellenbetreiber zentral. Der Messstellenbetreiber ist dabei nicht nur für die Zählerablesung bei seinen Kunden verantwortlich, er agiert in puncto Messdaten quasi als Paketbote. Er ist dafür zuständig, dass alle berechtigten Marktpartner die gemessenen Verbrauchswerte erhalten. Die entsprechende Berechtigung ist im Messstellenbetriebsgesetz klar geregelt. Dazu gehört natürlich auch die erforderliche Datenübermittlung, die für die Erstellung der Stromrechnung notwendig ist.

Art und Häufigkeit des Datenaustauschs richten sich nach den Stromkunden und der Art ihrer Zähler. Für Haushaltskund:innen (alle Privatpersonen) und Gewerbekunden mit einem Verbrauch von bis zu 100.000 kWh/a werden für die Stromrechnung einmal im Jahr die Zählwerte erhoben. Dies geschieht entweder durch eine Aleserin oder einen Aleser, Selbstablesung oder – insofern die Technik dafür vorhanden ist – durch Fernablesung. Dieser Vorgang dürfte den allermeisten von uns vertraut sein. Bei Großkunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh werden die Messwerte in viertelstündlicher Auflösung täglich übermittelt.

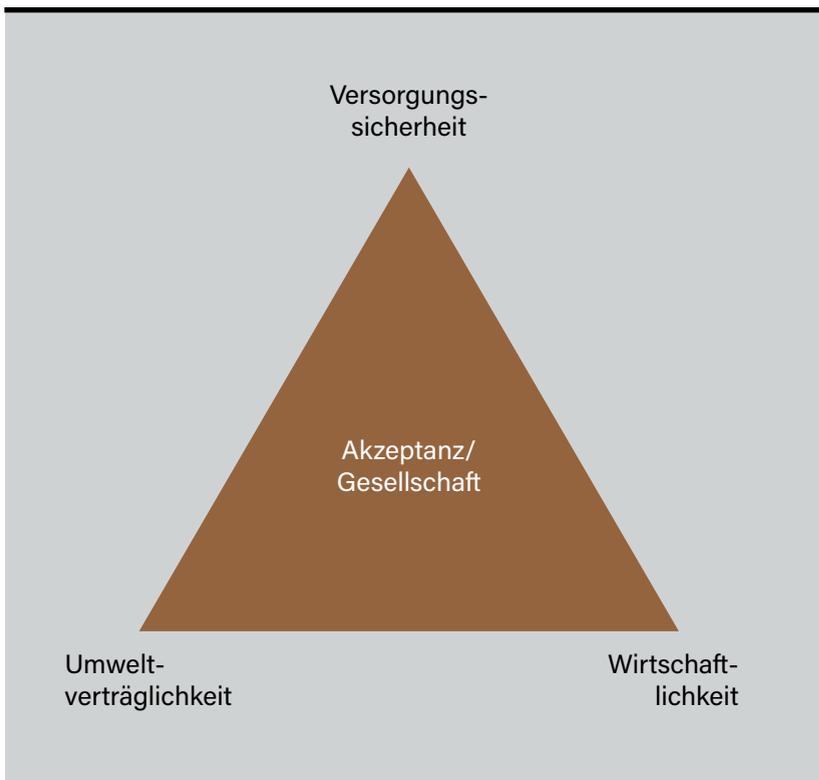
Zählertypen

Welche Daten ausgetauscht werden, richtet sich zusätzlich nach dem Zählertyp, der beim Kunden verbaut ist. Bei allen Kunden mit einem intelligenten Messsystem und einem Verbrauch von mehr als 10.000 kWh/a werden Zählerstandsgänge gesendet. Hier ist der Name Programm: Es handelt sich um den Verlauf der Zählerstände im zeitlichen Abstand von 15 Minuten. Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh im Jahr und einem sogenannten RLM-Zähler (Zähler mit registrierender Leistungsmessung) übermitteln einen registrierten Lastgang. Bei allen anderen Kunden wird jährlich der Gesamtwert der entnommenen Arbeit übermittelt.

Das Zieldreieck der Energiewirtschaft

Hannes Doderer

Als 1935 eine Art Urahn des Energiewirtschaftsgesetzes (damals „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“) in Kraft trat, wurde in der Präambel des Gesetzes das Ziel vermerkt, „die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten“. Der politische Diskurs späterer Jahrzehnte hat die Zielsetzung um ökologische Aspekte erweitert. Seither ist vom energiepolitischen Zieldreieck die Rede, bestehend aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit (Letztere manchmal auch verkürzt als „Klimaschutz“ bezeichnet).



Das Zieldreieck der deutschen Energiewirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung

Diese Ziele sind seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 dort in § 1 EnWG verankert. „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

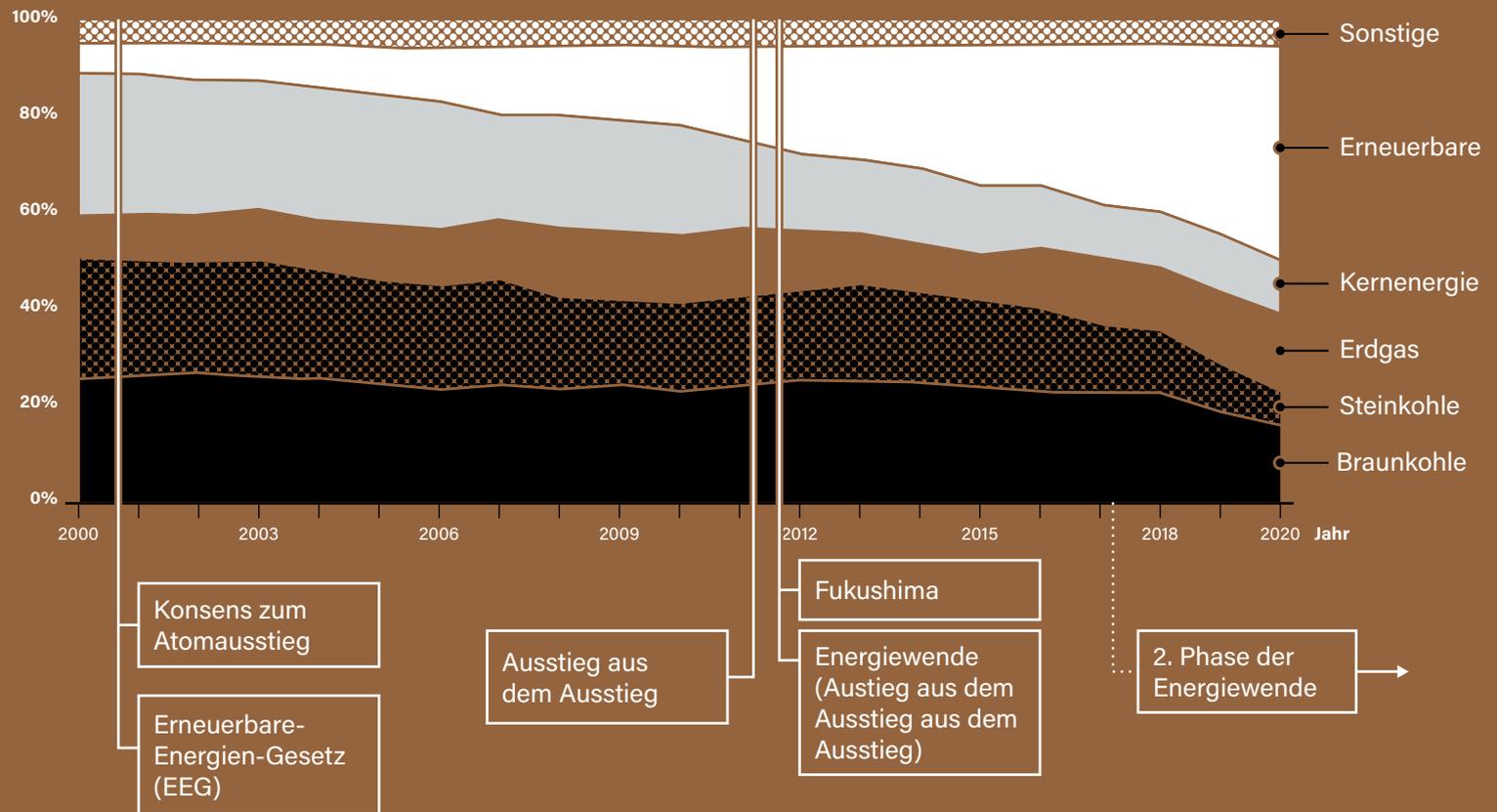
Die einzelnen Ziele lassen sich dabei nicht isoliert betrachten, sondern sind geprägt von Wechselwirkungen und

Zielkonflikten. Wird ein Ziel stärker in den Vordergrund gerückt, müssen die anderen beiden Ziele oftmals zurückstecken. Aufgabe der Energiepolitik ist es, den optimalen Ausgleich der drei Ziele zu gewährleisten.

Die Eckpunkte des Zieldreiecks

Umweltverträglichkeit umfasst regionale Aspekte des Umweltschutzes ebenso wie die globale Herausforderung des Klimaschutzes. Es geht um Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit. Wir müssen sparsam mit Energie umgehen, weil die meisten der heute genutzten Energieträger nach menschlichen Standards endlich sind und ihre Nutzung zugleich erhebliche Umweltbelastungen verursacht. Daher streben wir die Umstellung auf eine vollständig erneuerbare Energieversorgung an. Hierfür sind erhebliche Investitionen erforderlich, die allerdings langfristig die Kosten der Energiebereitstellung für unsere Gesellschaft senken werden. Kurzfristig jedoch ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, der mit Förderinstrumenten wie dem EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz für erneuerbaren Strom) oder durch die Bepreisung fossiler Energieträger anhand ihres CO₂-Ausstoßes aufgelöst werden soll.

Doch selbst innerhalb der Zieldimension „Umweltverträglichkeit“ gibt es einen fundamentalen Zielkonflikt: Kernkraft wird als annähernd CO₂-freie Energiequelle in vielen Ländern als wesentlicher Teil des Klimaschutzes, als geradezu „grüne“ Energiequelle, angesehen. Auch in Deutschland gab es seit jeher solcherlei Tendenzen, die in den frühen 2000er-Jahren geradezu eine Renaissance feierten



46 % des deutschen Strommixes war 2020 bereits erneuerbar

Anteile an der Bruttoelektrizitätserzeugung in Deutschland (2000-2020)

Quelle: AG Energiebilanzen (2020)

– bis im Jahr 2011, ziemlich genau ein Vierteljahrhundert nach der Katastrophe von Tschernobyl, der Tsunami von Fukushima die dramatischen Gefahren der Kernkraft zurück in den Fokus der Weltöffentlichkeit brachte. Die Bundesregierung beschloss daraufhin (nach vorangegangenem Hin und Her in der politischen Haltung zur Kernkraft) endgültig den Ausstieg aus der Kernkraft – trotz hoher Versorgungssicherheit und vermeintlicher Kosteneffizienz. Die Diskussion um Kernkraft versus Kohle erinnert an die sprichwörtliche Wahl zwischen Pest und Cholera. Deutschland hat sich inzwischen gegen beides entschieden und begeht damit einen für Industrieländer ziemlich einzigartigen „doppelten Ausstieg“ – bis 2022 aus der Kernkraft, bis spätestens 2038 aus der Kohle.

Versorgungssicherheit bedeutet, dass die Nachfrage nach Energie stets ausreichend und ununterbrochen befriedigt wird. Damit eine stabile Stromversorgung gewährleistet und Stromausfälle auf ein Minimum reduziert werden, müssen ausreichende Erzeugungs- und Netzkapazitäten existieren und sogar technische Redundanzen (Reserven) im Netz und bei den Kraftwerken vorgehalten werden. Was unser Energie-

versorgungssystem sicherer macht, macht es zugleich teurer. Doch auch die Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Sinne der Umweltverträglichkeit führt zu Zielkonflikten mit der Versorgungssicherheit. In der „alten Energiewelt“ mit Kohle und Kernkraft war eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet, da sich die Kraftwerke der Nachfrage stets anpassen konnten. Windkraft und Photovoltaik hingegen sind volatile Energiequellen, ihr Angebot schwankt in Abhängigkeit der Wetterbedingungen und der Tageszeit. Die Versorgungssicherheit muss auf andere Art, beispielsweise durch flexible Verbraucher, gewährleistet werden, die wiederum Zielkonflikte mit der Wirtschaftlichkeit verursachen.

Auf politischer Ebene gehört zur Versorgungssicherheit auch die Frage nach der Abhängigkeit von Energieträgerimporten. Ein Großteil des Erdgases und 100 Prozent der derzeit für die Stromerzeugung erforderlichen Steinkohle wird aus dem Ausland bezogen. Länderübergreifende Energiesysteme können aber die Versorgungssicherheit auch stärken – beispielsweise durch den Ausbau des europäischen Stromnetzes, welches den Ausgleich von Erzeugungs- und Lastspitzen erlaubt.

Wirtschaftlichkeit wird als Preisgünstigkeit der Energie und Kosteneffizienz verstanden. Zu hohe Energiekosten sind im privaten Bereich unter sozialen Gesichtspunkten relevant, denn Energiebezug ist heutzutage ein Grundbedarf für alle Menschen unserer Gesellschaft. Bei industriellen Energiekunden können hohe Preise zu Nachteilen bei der internationalen Wettbewerbsfähigkeit führen. Die Einführung erneuerbarer Energieerzeuger führte zunächst zu einem Zielkonflikt zwischen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Dies lag nicht nur an den anfangs noch sehr hohen Kosten von Windkraft und Photovoltaik, sondern auch an dem wettbewerbsverzerrenden Umstand, dass die Nutzer konventioneller Energieträger nicht oder nur kaum für ihre externen Kosten – also die für Menschen und Umwelt erzeugten Schäden beispielsweise durch den CO₂-Ausstoß – bezahlen mussten. Das ändert sich nun langsam. Neben dem EU Emission Trading System (EU ETS), das seit 2005 die Emissionen von Energiewirtschaft, Industrie und kommerziellem Luftverkehr über Zertifikate einpreist, wird aktuell in Deutschland die Bepreisung auch auf die Sektoren Wärme und Mobilität ausgeweitet. Hierzu dient das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), welches mit einem aus Sicht vieler Experten sehr niedrigen CO₂-Preis von 25 Euro/Tonne startet. Langfristig wird ein Energiesystem basierend auf erneuerbaren Energien durch Technologieentwicklung und Verminderung der externen Effekte die kostengünstigere Lösung sein.

Übrigens hat nicht jeder Stromkunde den gleichen Strompreis zu zahlen. Industriekunden mit hohem Stromverbrauch erhalten beispielsweise erhebliche Entlastungen bei der EEG-Umlage, um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu beeinträchtigen (sogenannte „Besondere Ausgleichsregelung“). Diese Entlastung wird durch eine entsprechend höhere EEG-Umlage aller anderen Stromkunden finanziert, für die der Strom dadurch regelmäßig teurer wird. Es spielen also auch industriepolitische Erwägungen für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung eine erhebliche Rolle.

Erweiterung des Zieldreiecks um eine weitere Dimension

In den letzten Jahren ist die Erkenntnis gereift, dass dem Zieldreieck eine vierte Dimension fehlt: Akzeptanz – oder, besser und grundsätzlicher ausgedrückt: Gesellschaft. Denn Energieversorgung dient den Menschen und muss von den Betroffenen als vorteilhaft oder zumindest als sinnvoll anerkannt werden. Gesellschaftliche Debatten zum Energiesystem sind durchaus nichts Neues, hier sei nur stichpunktartig erinnert an: die Anti-Atomkraft-Bewegung der 80er- und 90er-Jahre; Sorgen um das Waldsterben aufgrund sauren Regens aus ungefilterten Kraftwerksabgasen; „Hambi bleibt“-Proteste gegen die Expansion von Braunkohletagebauen; in jüngster Zeit die Klimaschutzbewegung Fridays for Future.

Auf Widerstände reagieren: Interessenausgleich, Partizipation und Information

Und obwohl die Energiewende insgesamt eine beeindruckende gesellschaftliche Zustimmung erfährt, stoßen die Erneuerbaren auf zähen Widerstand in den betroffenen Regionen – sei es der erforderliche Ausbau der Stromleitungen oder die Errichtung der Windkraftanlagen an Land, welche in den letzten Jahren maßgeblich aufgrund von Bürger:innenprotesten weitgehend zum Erliegen gekommen ist. Die einen sorgen sich um Landschaftsveränderung und millionenfache Vogeltötung durch Windräder; die anderen beklagen den NIMBY-Egoismus (not in my backyard) fortschrittskritischer Landschaftsschützer:innen. Und wie so häufig, braucht es einen gesellschaftlichen Interessenausgleich, Partizipation und Information. Beispiele wie das mehrfach ausgezeichnete Dorf Feldheim südlich von Berlin liefern Blaupausen dafür, wie die Anlieger:innen vor Ort zu Gewinner:innen und damit zu Unterstützer:innen eines großen Erneuerbaren-Ausbaus gemacht werden können.

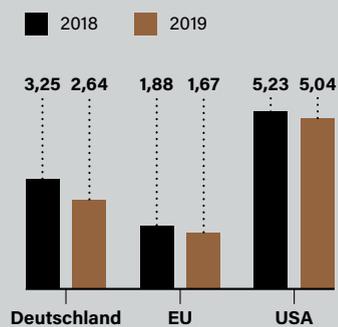
inforbox Wie misst man die drei Zielgrößen?

Wie misst man eigentlich die Erreichung der drei Zieldimensionen: Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit? In diesem Infokasten stellen wir einige Indikatoren für die drei Dimensionen vor.

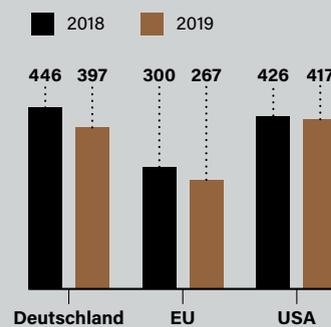
Umweltverträglichkeit

Umweltschäden können vielfältiger Ursache sein: unter anderem durch nuklearen Abfall, durch sauren Regen aufgrund von Stickoxid- und Schwefeldioxid-Emissionen aus Verbrennungskraftwerken, durch Land- und Ressourcenverbrauch durch die Bereitstellung von Brennstoffen und Baumaterialien. Die aktuelle Diskussion konzentriert sich auf die Frage des Klimaschutzes und setzt teilweise sogar beides, die Umweltverträglichkeit und den Klimaschutz, gleich. Wir werfen nun auch den Blick allein auf den Ausstoß von Treibhausgasen, also insbesondere CO₂ sowie anderer klimaschädlicher Gase (CO₂-Äquivalenten (CO_{2e})). Außerdem betrachten wir den Anteil erneuerbarer Energie am Strommix.

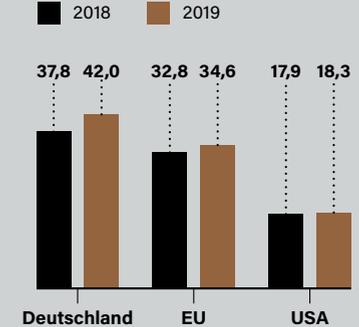
CO_{2e}-Gesamtausstoß für Stromerzeugung
in Tonnen pro Kopf



CO_{2e}-Intensität im Strommix
in g/kWh



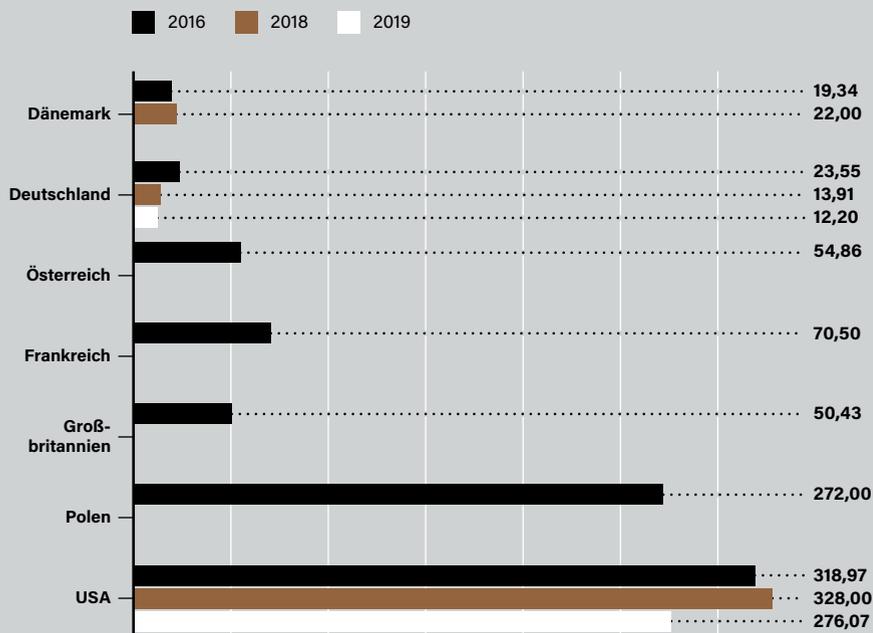
Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch
Angaben in Prozent



Versorgungssicherheit

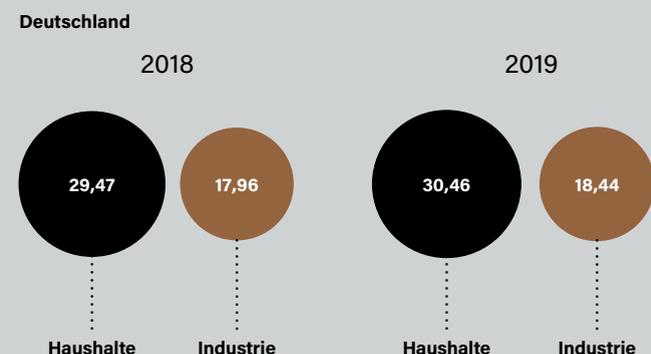
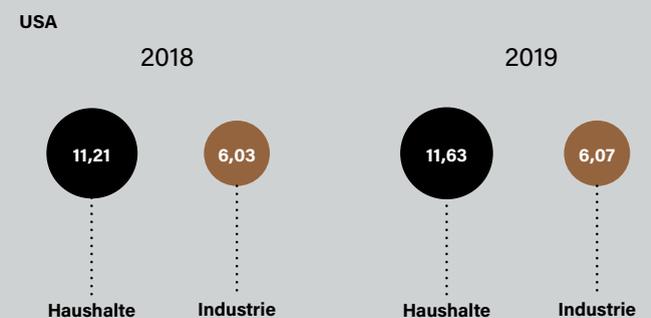
SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ist eine Kennzahl für die Versorgungssicherheit. Sie gibt an, wie lange pro Jahr ein durchschnittlicher Stromkunde in einem Versorgungsgebiet von ungeplanten Stromausfällen betroffen ist. Der SAIDI wird erheblich von der Struktur des Stromnetzes beeinflusst. So wird in Deutschland ein Großteil der Stromleitungen als Kabel (>80%) im Boden verlegt, während in den USA deutlich mehr Freileitungen über Land gezogen werden, die störungsanfälliger für Wettereinflüsse sind.

SAIDI - System Average Interruption Duration Index
Angaben in Minuten pro Jahr



Wirtschaftlichkeit

Durchschnittlicher Preis pro kWh
Angaben in Eurocent pro Kilowattstunde



100 US-Dollar = 87,0966 Euro am 31.12.2018
100 US-Dollar = 89,1838 Euro am 31.12.2019

Das EEG – Funktion, Entwicklung und Ausblick

Hannes Doderer

Zum 1. April 2020 wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 20 Jahre alt. Nicht nur das ist ein Grund, sich die Funktion und die Entwicklung des Gesetzes näher anzuschauen, das die Energiewende geprägt hat wie kein anderes.

Physikalische Bevorzugung

Das EEG verfolgt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch zu erhöhen. Langfristig, bis zum Jahr 2050, soll der Anteil erneuerbarer Energien auf mindestens 80 Prozent bis 95 Prozent gesteigert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, sind im EEG zwei wichtige Instrumente angelegt. Erstens darf Strom aus erneuerbaren Energien (EE) vorrangig ins Elektrizitätsnetz eingespeist werden. Netzbetreiber müssen EE-Anlagen vorrangig ans Netz anschließen und den EE-Strom auch vorrangig abnehmen, übertragen und verteilen. Dadurch wurden bürokratische und administrative Hürden abgebaut und erneuerbarer Strom physikalisch bevorzugt.

Vergütung des erneuerbaren Stroms

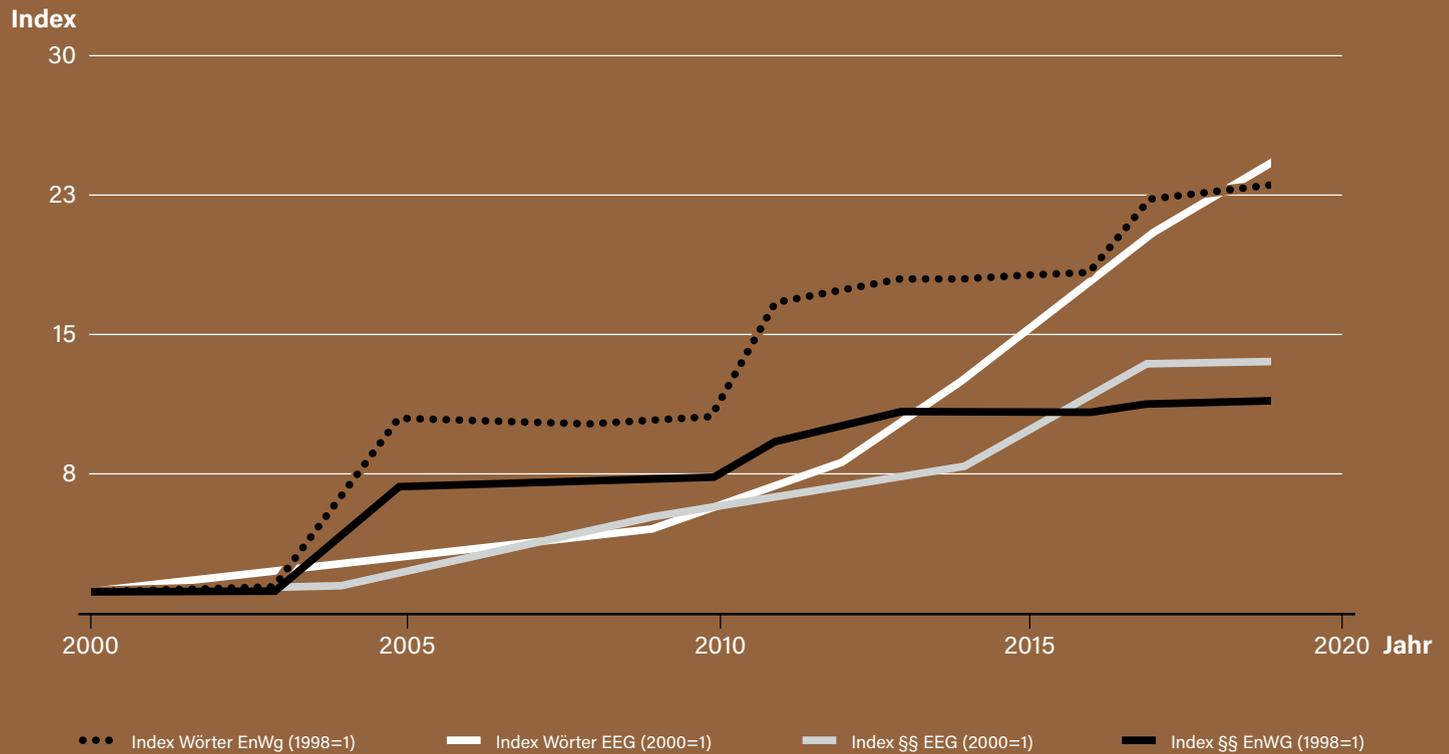
Zweites Instrument des EEG ist die Vergütung des EE-Stroms. In den Anfangszeiten setzte das EEG dabei auf eine reine Einspeisevergütung. Das bedeutet, dass der EE-Anlagenbetreiber für jede Kilowattstunde Strom eine feste Vergütung vom Netzbetreiber erhält. Im Jahr 2000 waren dies beispielsweise 99 Pfennig für jede eingespeiste kWh Strom aus Photovoltaik (= 50,6 ct/kWh). Diese Vergütung wurde für 20 Jahre garantiert und sank wegen des prognostizierten technologischen Fortschritts nur leicht über den Zeitraum von 20 Jahren ab (Degression).

Mit der Zahlung der Einspeisevergütung erhielten die Netzbetreiber die Verfügungsbefugnis über den erneuerbaren Strom und die Aufgabe, diesen zu vermarkten. Da die Vermarktungserlöse jedoch meist deutlich unter den gezahlten Einspeisezahlungen lagen, entstand eine Deckungslücke, die über die sogenannte EEG-Umlage den Netzkunden in Rechnung gestellt und damit refinanziert wird.

In Kombination mit dem Einspeisevorrang führte die langfristig gesicherte Einspeisevergütung zu attraktiven Geschäftsmodellen für die Entwickler und Investoren von EE-Anlagen. Denn jeder Interessent konnte sich anhand von Wetterdaten und der Anlagenkosten relativ genau ausrechnen, wie hoch die Rendite über 20 Jahre lag. Aufgrund der staatlich gesicherten Vergütung waren Risiken minimiert, was auch zu einer einfachen Kreditvergabe durch die Banken führte. Die Folge war ein hoher Zubau von EE-Anlagen, allen voran Photovoltaik. Die Produktion von EE-Anlagen wurde zum Massengeschäft und Technologiesprünge führten zu einem weltweiten Sinken der Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien.

Anpassungen von Anfang an eingeplant

Klar war, dass die sehr hohen Vergütungssätze aus dem EEG 2000 für Neuanlagen, die später in Betrieb genommen wurden, nicht mehr gewährt werden können. Um die Vergütungssätze an den technologischen Fortschritt und an die novellierten Gesetzesziele anzupassen, wurde das EEG mehrfach angepasst. Neben kleineren Anpassungen, wie der



Die Anzahl der Wörter im EnWG und EEG haben sich in den letzten 20 Jahren mehr als verdreiundzwanzigfach, die Anzahl der Paragraphen mehr als verzehnfacht

Quelle: Kalis/Dittmar: Quo vadis Energiewenderecht? TaTuP 28/3(2019)

Novellierung des Anlagenbegriffs (der die Grundlage für das Inbetriebnahmedatum und damit auch für die 20-jährige EEG-Vergütungsdauer bildet) oder der Normierung einer verpflichtenden Steuerbarkeit von EE-Anlagen für das Netzengpassmanagement, erfolgte mit dem EEG 2012 ein erster Schritt zum marktorientierten Einsatz von EE-Anlagen. Durch die damals neu geschaffene Option des Marktprämien-Modells entstand für Anlagenbetreiber der Anreiz, ihren erzeugten Strom selbst zu vermarkten, anstatt diesen Strom dem Netzbetreiber anzudienen (sogenannte Direktvermarktung). Da die Markterlöse meist weiterhin unter den vereinbarten Einspeisevergütungen lagen, erhielten die Anlagenbetreiber neben den eigenen Vertriebslöhnen eine sogenannte Marktprämie vom Netzbetreiber ausbezahlt, die der Differenz aus dem Börsenstrompreis und der individuellen Förderhöhe entspricht. Speicherprivilegien und Flexibilitätsanreize für Biomasseanlagen im EEG 2012 führten die EE-Anlagen noch ein Stück weiter an einen marktorientierten Einsatz heran. Gleichzeitig sanken die Vergütungssätze, für Photovoltaik auf deutlich unter 20 ct/kWh.

Freigabe von Windausbaugebieten führten zu einem starken Einbruch des Ausbaus von Windkraftanlagen an Land und von Biomasseanlagen. Investitionen in Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf See (offshore) entwickeln sich aber weiterhin gut.

Die anfänglich freiwillige Direktvermarktung von EE-Strom wurde mit dem EEG 2014 für einen Großteil der seither neu errichteten Anlagen zur Pflicht gemacht. Das Vergütungssystem erhielt darüber hinaus in den Folgejahren eine wesentliche Neuerung: Bei größeren EE-Anlagen werden die bisher staatlich festgelegten Einspeisevergütungen über Ausschreibungen bzw. Auktionen bestimmt. Dabei werden von staatlicher Seite immer wieder feste Mengen an Leistung ausgeschrieben, wobei Anlagenbetreiber mit der geringsten verlangten Einspeisevergütung den Zuschlag erhalten. Erwartungsgemäß stärkte das den Wettbewerb unter den Anlagenbauern und -entwicklern und hatte ein sprunghaftes Absinken der Einspeisetarife zur Folge. Offshore-Windparks wurden teilweise sogar mit nur 0 ct/kWh geforderter Einspeisevergütung bezuschlagt, d. h. sie produzieren Strom ohne finanzielle Förderungen.

Nachbesserungsbedarf, obwohl der erneuerbare Strom immer günstiger wurde

Das starke Absinken der Vergütungssätze, die Begrenzung der Ausbaupazitäten (Deckelung) und die zögerliche

Das Gesetz wird immer umfangreicher

Mit der Weitergestaltung der Förderinstrumente und weiteren (Fein-)Justierungen im EEG sind auch die Komplexität und der Umfang des Gesetzeswerks stark gestiegen. So umfasste es beispielsweise im Jahr 2000 noch 13 Paragraphen und ist im Jahr 2019 auf 176 Paragraphen angewachsen.

Vergütungsregeln

Aber zurück zum Förderinstrument des EEG, der Vergütung für erneuerbaren Strom und der eng damit verbundenen Frage, woher die Netzbetreiber das Geld für die Vergütung nehmen. Die Netzbetreiber zahlen die Einspeisevergütung oder Marktprämie an die Anlagenbetreiber aus, legen die Kosten aber auf die Stromverbraucher um, daher auch der Begriff der EEG-Umlage. Zur Bestimmung der Höhe der EEG-Umlage führen die Übertragungsnetzbetreiber ein EEG-Konto. Wie bei einem Bankkonto werden Einnahmen (aus der Vermarktung des Stroms an der Börse) und Ausgaben (durch die EEG-Vergütung) verrechnet. Weil die EEG-Vergütungen höher sind als die Verkaufserlöse an der Strombörse, rutscht das EEG-Konto ins Minus. Dieses Minus wird durch die EEG-Umlage ausgeglichen.

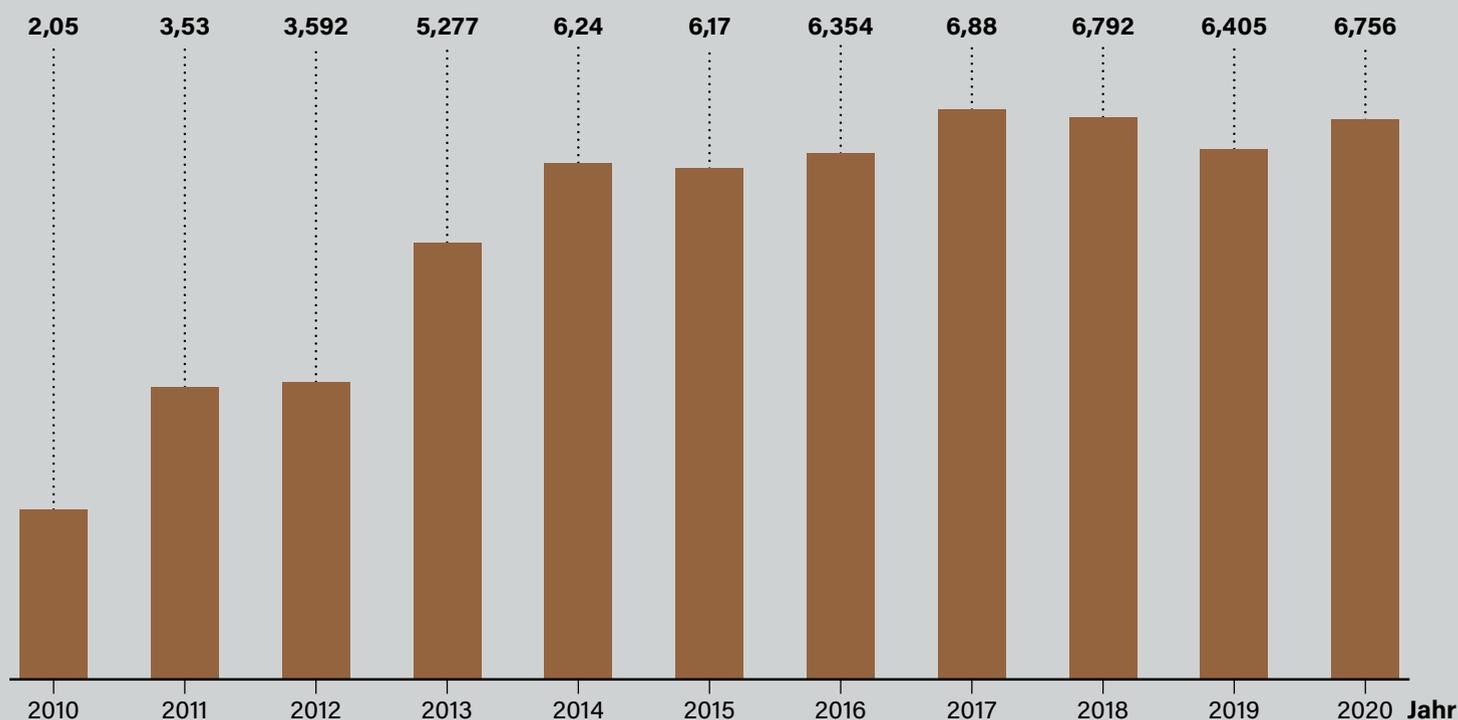
Was kostet das EEG die Haushalte?

Einmal im Jahr, immer am 30. September, wird Kassensturz gemacht. Einnahmen und Ausgaben werden übereinandergelegt. Aus dem Saldo ergibt sich die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr. Die EEG-Umlage ist in den ersten Jahren der EEG-Geschichte kräftig angestiegen und seit 2014 kontinuierlich über 6 ct/kWh geblieben. Im Jahr 2020 betrug sie

6,756 ct/kWh. Bei einem typischen Haushalts-Jahresverbrauch von 2.500 kWh kostet die EEG-Umlage also monatlich rund 14 Euro – gewiss mehr als die berühmte „eine Kugel Eis“, von der der damalige Umweltminister Jürgen Trittin (2004) gesprochen hatte, aber ebenso gewiss keine unerträgliche Energie-Armut für unseren Durchschnittshaushalt.

2020: Zwanzig Jahre EEG bedeutet auch das Auslaufen der Förderung für die ersten Anlagen

Und in der Tat stehen alle Zeichen darauf, dass die Spitze der Belastung erreicht und in den nächsten Jahren mit einer Reduktion der EEG-Umlage zu rechnen ist. Denn erstens lief im Jahr 2020 die 20-jährige Förderdauer der ersten EEG-Anlagen aus. Die besonders kostenintensiven Anlagen mit einer Förderung von teilweise über 50 ct/kWh schlagen dann auf der Ausgabenseite des EEG-Kontos nicht mehr zu Buche und führen tendenziell zu einer Verringerung der EEG-Umlage im Folgejahr. Und zweitens ist mittlerweile gesetzlich festgelegt, die EEG-Umlage in den kommenden Jahren durch Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung (Brennstoffemissionshandelsgesetz, BEHG) dämpfen zu wollen.



Die Entwicklung der EEG-Umlage für Haushaltskund:innen, in Cent pro Kilowattstunde

Quelle: BDEW (2020)

Gleich noch mal: Repowering

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung werden Anlagenbetreiber der ersten Stunde aber auch vor wirtschaftliche Herausforderungen gestellt. Lukrative Windstandorte können sich am Markt behaupten, für einige Anlagen kommt auch das sogenannte Repowering in Frage, also das Ersetzen des Windrads oder Generators durch leistungsstärkere Anlagen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele gilt es, Rückbau von noch funktionstüchtigen Anlagen zu vermeiden oder alternativ für die Altstandorte zeitnah neue EE-Anlagen zu genehmigen, zu bauen und anzuschließen. Mit der EEG-Novelle 2021 wurde die wirtschaftliche Situation ausgeförderter Anlagen erkannt und entsprechende Vergütungen adressiert. Neueste Zahlen machen dabei Mut, denn im ersten Quartal 2020 lag der EE-Anteil an der eingespeisten Strommenge mit durchschnittlich 55,4 Prozent erstmals über dem Anteil von Strom aus konventioneller Erzeugung. Ein Erfolg, der maßgeblich auf das EEG zurückzuführen ist.

Rolle der EU im Energiererecht am Beispiel des Unbundling

Hannes Doderer

Bis zum Jahr 1998 unterteilten einige wenige Stromproduzenten den deutschen Strommarkt in verschiedene Liefergebiete, sogenannte Gebietsmonopole. In diesen Liefergebieten waren die jeweiligen Unternehmen für die Stromerzeugung, den Netzbetrieb und den Stromverkauf (Vertrieb) an die Endkunden verantwortlich. Konkurrenz und damit Wettbewerb im Stromsektor gab es nicht, die Kunden mussten den Strom vom jeweiligen Gebietsversorger beziehen.

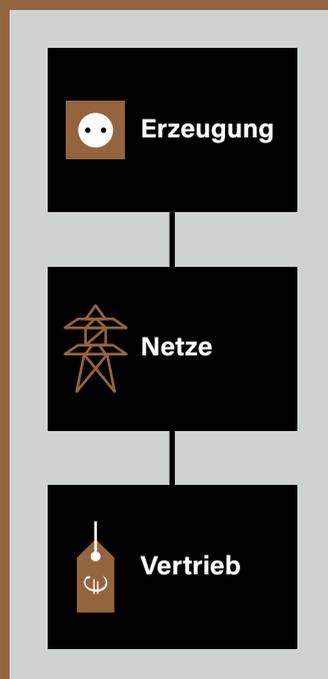
Vom Monopol zum Wettbewerb

Um den europäischen Binnenmarkt für Elektrizität zu schaffen, war es notwendig, diese Gebietsmonopole so weit wie möglich dem Wettbewerb zu öffnen – ein Vorgang, der heute als Liberalisierung bekannt ist. Sowohl die Stromerzeugung als auch der Einzelhandel (Vertrieb) können nämlich im Prinzip von verschiedenen Anbietern erbracht werden, die miteinander im Wettbewerb stehen und insofern Kosten- und Leistungsgewinne für die Kunden versprechen. Lediglich die Stromnetze sind natürliche Monopole und insofern nicht für einen echten Wettbewerb geeignet. Das ist so ähnlich wie bei Straßen und Autobahnen, die ebenfalls natürliche Monopole sind.

Europa wächst zusammen und prägt das Strommarkt- design

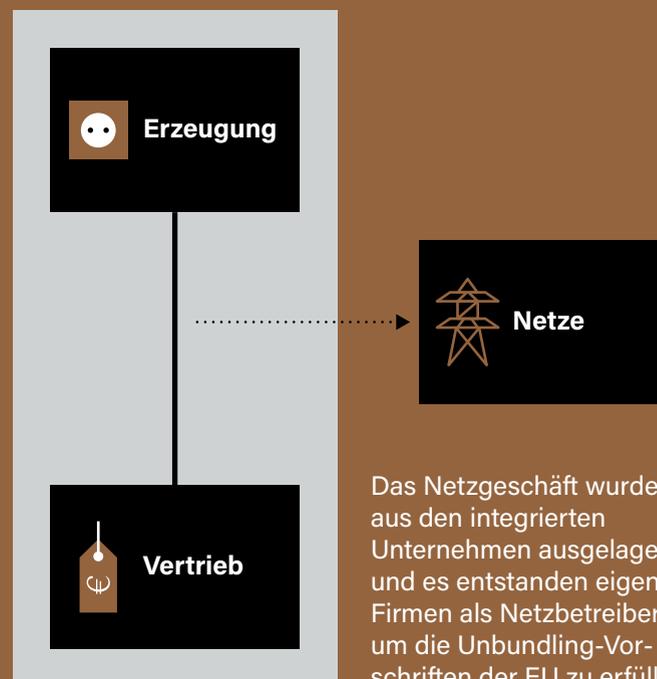
Die schrittweise Verwirklichung des EU-Binnenmarkts im Stromsektor beginnt mit der Europäischen Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996, die gemeinsame Vorschriften für den europäischen Elektrizitätsmarkt definiert. Kernidee war es, den Wettbewerb zu stärken, indem zunächst große industrielle Kunden und später auch kleine private Kund:innen ihren Stromlieferanten EU-weit frei wählen durften. Im deutschen Recht wurde die Strommarktliberalisierung – zunächst sogar noch stärker als von der EU gefordert – durch die grundlegende Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 umgesetzt.

Vor Liberalisierung



Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Vertrieb durften in einem Unternehmen gebündelt werden.

Nach Liberalisierung



Das Netzgeschäft wurde aus den integrierten Unternehmen ausgelagert und es entstanden eigene Firmen als Netzbetreiber, um die Unbundling-Vorschriften der EU zu erfüllen.

Integrierte Unternehmen vor der Liberalisierung und eigenständige („entflochtene“) Netzbetreiber nach der Liberalisierung im Zuge des Unbundling

Quelle: Eigene Darstellung

Anforderungen an das Stromnetz

Allein die Öffnung der Märkte genügt aber nicht für einen funktionierenden Wettbewerb auf dem Strommarkt. Wird Strom auf solch einem Markt für Elektrizität gehandelt, muss sichergestellt werden, dass er physikalisch auch zum jeweiligen Kunden gelangen kann. Da die Kapazitäten des Stromnetzes begrenzt sind, mussten Regeln geschaffen werden, wie der Zugang zu den Netzen gestaltet wird. Entsprechend wurde zur Unterstützung des wettbewerblichen Strommarkts ein diskriminierungsfreier, transparenter und auf objektiven Kriterien basierender Netzzugangsanspruch normiert. Im Rahmen der Übertragungs- und Verteilungskapazitäten sollte also jeder Stromerzeuger die gleichen Chancen haben, Zugang zum Stromnetz zu erhalten.

Aufspaltung der großen Energieversorger: Entflechtung von Markt & Netz

Der diskriminierungsfreie Netzzugang musste seinerzeit gegen die Interessen der ursprünglich vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen durchgesetzt werden.

Dazu hat man diese Unternehmen gezwungen, den Netzbetrieb von der Erzeugung und dem Vertrieb zu trennen. Vertikal integrierte Unternehmen vereinen die Erzeugung, den Netzbetrieb und den Vertrieb unter einem Dach. Das betraf in Deutschland insbesondere die großen vier: E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall. Ohne die Abtrennung des Netzbetriebs wäre zu befürchten gewesen, dass die Stromversorger im eigenen Unternehmen Vorteile beim Netzzugang erzielen und damit die anderen Stromerzeuger diskriminieren könnten. Entsprechend wurde im Zuge des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets und der Umsetzung im EnWG im Jahr 2011 festgelegt, dass die bei den integrierten Energieversorgungsunternehmen gewachsenen Verbindungen zwischen Netz- und Erzeugungs- bzw. Handelssparte entflochten werden: das sogenannte Unbundling (zu Deutsch: Entflechtung).

Was meint Unbundling genau?

In Paragraph 6ff. EnWG wird das Unbundling in verschiedenen Formen und Intensitäten normiert: Zwischen Netzbetrieb und Stromvertrieb dürfen keine Informationen ausgetauscht werden, die Wettbewerbsvorteile ermöglichen. Potenziell marktverzerrende Informationen über Netzzustände dürfen also nicht der Vertriebspartei zugänglich gemacht werden (informatives Unbundling). Im Hinblick auf Rechnungslegung und Buchführung sind Netzbetrieb und Stromvertrieb so zu behandeln, als handele es sich um

eigenständige Unternehmen, damit Quersubventionen verhindert werden (buchhalterisches Unbundling). Energieversorger mit mehr als 100.000 Kunden müssen ihre Netz- und Vertriebsparte zusätzlich als eigene Rechtssubjekte führen (gesellschaftsrechtliches Unbundling). Kleinere Energieversorger, speziell Stadtwerke, mit weniger als 100.000 Kunden sind davon in einer De-minimis-Regelung ausgenommen. Das operationelle Unbundling soll die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von den anderen Teilen des Unternehmens im Hinblick auf Organisation, Entscheidungsgewalt und Ausübung des Netzgeschäfts gewährleisten. Einen besonders starken Eingriff in unternehmerische Grundrechte sieht das eigentumsrechtliche Unbundling vor, das die Trennung des Netzbetriebs von den übrigen Sparten der Energieversorgung auch sachenrechtlich manifestiert.

Energiespeicher stellen das Unbundling auf die Probe

Mit Energie- und insbesondere Batteriespeichern sind in den letzten Jahren Akteure ans Licht getreten, mit denen die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik geglättet werden kann und so ein Energiesystem ermöglicht wird, das ohne immense Überkapazitäten auf einer nahezu vollständigen Integration erneuerbarer Energien basiert. Speicher sind essenziell für das Energiesystem der Zukunft und sollen zu einem Bestandteil des Strommarkts werden. Batteriespeicher stellen aber auch das Regulierungsregime und hier insbesondere das Unbundling auf die Probe, denn bei einem effizienten Einsatz kann die Grenze zwischen Markt und Netz verwischen.

Welches Interesse haben Netzbetreiber an Batteriespeichern?

So eignen sich Batteriespeicher beispielsweise für Aufgaben, die den Netzbetreibern obliegen. Sie stellen eine Flexibilitätsoption für das Stromnetz dar und können als Alternative für den Netzausbau, für das Netzengpassmanagement oder das zeitliche Verschieben von Spannungsspitzen herangezogen werden. Der Schluss liegt nahe, dass sich Netzbetreiber die Batteriespeicher zur Erfüllung ihrer Aufgaben selbst beschaffen und diese betreiben, schließlich verfügen sie auch über die entsprechenden Netzinformationen. Dies ist nach den dargestellten Unbundling-Vorgaben jedoch nur zulässig, soweit der Speicher ausschließlich netzdienlich eingesetzt wird und die Marktsphäre nicht berührt. Entsprechend sind Geschäftsmodelle wie der Verkauf von gespeichertem Strom oder der Betrieb des Speichers als Infrastruktureinrichtung, also das entgeltliche Bereitstellen von Speicherkapazität an Dritte, nicht gestattet. Dies führt dazu, dass Speicher wirtschaftlich weniger rentabel sind.

Drohende Ineffizienz

Zudem ist allein die Zulässigkeit der (kostenlosen) Ausspeicherung des Stroms in das Stromnetz unter Unbundling-Gesichtspunkten bereits äußerst fraglich, denn sie darf nur dem Stromnetz dienen. Ist kein netzbasierter Strombedarf gegeben, muss der Strom im Speicher anderweitig entsorgt werden. Werden Batteriespeicher vom Netzbetreiber eingesetzt, kann das Unbundling neben eingeschränkten Geschäftsmodellen also auch zu ineffizienter Ressourcennutzung führen. Eine rein marktbasierende Speicherbewirtschaftung, bei der der Netzbetreiber sich für die Erfüllung seiner Aufgaben Speicherkapazitäten auf dem Markt besorgt, scheitert derzeit regelmäßig an den hohen Strombezugskosten (insbesondere EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelte), wenngleich auch hier bereits an besseren Regelungen gearbeitet wird.

Herausforderungen und Novellierung

Die EU behandelt diese Herausforderung im Rahmen der Novellierung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie durch eine Stärkung der Speicheranlagen, beispielsweise im Hinblick auf den Netzzugang und diskriminierungsfreien Marktzugang. Besonders hervorzuheben sind auch die Einschränkungen des Unbundling, um Speicher als Flexibilitätsoption zu gewinnen. Damit tastet die EU die bislang strikt geforderte Trennung zwischen Markt und Netz an und erlaubt den Netzbetreibern in gewissem Umfang den Speicherbetrieb.

Aufweichung des Unbundling

So legt die novellierte Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie fest, dass Netzbetreiber – abweichend vom Grundsatz des Unbundling – sehr wohl Eigentümer und auch Betreiber von Energiespeicheranlagen sein dürfen, wenn diese sogenannte vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen. Damit sind Speicheranlagen gemeint, die in das Übertragungs- oder Verteilungsnetz integriert sind und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des zuverlässigen Netzbetriebs dienen und nicht zum Systemausgleich oder Engpassmanagement eingesetzt werden. Weitere Voraussetzungen sind, dass die zuständige Regulierungsbehörde den Speicherbetrieb genehmigt, die Speicher nicht auf den Strommärkten agieren dürfen und sich im Rahmen eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens keine anderen Parteien gefunden haben, die den Speicherbetrieb als vollständig integrierte Netzkomponente übernehmen.

Subsidiärer Speicherbetrieb bleibt auf Distanz zum Strommarkt

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie gestattet somit nur einen subsidiären, also nachrangigen Speicherbetrieb durch Netzbetreiber. Finden sich andere Parteien für den Speicherbetrieb – was regelmäßig zu überprüfen ist – muss der Speicherbetrieb durch den Netzbetreiber schrittweise eingestellt werden. Auf europäischer Ebene zeichnet sich somit eine leichte Aufweichung des ansonsten streng angewandten Prinzips der Entflechtung ab.

inforbox Blick nach Berlin – ein Beispiel

Der heutige Vattenfall-Konzern, in dem der ehemalige Gebietsmonopolist Bewag aufging, hatte (und hat) mehr als 100.000 Kunden in Berlin und musste daher gesellschaftsrechtlich entflochten werden. Daher ist die Stromnetz Berlin GmbH, die Betreiberin des Berliner Stromverteilungsnetzes, als eine zwar 100-prozentige Tochter, aber gesellschaftsrechtlich eigenständige Netzbetreibergesellschaft entstanden. Auf Basis regulatorischer Vorgaben hat sie eine Firmierung sowie ein Branding angenommen, die Verwechslungen mit der Muttergesellschaft ausschließen. Das Unbundling wurde somit vollständig umgesetzt.

Niemandem geht das Licht aus

Fast jede:r Berliner:in ist Kunde (Anschlussnehmer) bei der Stromnetz Berlin GmbH, oftmals ohne dies zu wissen. Im Gegensatz zur Stromverteilung, wo aufgrund des natürlichen Monopols ein Wettbewerb volkswirtschaftlich nicht effizient ist, haben Berliner:innen für die Stromlieferung hingegen inzwischen die Auswahl unter mehreren Hundert Anbietern – die ebenfalls zum Konzern gehörende Vattenfall Europe Sales GmbH ist nur einer davon. Zugleich hat Vattenfall aber noch eine Besonderheit: Als nach wie vor kundenstärkstes Unternehmen ist die Vattenfall Europe Sales GmbH der sogenannte Grundversorger nach § 36 Abs. 2 EnWG in Berlin. Damit einher gehen besondere Verpflichtungen zur Belieferung der Berliner:innen mit Strom. Für den Fall, dass Kund:innen ihren selbst gewählten Stromversorger verlieren, etwa weil dieser insolvent gegangen ist, werden sie automatisch vom Grundversorger weiter beliefert, damit ihnen nicht das Licht ausgeht.

Die 2. Phase der Energiewende: 100 % Erneuerbare ins System integrieren

Markus Graebig und Ingo Uhlig

*Zwei Jahrzehnte deutsche
Energiewende: Atomaus-
und Erneuerbaren-Einstieg*

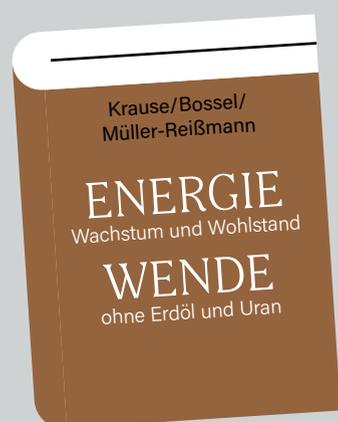
Als Urheber des Begriffs Energiewende gilt das Freiburger Ökoinstitut mit seiner Publikation *Energie-Wende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran* aus dem Jahr 1980. Damals stand noch nicht der Klimawandel, sondern die Diskussion um die Ausbeutung endlicher Rohstoffe (Erdöl) sowie um die Gefahren der Kernenergie (Uran) im Fokus.

*Der Weg zum ersten
Atomausstieg*

Letztere materialisierten sich am 26. April 1986 in der bis dato folgenschwersten Katastrophe der zivilen Kernenergienutzung. Tschernobyl wurde zum Inbegriff des nuklearen Desasters und brannte sich tief ins Bewusstsein der Deutschen ein – auch deshalb, weil speziell die süddeutsche Bevölkerung durch radioaktiven Fallout selbst zu unmittelbar Betroffenen wurde. Noch Jahre später abonnierten besorgte Eltern Broschüren wie *Die Lupe* oder *StrahlenListe*,

in denen die radioaktive Belastung von Lebensmitteln tabellarisch verzeichnet war. In der Jugendliteratur gab Gudrun Pausewangs *Die Wolke* (1987) Zeugnis von dem Tschernobyl-Trauma. Die Anti-Atomkraft-Bewegung war in der (west-)deutschen Mehrheitsgesellschaft angekommen.

Die rot-grüne Bundesregierung brachte in den Jahren 2000-2002 schließlich die Energiewende mit zwei tiefgreifenden Beschlüssen auf den Weg: einerseits den Atomausstieg, wobei die maximal noch zulässigen Erzeugungsmengen aus den bestehenden Kernkraftwerken gesetzlich begrenzt wurden, und andererseits das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches für Strom aus Wind, Sonne und Biomasse auskömmliche Einspeisevergütungen und den Einspeisevorrang ins Netz garantierte.



Ersterwähnung der „Energiewende“ und Thematisierung von externen Effekten

Quellen: Bossel, Krause, Müller-Reißmann (1980), Eltern messen selber e. V. (1988/89)

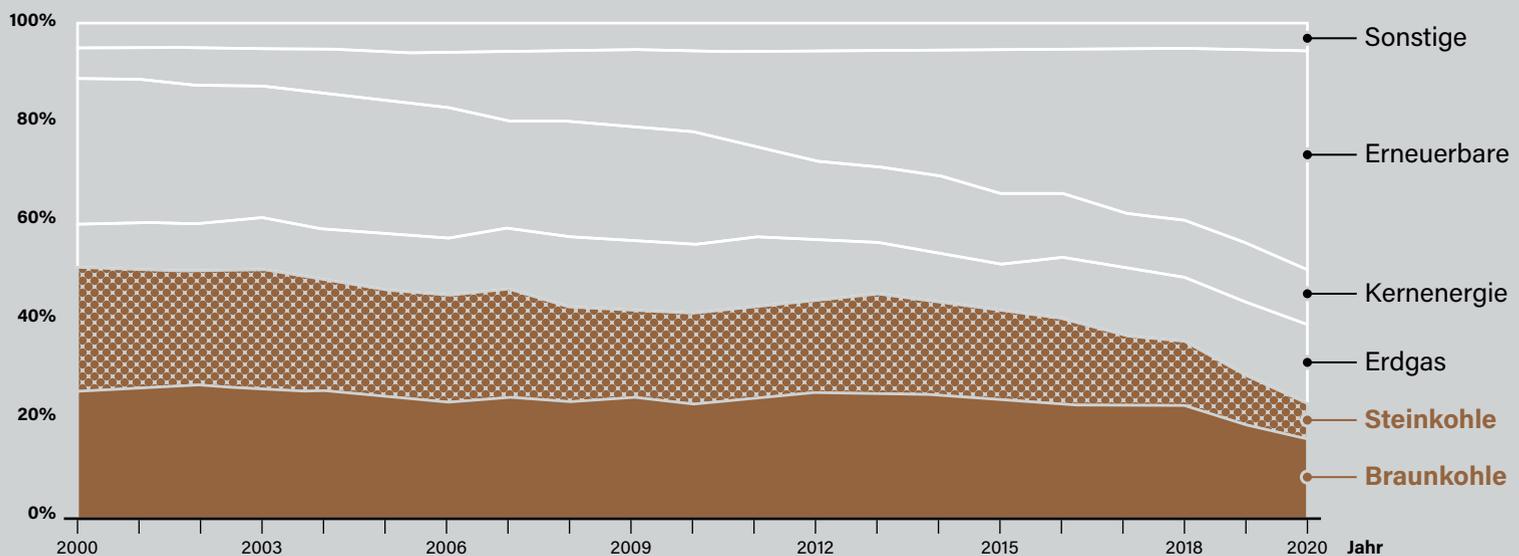
Tschernobyl-Déjà-vu

Etwa zum 20. Jahrestag der Katastrophe schien buchstäblich Gras über Tschernobyl gewachsen zu sein. Mit dem zunehmenden Bewusstsein um die Gefahren des Klimawandels aufgrund der Kohlendioxid-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas) erfuhr das Image der Kernenergie einen zweiten Frühling. Sie präsentierte sich als weitgehend CO₂-freie Energiequelle und damit als Ausweg aus der Klimakrise – eine Sichtweise übrigens, die in vielen Ländern bis heute Bestand hat und auch in der EU zu nach wie vor kontroversen Diskussionen führt. In Deutschland setzte die wiedergewählte Bundeskanzlerin Merkel im Oktober 2010 ein Wahlversprechen um und vollzog den „Ausstieg aus dem Ausstieg“, indem sie eine Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke auf den Weg brachte.

Ein knappes halbes Jahr später, am 11. März 2011, ereignete sich die Nuklearkatastrophe von Fukushima. Der Politik musste sofort klar gewesen sein, dass dieses Tschernobyl-Déjà-vu die latente Angst der Bevölkerung vor der Kernenergie auf einen Schlag erneuern und die weitere Nutzung dieser Energieform in Deutschland politisch untragbar machen würde. Nur drei Tage später beschloss die Bundesregierung ein Atom-Moratorium mit dem sofortigen Produktionsstopp der ältesten deutschen Kernkraftwerke. Im Juni 2011 folgte eine erneute Novellierung des Atomgesetzes, welche die gerade erst gewährten Laufzeitverlängerungen im Wesentlichen zurücknahm. Mit diesem „Ausstieg aus dem Ausstieg“ wurde das Ende der Kernkraftnutzung in Deutschland bis 2022 gesetzlich besiegelt. Diese Beschlüsse sind es, die sich in den letzten Jahren mit dem Begriff der Energiewende verbinden, obwohl diese eigentlich schon viel älter ist.

Der Kohleausstieg

Nach zwei Jahrzehnten Energiewende ergibt sich im Jahr 2019 folgende Zwischenbilanz: Kernkraft ist im Strommix durch erneuerbare Energieträger ersetzt worden, welche mittlerweile (Stand 2020) annähernd die Hälfte des Strommixes ausmachen (siehe Abbildung nächste Seite). Wenig hatte sich jedoch am Beitrag der besonders CO₂-intensiven Kohle geändert, und der Handlungsdruck in der Klimapolitik stieg. Die Bundesregierung setzte daher Mitte 2018 die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (kurz: Kohlekommission) ein, welche Anfang 2019 zu der Empfehlung gelangte, in Deutschland bis spätestens 2038 auch aus der Kohleverstromung auszusteigen. Dieser Kohleausstieg ist inzwischen Gesetz, verbunden mit einem 40 Milliarden Euro schweren Strukturstärkungs-Paket, welches die betroffenen Kohleregionen beim unweigerlichen Strukturwandel unterstützen soll. Obwohl Deutschland über keine nennenswerten Wasserkraft-Ressourcen verfügt, hat sich das Land für einen „doppelten Ausstieg“ aus Kernkraft und Kohle entschlossen. Der Erfolg dieses Vorhabens wird nicht nur von energiepolitischer, sondern auch von herausragender industriepolitischer Bedeutung für den Innovationsstandort Deutschland sein. Der Buchtitel des Ökoinstituts von 1980



Der Anteil der Erneuerbaren steigt aufgrund des EEG, in Zukunft wird durch den Kohleausstieg sukzessive die Kohleverstromung beendet

Quelle: AG Energiebilanzen (2020)

ist damit nach vier Jahrzehnten noch immer hoch aktuell, wenn er um den Zusatz „ohne Kohle“ ergänzt wird.

Die 2. Phase der deutschen Energiewende: Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren

Auch wenn derzeit noch um Details gerungen wird, über die Zielsetzung besteht inzwischen Einigkeit: Etwa bis zur Mitte des Jahrhunderts soll Deutschland komplett klimaneutral werden. Das bedeutet insbesondere, dass die bislang von der Energiewende kaum erfassten Sektoren – Verkehr, Wärme, Industrie – ebenfalls auf eine erneuerbare Energieversorgung umgestellt werden müssen.

In diesem Buch konzentrieren wir uns auf den Elektrizitätssektor, in dem eine Reihe von Maßnahmen wie Puzzlesteine ineinandergreifen müssen, um den Schritt hin zu 100 Prozent Erneuerbaren zu ermöglichen:

→ Wir brauchen weiterhin einen stetigen und ambitionierten **Zubau von erneuerbaren Erzeugern** – Wind- und Photovoltaikkraftwerke. Und da zukünftig auch andere Sektoren wie Verkehr und Wärme, die vormals mit fossilen Kraftstoffen angetrieben wurden, auf grünen Strom umgestellt werden sollen, wird der Zubaubedarf an Windkraft und Photovoltaik noch zusätzlich deutlich steigen. Nicht zuletzt kommen inzwischen auch Wind- und PV-Anlagen der ersten Generation ans Ende ihrer Lebenszeit und müssen ersetzt werden,

sodass zum Ausbaubedarf ein Bedarf an Ersatzinvestitionen hinzutritt.

- Die **Netze** bilden das Rückgrat unserer elektrischen Infrastruktur. Sie müssen ausgebaut werden, um beispielsweise die windstarken Standorte in Norddeutschland mit den industriellen Lastzentren im Süden zu verbinden. Und sie müssen „intelligent“ werden, um die immer komplexeren Anforderungen der Systemführung zu bewältigen. Denn in unserem Stromsystem gibt es inzwischen nicht mehr nur rund tausend konventionelle Großkraftwerke, sondern knapp zwei Millionen verteilte (dezentrale) Kraftwerke – Wind- und Photovoltaikanlagen mit schwankender Erzeugung, denen weiterhin Kunden mit höchsten Erwartungen an Systemstabilität und Versorgungssicherheit gegenüberstehen.
- „Die beste Kilowattstunde ist diejenige, die nicht verbraucht wird“, besagt ein geflügeltes Wort. Oder kurz als politisch-programmatischer Imperativ: „Efficiency first“. **Energieeffizienz** ist der Schlüssel dazu, mit geringerem Energieeinsatz denselben Nutzen zu erzielen. Dafür gibt es viele Maßnahmen: Gebäudeisolierung, Austausch von Glühlampen durch LEDs, Verwendung energiesparender Kühlschränke und Waschmaschinen, um nur einige zu nennen.

Eine zentrale Herausforderung der erneuerbaren Energien ist deren Volatilität, also ihre schwankende Verfügbarkeit aufgrund des Dargebots von Wind und Sonnenschein. Bei gutem Wetter kann es so starke Überschüsse grünen Stroms geben, dass Erzeugung abgeregelt werden muss und die Großhandelspreise negativ werden; es gibt aber auch

Dunkelflauten, in denen viel zu wenig Grünstrom vorhanden ist. In der alten Welt von Kohle- und Gaskraftwerken konnte die Erzeugungsseite auf den Strombedarf reagieren und buchstäblich „eine Kohle nachlegen“. Das geht mit Wind und Sonne nicht, sie folgen ihrem eigenen Angebotsmuster. In der neuen Welt müssen sich die Verbraucher stärker an dem momentanen Angebot der Erzeuger orientieren. Genau mit dieser Herausforderung hat sich das Projekt WindNODE beschäftigt und Musterlösungen erarbeitet, von denen wir einige Beispiele in diesem zweiten Hauptteil unseres Buches vorstellen. Es geht dabei um drei weitere Puzzlesteine für die Systemintegration der Erneuerbaren:

Flexibilität bedeutet, dass ein Verbraucher seinen Strombedarf zeitlich verschieben kann, um sich besser an das Angebot aus Erneuerbaren anzupassen. Das kann beispielsweise ein industrieller Prozess sein, der sich zeitlich verschieben lässt, oder auch eine Kühlanlage, welche die thermische Trägheit eines Kühlhauses (die Kältespeicherfähigkeit) ausnutzt, um bei üppigem Grünstromangebot kräftig herunterzukühlen und später, bei Flaute und Dunkelheit, den Kompressor der Kältemaschine abzuschalten.

Sektorkopplung bezeichnet die Verzahnung des Elektrizitätssektors mit anderen Energiesektoren, speziell Verkehr und Wärme, die bislang überwiegend aus fossilen Energieträgern versorgt wurden. Das hat zwei Vorteile: erstens die Dekarbonisierung dieser Sektoren (also der Ersatz fossiler Brennstoffe durch grünen Strom), zweitens ihr Einsatzpotenzial als flexible Verbraucher. Wenn man sich beispielsweise vorstellt, dass Millionen batteriebetriebener Elektrofahrzeuge auf den Straßen sind und 23 der 24 Stunden des Tages

irgendwo geparkt sind, dann bietet das intelligent gesteuerte Laden der Batterien eine enorme Flexibilitätsreserve. Denn die Aufladung der Batterie muss nicht exakt dann beginnen, wenn das Auto abends geparkt wird; wichtig ist nur, dass es am nächsten Morgen wieder einsatzbereit für die anstehenden Fahrten des Tages ist.

Speicher, insbesondere Batterien, können kurz- und mittelfristige Schwankungen des Elektrizitätsangebots ausgleichen. Für längerfristige Dunkelflauten hingegen wird auch die Kapazität sehr vieler Batterien nicht ausreichen. Die bislang einzige plausible Lösung zur längerfristigen Speicherung von Grünstrom liegt in der Power-to-Gas-Technologie, also der Erzeugung von Wasserstoff oder seiner Derivate mit Hilfe von Elektrolyse. Darauf allerdings gehen wir hier nicht näher ein.

Schlaglichtartig und exemplarisch eingehen wollen wir aber auf das Thema Energiewende und **Gesellschaft**. Denn die Energiewende ist nicht nur ein Set technischer Herausforderungen und ihrer Lösungen, sie lässt sich auch als eine raumgreifende und vielfältige gesellschaftliche Diskussion verstehen, zu der der Austausch von Argumenten und Überzeugungen, die Vermittlung von Wissen und nicht zuletzt das Entfachen von Begeisterung und Faszination gehören. Stellen wir uns ein Beispiel vor: Ein Windpark und eine moderne Power-to-X-Anlage stehen an einem Ortsrand. Es könnte etwa eine Power-to-Heat-Anlage sein, die ungenutzte Windspitzen für die CO₂-freie Wärmeversorgung eines Dorfes verwendet. Natürlich stehen diese Anlagen dort, weil sie von Ingenieur:innen entwickelt, von Fachkräften gebaut und in Betrieb genommen wurden. Das ist ihre technische Seite.



Die Energiewende ist Kommunikation

Die Anlagen existieren aber auch, weil auf vielfältige Weise kommuniziert wurde, weil Menschen vor Ort Ideen ausgetauscht und sich geeinigt haben, weil rechtliche Rahmenseetzungen ergründet und politische Argumente entwickelt wurden, weil in der Kommune, auf Nachbarschaftstreffen oder an Familientischen diskutiert wurde. Vielleicht hat sich dabei jemand aus Büchern informiert, die den jeweils neuesten Stand der Energiewende erklärt haben. Vielleicht hat jemand Inspiration und Argumentationskraft bei einem freitäglichen Klimastreik bezogen und damit seine Eltern oder Großeltern überzeugt. Vielleicht sprang also hier und da ein Funke über, gezündet und getragen von der Idee, dass eine klimaneutrale Zukunft unsere Lebensräume, Dörfer, Städte und Landschaften lebenswerter macht; von der Idee, dass diese Transformation voller wirklicher Chancen steckt und wir damit endlich der ökologischen Verantwortung gegenüber den nächsten Generationen besser gerecht werden können. Der Windpark und die Power-to-X-Anlage stehen also dort, weil es eine gesellschaftliche Dynamik gab.

Zusammengefasst: Die Energiewende ist ein Fächer aus Infrastrukturen und Ideen, aus Technologie und Kommunikation; zu ihr tragen Menschen aus verschiedenen Berufsgruppen, Wissensgebieten, kulturellen Kontexten und Generationen bei. Anders als mit einem so großen Team und den Resonanzen, die es erzeugt, ließe sich ein solch ausgedehntes und komplexes Projekt auch nicht bewältigen.

Blick auf die Realität

Leider aber scheint unser Windkraft-Power-to-X-Beispiel nicht wirklich repräsentativ für den tatsächlichen Fortschritt in Sachen Energiewende zu sein. Ja, es gibt die technischen Innovationen – und zwar gerade in den Bereichen, die wir in diesem Buch dokumentieren: Sektorkopplung, Flexibilität, Digitalisierung und Speicherung. Zudem ist die gesellschaftliche Einsicht in die Notwendigkeit, unsere Energieversorgung klimaneutral und CO₂-frei zu gestalten, gegeben. Die Zustimmung zur Energiewende ist generell hoch. Allerdings lässt sich aus dieser Ausgangslage nicht der Schluss ableiten, dass es mit dem Ausbau erneuerbarer Energien gegenwärtig wirklich gut vorangeht. Denn gerade die Genehmigung und Umsetzung konkreter Projekte gestaltet sich aufgrund rechtlicher Rahmenseetzungen und mangelnder Akzeptanz oft schwierig, und viele konkrete Projekte stoßen bei den künftigen Anrainerinnen und Anrainern der Windkraftanlagen auf bröckelnde Akzeptanz, vermutlich auch deshalb, weil die Menschen vor Ort nicht an den ökonomischen Gewinnen aus der Windkraft teilhaben. In der Folge hat die vor einigen Jahren noch hohe Dynamik beim Windkraftausbau nachgelassen und es ist vom Arbeitsplatzabbau in der Windradproduktion zu lesen.

Wissen und Faszination

Angesichts dieser Diskrepanz zwischen technischer Machbarkeit und schleppender Umsetzung ist dieses Buch als ein Aufklärungsprojekt zu verstehen. Sein Anliegen ist es, die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien zu steigern, indem wir dem aus technischer und regulatorischer Sicht sehr komplexen Energiewende-Projekt zu mehr Transparenz verhelfen und es damit in der gesellschaftlichen Breite verständlicher machen wollen. Wir sind der Überzeugung, dass diese Transparenz dazu beiträgt, Vertrauen und Akzeptanz zu fördern. Wer die Zusammenhänge versteht, wird sich vielleicht sogar für diesen Transformationsprozess und die Idee, unser Energiesystem endlich CO₂-frei zu gestalten, begeistern können. Eine gelingende Energiewende braucht diese Faszination, und die Basis dafür ist die Einsicht in die Zusammenhänge des Projekts.

Best Practices

Flexibilität

Niko Rogler

Flexibilität im Elektrizitätssystem – Verbrauch folgt Angebot. Wie kann erreicht werden, dass der Stromverbrauch der Erzeugung durch Wind und Sonne folgt?

Erzeugung und Verbrauch im Stromsystem müssen jederzeit ausgeglichen sein. In der „alten Stromwelt“ konnte dies einfach bewerkstelligt werden, indem Kraftwerksbetreiber die Leistung ihrer Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke (weniger der Kernkraftwerke, die wenig flexibel waren) hoch und runter regelten – und somit die Erzeugung der Nachfrage, also dem Verbrauch, folgte. In der Energiewende der letzten zwei Jahrzehnte haben wir eine saubere und nachhaltige Form der Energiegewinnung massiv ausgebaut, die aber durch eine deutlich niedrigere Plan- und Regelbarkeit charakterisiert ist. Den Sonnenschein und die Windstärke kann kein Kraftwerksbetreiber steuern.

Kühlen, laden und heizen, wenn Energie verfügbar ist

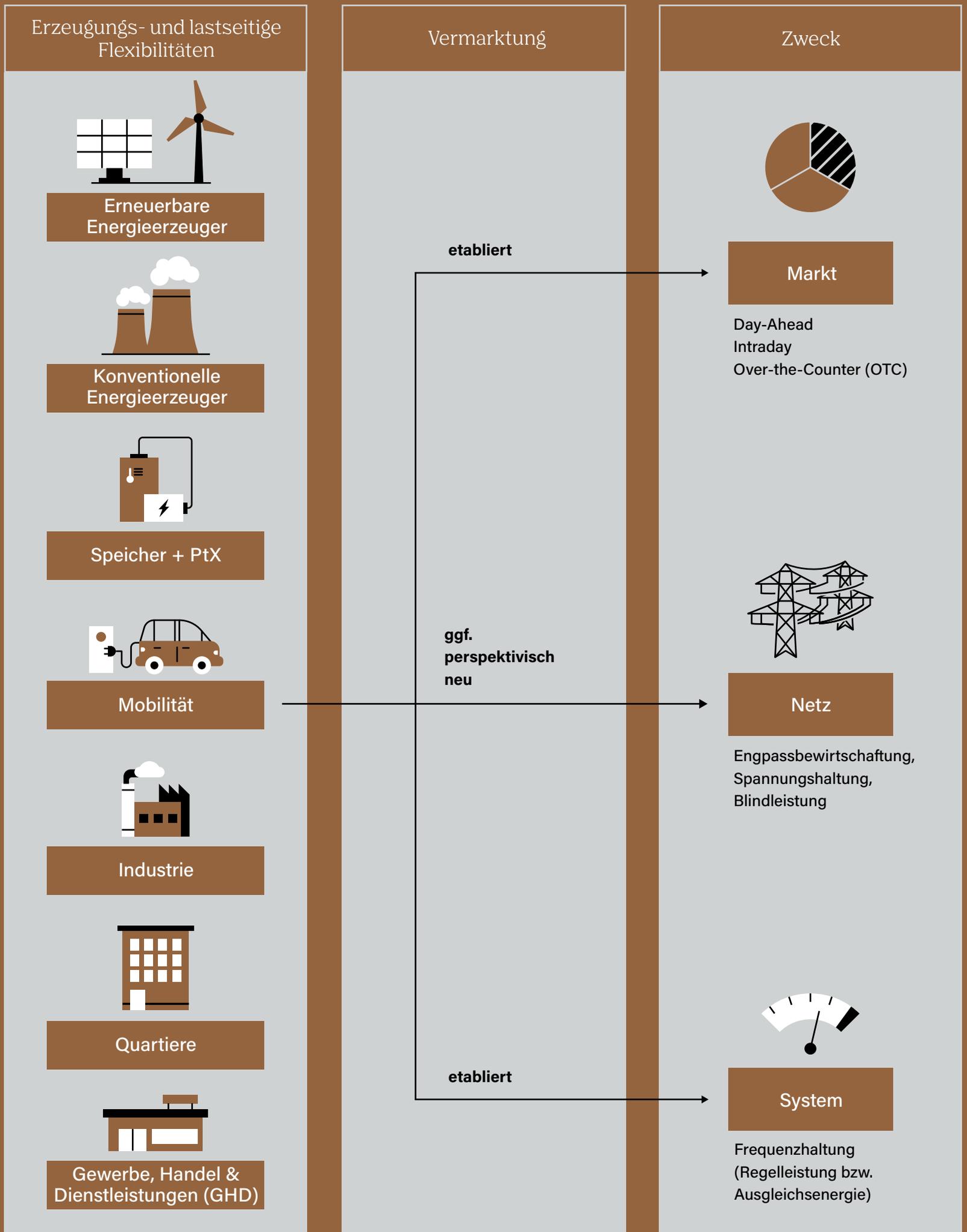
In der nächsten Phase der Energiewende wird eine zentrale Herausforderung darin liegen, Strom aus erneuerbarer Erzeugung zu nutzen, wenn er verfügbar ist. Das bedeutet beispielsweise, die Industrieproduktion zu erhöhen, Lebensmittel im Supermarkt auf eine noch niedrigere Temperatur zu kühlen und das Elektroauto zu laden, wenn der Wind weht und die Sonne scheint, sodass im Gegenzug diese Verbraucher in Phasen geringeren Erneuerbaren-Dargebots eine Zeit lang ihren Strombedarf senken können – da gewissermaßen „auf Vorrat“ produziert, gekühlt, geladen wurde. Solches Verhalten von Verbrauchern bezeichnen wir als Flexibilität oder auch als „Lastverschiebung“. Übrigens ist diese Idee keineswegs neu – jede Seglerin und jeder Segler ist daran gewöhnt, die Segel nach der Windrichtung zu trimmen und den Fahrplan nach der Wettervorhersage zu planen.

Drei Perspektiven: Markt, System und Netz

Flexibilitätsoptionen lassen sich dabei in die drei Nutzungsfälle Markt, System und Netz (siehe Abbildung) unterscheiden. Mit Markt ist der Handel an der Börse gemeint, also das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage zur Bildung des Strompreises. Die Systemsicht fokussiert auf die Frequenz und stellt sicher, dass diese in einem engen Band um 50 Hz bleibt. In Deutschland und Teilen von Europa wird das über die Ausschreibung von Regelleistung in einem marktlichen Verfahren erreicht. Die dritte Perspektive richtet den Blick auf das Netz und sorgt dafür, dass Netzbetriebsmittel, wie Freileitungen, Kabel und Umspannwerke, nicht überlastet werden und die Spannung überall stabil bleibt. Der vom Staat regulierte Netzbetrieb erlaubt Netzbetreibern den Eingriff in die Kraftwerksführung und das Abschalten von vereinbarten Lasten, also großen Verbrauchern.

Technische Potenziale für Flexibilität sowie deren wirtschaftliche Nutzbarkeit zeigen wir im Folgenden an diesen Beispielen, die die Integration von erneuerbaren Energien verbessern und eine Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch erleichtern:

- Das Modellquartier in Berlin Prenzlauer Berg ist mit Smart-Building-Technik ausgerüstet, die die markt- und systemdienliche Steuerung eines Blockheizkraftwerks sowie von Power-to-Heat-Elementen zeigt.
- Intelligentes Lastmanagement wird in den Berliner Werken von Siemens erfolgreich durchgeführt, womit die Nutzung von Flexibilitätsoptionen nach verschiedenen Optimierungszielen, wie Hochlastzeitfenster oder die Einhaltung von Netzbezugsgrenzen, ermöglicht wird.
- Die Berliner Wasserbetriebe erproben in ihrem Klärwerk in Schönerlinde das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“, indem sie auf das Über- oder Unterangebot im Stromnetz reagieren und mit ihren Pumpen und Gebläsen Regelenergie bereitstellen können.
- Das gleiche Prinzip aus einer anderen Perspektive verfolgen 50Hertz und mehrere Verteilungsnetzbetreiber mit der Flexibilitätsplattform. Sie soll vor der Überlastung stehende Leitungen, also Netzengepässe, durch die gezielte lokale Nutzung von Flexibilität entlasten.



Vermarktungsoptionen und Einsatzmöglichkeiten von erzeugungsseitiger und lastseitiger Flexibilität - jetzt und in der Zukunft
 Quelle: WindNODE (2020)

Smart-Building und Power-to-Heat im konventionellen (Gebäude-)Gewand

Eine Reportage von Marcus Franken, dem Borderstep Institut, des DAI-Labors, der Riedel Automatisierungstechnik, der Zentrum eG sowie der Berliner Energieagentur

Reduzierter Energieverbrauch und flexible Stromheizung: Ausgerechnet in einem 60er-Jahre-Quartier hat die Zukunft der Energiewende schon begonnen. Und nebenbei zeigt das WindNODE-Projekt, wie sich die CO₂-Ziele der Gebäudewirtschaft für 2030 auch kostengünstig erfüllen lassen.

„Das ist ein absolutes Leuchtturmprojekt.“ Für Manfred Riedels Begeisterung ist der niedrige Kellerraum im Berliner Bezirk Prenzlauer Berg deutlich zu klein. „Wir haben hier in traditionellen Wohnhäusern eine hochmoderne Smart-Building-Technik eingebaut und sparen damit 24 Prozent Heizenergie – ohne überteuerte Wärmedämmung“, sagt der Ingenieur voller Euphorie. Rund 25 Euro je Quadratmeter hat die Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum eG dabei investiert – und konnte so auch die Warmmieten stabil halten. Um mit Wärmedämmung die gleiche CO₂-Einsparung zu erreichen, wären die Investitionen wohl drei Mal so hoch ausgefallen.

Gleichzeitig, sagt Riedel, könne das kleine Nahwärmenetz des Quartiers jetzt auch elektrisch beheizt werden, wenn ein Überangebot von Strom aus Erneuerbaren die Preise an den Strombörsen senkt. Oder wenn, künftig einmal, günstiger Solarstrom vom eigenen Dach zur Verfügung steht.

Selbstlernender Wohnungsmanager

Smart Building, Selbstversorgung und Sektorkopplung: Der Heizungskeller in der Hosemannstraße 43 im Prenzlauer Berg ist vollgepackt mit Technik. In einem Raum steht ein großer Warmwasserspeicher, aus dem acht Tauchsieder herausragen. Hier kann bei Bedarf günstiger Strom aus Windkraft in warmes Wasser verwandelt werden. Im Nebenraum

summt ein Blockheizkraftwerk für die dezentrale Wärmeversorgung, die Decken überzieht ein Geflecht aus Leitungen, das die sechs Gebäude des Quartiers mit einem Nahwärmenetz verbindet.

Manfred Riedels Spezialgebiet ist die Gebäudeautomation, die in jeder einzelnen der 224 Wohnungen verbaut ist: Temperaturfühler, elektrische Thermostatventile, Bewegungsmelder und die Steuerungsdisplays versetzen jede:n Mieter:in in die Lage, die Temperaturen für einzelne Räume genau vorzugeben:

Morgens ab 6 und bis 8 Uhr soll das Bad kuschlige 23 Grad haben.

In der Küche bitte 20 Grad von 7 bis 9 Uhr.

Und im Schlafzimmer 17 Grad in der Nacht, sonst ungeheizt.

Wenn die Mieter:innen zur Arbeit gehen und die Kinder in der Schule sind, drosselt der digitale Wohnungsmanager, den die Firma Riedel Automatisierungstechnik entwickelt hat, den Wärmezulauf und fährt die Temperaturen runter. Rechtzeitig bevor um 17 Uhr alle wieder nach Hause kommen, beginnt er, die Wohnung aufzuheizen. Eine Besonderheit: Als selbstlernendes System legt der Wohnungsmanager autonom fest, wie viel Zeit er für das Aufwärmen der Wohnungen tatsächlich benötigt. Dabei bezieht er neben der Außentemperatur auch die Wetterprognose mit ein und weiß daher zum Beispiel, ob für den Nachmittag schlechtes Wetter und eine Kaltfront angekündigt sind.

1 Netzschwankungen

Die Versorgung aus erneuerbaren Energien, z. B. Windstrom, kann schwanken. Darauf können Wohnquartiere reagieren. Sie können sich netzdienlich verhalten.

2 Quartiersmanager

Der Quartiersmanager ist eine Steuerung, die Energieerzeugung und -verbrauch (Wärme und Strom) im Quartier optimiert. Das spart Betriebskosten und senkt Emissionen.

3 BHKW

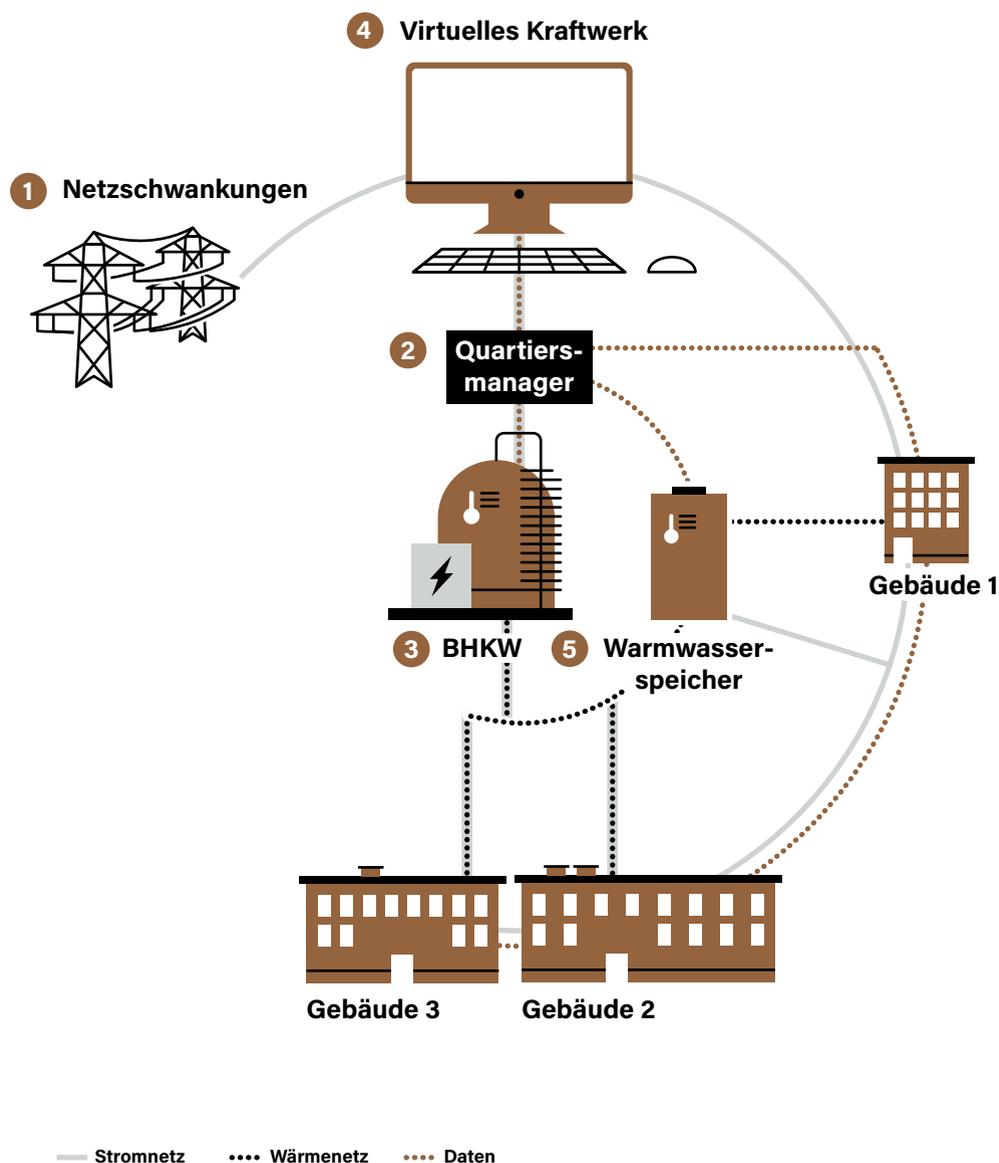
Das Blockheizkraftwerk produziert aus Gas im Quartier Wärme und Strom für die Bewohner. Überschüssiger Strom wird in das Netz eingespeist und kann Schwankungen ausgleichen.

4 Virtuelles Kraftwerk

In einem Virtuellen Kraftwerk (VKW) werden mehrere kleine Kraftwerke (z. B. BHKW) zu größeren Einheiten zusammengefasst. Diese können am Energiemarkt angeboten werden.

5 Speicher

In der Power-to-Heat-Anlage („Tauchsieder“), welche mit dem Warmwasserspeicher verbunden ist, kann aus überschüssigem Windstrom warmes Wasser für Haushalte und Heizung erzeugt werden. Dadurch wird fossile Energie eingespart.



Power Save – Wie Quartiere auf Netzschwankungen reagieren können und dabei Energie sparen

Quelle: Borderstep Institut (2020)

Energieverbrauch um 24 Prozent gesenkt – zusätzlich zur Sanierung

Manfred Riedel streicht mit einem Finger über das Touch-Display im Keller, eine genaue Kopie der Bildschirme, die in den 224 Wohnungen installiert sind. „Viele Mieter:innen stellen ihre Heizzeiten penibel genau ein und sparen so bis zu 30 Prozent Heizenergie“, fasst er die Erfahrungen aus dem bisherigen Betrieb zusammen. Die Einsparungen kommen ihnen direkt zugute. Außerdem können die Mieter:innen jederzeit ablesen, wie viel Wärme und Strom sie aktuell verbrauchen – auch das fördert den Sparwillen.

Und wenn ein Mieter oder eine Mieterin sich für all das nicht interessiert oder ein alter Mensch die Technik nicht versteht? „Macht nichts“, sagt Riedel. „Durch die Bewegungssensoren erkennt der Wohnungsmanager auch selbstständig, ob ein Raum regelmäßig genutzt wird – und passt die Temperaturen entsprechend an.“

Das Quartier in der Hosemannstraße wurde in den 1990er-Jahren nach der Wärmeschutzverordnung 1995 saniert. Damals wurden die Gebäudehülle gedämmt und die Fenster ausgetauscht. Durch den Einbau der neuen Steuerungstechnik sind die Energieverbräuche noch mal um 24 Prozent gesunken – auf das Niveau eines Niedrigenergiehauses mit rund 60 Kilowattstunden je Quadratmeter pro Jahr. Riedel: „Wenn wir in Deutschland jährlich 300.000 solcher Systeme einbauen, dann würde das genug CO₂ einsparen, um die Klimaziele des Wohnungssektors für 2030 zu erreichen.“

Vernetzung im ganzen Quartier

Was ein bisschen nach Science-Fiction klingt, ist tatsächlich eher Stand der Technik plus kluge IT: Der Wohnungsmanager führt zunächst die Daten der Sensoren zusammen und gibt die notwendigen Steuerungssignale an die funkgesteuerten

Thermostatventile in den einzelnen Räumen weiter. Das kennt man schon von einfachen Smart-Home-Systemen. Aber Riedels System geht über die einzelne Wohnung hinaus.

„Ein zentraler Punkt in diesem Projekt ist die Vernetzung der Heizungssteuerung im ganzen Quartier“, erklärt Severin Beucker. Der Gründer des Berliner Borderstep Instituts für Innovation und Nachhaltigkeit hat das WindNODE-Projekt wissenschaftlich begleitet. Wenn das System weiß, dass in den kommenden Stunden wenig Wärme im Haus gebraucht wird, dann fährt es auch die Vorlauftemperatur herunter, mit der das Blockheizkraftwerk das Wasser in den Heizkreislauf für die 224 Wohnungen in sechs Gebäuden einspeist. „Herkömmlicherweise arbeitet die Zentralheizung einfach konstant weiter, pumpt heißes Wasser in den Kreislauf und wärmt damit Wände und Keller auf, während die Wohnungen schon lange keine Wärme mehr brauchen“, sagt Beucker und geht ins Detail: „Hier haben wir es jedoch mit einer Gebäudeautomation der Klasse A und einer adaptiven Steuerung zu tun. Die Anforderungen an ein solches System sind in der DIN EN 15232 beschrieben und entsprechen dem heutigen Stand der Technik.“

Günstiger Strom für Wärme – und die Mieter:innen

Die Software-gesteuerte Wärmeversorgung des Quartiers ist eng mit dem Stromsystem verbunden. Das Blockheizkraftwerk – betrieben von der Berliner Energieagentur im Contracting – ist zunächst klassisch auf den aktuellen Wärmebedarf des Quartiers ausgelegt. Den erzeugten Strom bekommen die Mieter:innen als Mieterstrom, der rund 2-3 Cent pro kWh billiger ist als übliche Stromtarife. „Für die Wohnungsgenossenschaft ist es wichtig, dass die Mieter:innen auch etwas von der Energiewende haben“, sagt Riedel. Er zeigt auf ein weiteres Display im Keller, das die aktuelle Stromerzeugung des Blockheizkraftwerks als gleichmäßige orangefarbene Linie anzeigt. Um diese Konstante herum flackert eine blaue Linie, die den Strombedarf der 224 Mietparteien wiedergibt. „Die Differenz zeigt die dritte Linie an, das ist der Strom, der zusätzlich aus dem Netz bezogen wird“, sagt Riedel.

Diese Kopplung von Stromverbrauch, Produktion im Blockheizkraftwerk und dem Einkauf von außen ist das zweite große Thema im WindNODE-Projekt: Es geht darum, auch kleinere Stromerzeuger und Verbraucher wie hier für ein Stromnetz fit zu machen, das künftig mit noch höheren Anteilen an Strom aus erneuerbaren Energien betrieben wird. So soll vorhandener erneuerbarer Strom genutzt werden, statt bei einem Überangebot Windräder abzuregeln.

In der Hosemannstraße wird darum gemeinsam mit dem Energiehändler Energy to Market (e2m) erprobt, wie die Anlagen im Quartier nach dem jeweils aktuell verfügbaren Strom aus erneuerbaren Quellen gesteuert werden können. Dazu erhält e2m Informationen zum Wärme- und Strombedarf des Quartiers und ermittelt daraus die optimale Fahrweise der Anlagen in Abhängigkeit von aktuellen Strompreisen. So ist es zukünftig möglich, bei niedrigen Strompreisen das gasbetriebene Blockheizkraftwerk herunter zu regeln

und auf die elektrischen Tauchsieder umzuschwenken, die in den Warmwasserspeichern des Heizkreislaufes installiert sind. Umgekehrt kann das Blockheizkraftwerk dann Strom ins Netz einspeisen, wenn die Strompreise hoch sind, etwa weil aktuell nur wenig Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Beucker: „Solche flexiblen Verbraucher und Speicher brauchen wir in einem Energiesystem, in dem künftig überwiegend Wind- und Solaranlagen den Strom produzieren. Mit dem Deutschen Institut für Normung arbeiten wir derzeit an einem Standard, mit dem man solche Flexibilitäten in Quartieren aufspüren und nutzen kann.“

„Eine solcher Standard“, so Beucker, „erlaubt es uns, zukünftige Märkte für die Nutzung von Flexibilitäten mitzugestalten. Dadurch wird Flexibilität aus Wohnquartieren nutzbar und die Mieter:innen profitieren von der Energiewende.“ Obwohl der Gebäudesektor für einen großen Teil des Energieverbrauchs verantwortlich ist und viele Möglichkeiten der Sektorkopplung (z.B. Umwandlung von Strom in Wärme) aufweist, sei dies nicht im Bewusstsein der Energiewirtschaft verankert, schildert Beucker.

Energiepreis und Investor-Nutzer-Dilemma

Im WindNODE-Projekt läuft ein Dauertest der IT-Infrastruktur. Anhand der Daten aus dem Quartier und verbesserter Prognosen wird simuliert, welche Energiekosten sich einsparen lassen. „Wir haben keinerlei Zweifel daran, dass die Technik funktioniert“, ist Manfred Riedel sicher. Die Hindernisse sieht er eher in den Rahmenbedingungen. Damit sich das Umschalten von Blockheizkraftwerk auf Tauchsieder auch wirtschaftlich lohnt, müssten die Stromhändler zunächst mehr variable Strompreise anbieten.

Und: Zwar lägen die Preise für die Wärmeerzeugung mit Gas im Blockheizkraftwerk (rund 6 bis 7 Cent je kWh) und mit Strom aus eigenen Anlagen (Solar: 5 bis 7 Cent je kWh) inzwischen auf demselben Niveau. Da zum reinen Preis der Stromerzeugung aber noch Netzentgelte, EEG-Umlagen und Steuern kommen, sei Power-to-Heat derzeit wirtschaftlich wenig sinnvoll. „Dazu kommt, dass Hauseigentümer:innen keinen ökonomischen Anreiz haben, Energie einzusparen. Sie müssen die Investitionen tragen, den Nutzen hat aber bloß der Mieter oder die Mieterin“, sagt Riedel. Um die Erfolge aus dem Quartier Hosemannstraße in die klassische Immobilienwirtschaft zu tragen, seien technische Vorgaben und Normen für die Wohnungswirtschaft genauso notwendig wie staatliche Fördermaßnahmen bei der energetischen Sanierung.

Dann, so erklärt Riedel, könnten in Zukunft auf den Dächern von Quartieren wie der Hosemannstraße große Solaranlagen installiert werden, die günstigen Strom (und Wärme) für die Mieterinnen und Mieter bereitstellen. Und gleichzeitig könnte die Wärmeversorgung der Berliner Häuser als Pufferspeicher dienen, um überschüssigen Strom als Wärme zu speichern. Eine Win-Win-Situation für Mieter:innen und Energiewende.

Interview

Das Blockheizkraftwerk in der Hosemannstraße wird in ein virtuelles Kraftwerk eingebunden

„Wir zeigen, wie die Energiewende funktionieren kann!“



Annegret-Claudine Agricola war Bereichsleiterin Contracting beim WindNODE-Partner Berliner Energieagentur (BEA). Die BEA betreibt

in der Hosemannstraße das Blockheizkraftwerk, das hier auch in ein virtuelles Kraftwerk integriert wurde. Welche Perspektive hat die Technik?

Frau Agricola, was bieten Sie als Anbieter von Contracting der Wohnungsgenossenschaft und den Mieter:innen im Quartier Hosemannstraße?

Annegret-Claudine Agricola: Die Berliner Energieagentur erbringt seit ihrer Gründung Energiedienstleistungen in der Stadt. Wir betreiben aktuell rund 100 Blockheizkraftwerke und liefern in der Hosemannstraße Wärmeenergie und Mieterstrom aus der Anlage. Die Mieter:innen zahlen hier für den Strom weniger als 25 Cent je Kilowattstunde. Das sind etwa 2 bis 3 Cent weniger, als Privatkund:innen sonst bezahlen.

Was machen Sie innerhalb von WindNODE?

ACA: Das BHKW wird über die Stromhandelsplattform e2m in das Energiesystem eingebunden. Wir untersuchen dabei, wie solche Anlagen von außen angesteuert und in ein virtuelles Kraftwerk eingebunden werden können. Wenn das hier gut klappt, ist das im Prinzip auch bei Hunderten anderen Blockheizkraftwerken möglich, die auf diesem Weg ihr Flexibilitätspotenzial dem Stromsystem zur Verfügung stellen können.

Was trägt das zur Energiewende bei?

ACA: Wir entwickeln hier eine Lösung, wie wir sie künftig in einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung brauchen. Je volatil die Stromproduktion mit Wind und Sonne ist, desto besser müssen andere Erzeuger wie ein Blockheizkraftwerk das mit ausgleichen können. Dabei haben wir gerade Wohnquartiere im Blick.

Welche Bedeutung könnten Quartierslösungen wie im Prenzlauer Berg denn für die Energiewende haben?

ACA: Der Anteil der dezentralen Erzeugung in Wohnquartieren wächst: Sowohl die Blockheizkraftwerke als auch Solaranlagen werden laufend ausgebaut. Gleichzeitig gibt es vor Ort jeweils ein Warmwassersystem, das man nutzen kann, um Strom bei einem Überangebot via Heizstäbe in Wärme umzuwandeln, zu speichern und dabei auch mitzuhelfen, das Stromnetz auszubalancieren. In Zukunft kommen noch Elektrofahrzeuge dazu, deren Stromspeicher ebenfalls als Flexibilitätspotenzial im Stromsystem genutzt werden können. Das WindNODE-Projekt in der Hosemannstraße zeigt, wie das im Prinzip funktionieren kann.

Wenn es technisch schon funktioniert, woran hakt es dann?

ACA: Wir brauchen andere Rahmenbedingungen. Bisher gibt es nur wenige Stromlieferangebote am Markt, bei denen der Strompreis tatsächlich vom aktuellen Stromverbrauch im Netz und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren abhängig ist. Aber diese Angebote werden zunehmen. Ebenso ist natürlich zu beachten, dass das elektrische Flexibilitätspotenzial unseres Blockheizkraftwerks mit 34 Kilowatt sehr klein ist. Erst durch die Vernetzung vieler solcher kleiner Erzeugungseinheiten kann deren Flexibilitätspotenzial im Stromsystem breit genutzt werden. Deshalb arbeiten wir mit einem virtuellen Kraftwerksbetreiber zusammen.

Kann Wärme aus Windstrom heute schon mit Wärme aus dem Blockheizkraftwerk konkurrieren?

ACA: Das ist der nächste Punkt. Wir brauchen andere Kosten bei den verschiedenen Energieträgern. Während die Abgaben auf Gas überschaubar sind, betragen sie beim Strom ein Mehrfaches der eigentlichen Erzeugungskosten. Das macht die Wärme aus Strom, und somit auch aus Windenergie, heute deutlich teurer als Wärme aus dem Blockheizkraftwerk oder anderen Wärmeerzeugern. Um Power-to-Heat aus erneuerbarem Strom auch praktisch einsatzfähig zu machen, muss sich noch einiges ändern.

Flexibler Einsatz von Energie in der Industrie

Industrielles Lastmanagement als Ganzes beherrschen

Eine Reportage von Marcus Franken und Siemens

In seinen Berliner Werken probt Siemens, wie sich energieintensive Prozesse in die Zeiten eines hohen Stromangebots verschieben lassen. Das spart Stromkosten und hilft, das schwankende Angebot aus erneuerbaren Energien besser im Stromnetz zu integrieren. Was in Berlin erprobt wird, kann auf alle Siemens-Werke weltweit übertragen werden – und auch Kunden angeboten werden.

Für „Brennofen 1“ könnte der Wetterbericht in Zukunft verkürzte Wochenenden vorsehen. „Wir untersuchen, ob wir energieintensive Schritte der Produktion in Zeiten mit höherem Stromangebot fahren können“, sagt Rüdiger Thiel, Leiter der Fertigung keramischer Hitzeschilde in der Berliner Siemensstadt. Brennöfen bieten sich da an. Und wenn die Vorhersagen für Wetter und Strompreise es nahelegen, könnte die Betriebszeit des Brennofens weiter in das Wochenende rücken.

Um Thiel herum in Halle A1 säuseln Elektromotoren und zischen Luftdruckanlagen. Im Hintergrund füllen Männer eine graue Rohmasse – Tonminerale aus Silicium- und Aluminium-Oxid – sorgfältig in schwere Stahlformen. Diese Rohlinge werden getrocknet und dann als „Grünlinge“ auf Paletten aufgebaut. Dort warten sie darauf, in einem der Brennöfen zu verschwinden. „Wir heizen die Grünlinge in den ersten Stunden langsam hoch und brennen sie dann bei über 1000 Grad“, erklärt Thiel. Das ist der energieintensive Schritt. Danach brauchen sie noch mal gut zwei Tage zum Abkühlen.

Die Keramikschilde, die Rüdiger Thiel hier mit etwa 30 Mitarbeiter:innen produziert, werden in Gasturbinen wie der SGT5-4000F eingesetzt: Die Turbine verbrennt Gas oder Öl und erzeugt bis zu 330 MW Strom. Die Kacheln aus Thiels Fertigung kleiden ihren Brennraum aus. Tausende der jeweils rund fünf Kilo schweren Kacheln verlassen jedes Jahr das Werk: einzeln nummeriert, geprüft und passgenau auf den Millimeter.

Das Brennen der Keramikschilde ist nur einer der Prozesse in den Berliner Siemenswerken, bei denen Mitarbeiter:innen

im Rahmen von WindNODE untersuchen, ob und wie stark sich derart energieintensive Fertigungsschritte verschieben lassen. Solche Flexibilitäten auf der Seite der Stromverbraucher sind eines der zentralen Themen von WindNODE. Sie zu finden und zu nutzen, soll in Zukunft helfen, besser mit dem schwankenden Stromangebot aus erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne umzugehen.

„Von günstigen Strompreisen profitieren“

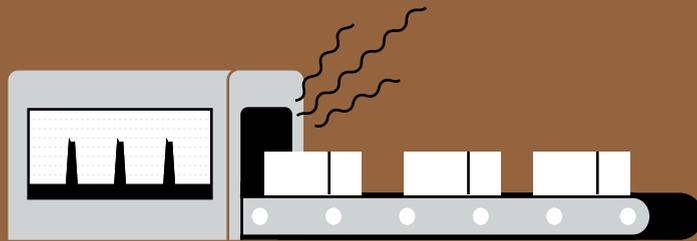
Dynamowerk, Messgerätewerk, Schaltwerk, Gasturbinenwerk: Zwischen Berlin-Moabit und der Siemensstadt betreibt der 1847 in Berlin gegründete Technologiekonzern seit jeher große Werke. „Wir haben hier 29 energieintensive Prozesse von der Klimaanlage bis zum Brennofen darauf untersucht, ob und in welchem Maße sie zeitlich flexibel sind“, sagt Jörn Hartung von der Siemens Corporate Technology. „Wir wollen erreichen, dass die Siemens-Werke von günstigen Strompreisen profitieren und wir gleichzeitig dazu beitragen, die erneuerbaren Energien besser in das Stromsystem zu integrieren.“ Der Nutzen für die Firma und der Nutzen für die Gesellschaft gehen also Hand in Hand.

Die Untersuchungen des Teams rund um Andreas Hüttner von Siemens Smart Infrastructure und Projektleiter bei

Energiebezug eines Brennofens während eines immer gleichbleibenden Brennprozesses



Ein identisches Produkt mit gleichem Lastprofil ist relativ einfach zu automatisieren.



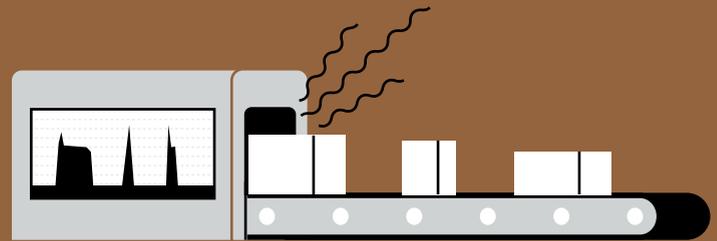
Lastprofil:
gleichbleibend

Produkte:
gleichbleibend

Energiebezug eines Brennofens bei wechselnden Brennprozessen



Unterschiedliche Produkte im gleichen Brennofen erfordern eine Berücksichtigung des Produktionsplans und sind trotz höherer Komplexität dennoch möglich.



Lastprofil:
immer unterschiedlich

Produkte:
verschiedene

Berücksichtigung des Energiebezugs bei der Planung der Lastflexibilisierung

Quelle: Siemens (2020)

WindNODE, haben gezeigt, dass dabei die Brennprozesse in den Werken zu den besten Kandidaten für „flexible Lasten“ zählen. Ein Brennofen zieht eine Leistung von rund 100 Kilowatt und hat einen Energiebedarf pro Brennvorgang von 2.000 Kilowattstunden – das ist fast so viel, wie ein Berliner Haushalt pro Jahr verbraucht.

Brennprozesse lassen sich oft um einige Stunden verschieben – so lässt sich Geld einsparen

Wie es funktioniert, erklärt Werksleiter Thiel. „Wir starten den mehrtägigen Brennprozess typischerweise donnerstags, sodass die Keramikteile am arbeitsfreien Sonntag abkühlen können.“ Ob die Mitarbeiter den Ofen schon mittags oder erst zum Ende der Schicht anstellen, spielt für die Produktion keine große Rolle. Diese zeitliche Flexibilität kann für das Unternehmen bares Geld wert sein. „Einige Stunden an Flexibilität sind genau das, was wir brauchen“, so Hartung. Das zeigt der Blick auf die Daten der Strombörse Anfang Januar: An einem typischen Arbeitstag schnellert der Strompreis morgens binnen drei Stunden von 30 auf 50 €/MWh – um gegen Mittag wieder unter 30 €/MWh zu fallen.

Typische Prozesse identifizieren

Für Hartung lassen sich die Prozesse bei Siemens in drei typische Fälle unterteilen:

- Die Mittelklasse: Nicht nur in der Keramikfertigung stehen große Öfen. Auch bei der Fertigung von Metall-Wellen und in den Kunststoffwerken gibt es Öfen mit vergleichbarer Leistungsaufnahme bis 100 Kilowatt. Die Flexibilität liegt dabei im Bereich von Stunden.
- Die Langläufer: Lüftungsanlagen, fest eingerichtete Batterieladegeräte (etwa für Gabelstapler) und kleinere Prüfprozesse haben einen sehr geringen Stromverbrauch von einigen Kilowatt. Die Lade- und Betriebszeiten werden automatisch gesteuert und lassen sich oft über viele Stunden oder sogar Tage verschieben. Ihre Flexibilität ist hoch – mögliche Kosteneinsparungen und Netzentlastung sind wegen der geringen Stromaufnahme jedoch klein.
- Die Spitzenklasse: Einige große Elektromotoren bei Siemens in Berlin ziehen so viel Strom wie eine Kleinstadt – bis 5.000 Kilowatt. Im Gasturbinenwerk in Moabit etwa werden die fertig montierten und Dutzende Tonnen schweren Turbinen auf Hochtouren gebracht, um die Wellen und Hunderte von Turbinenschaufeln bei über 3.000 Umdrehungen pro Minute auszuwuchten. Das geschieht mit großen Elektromotoren, die mehrfach anfahren und abbremsen. Diese Tests lassen

Lastenkategorisierung

Flexibilität

Sparpotenzial

Mittelklasse

Keramiköfen
Kunststofföfen
Metallöfen

**Langläufer**

Lüftungsanlagen
Batterieladegeräte
(Gabelstapler)
kleinere Prüfprozesse

**Spitzenklasse**

große E-Motoren
(wie Kleinstadt)



Charakterisierung von Lasten nach Art der Flexibilität und des monetären Potenzials

Quelle: Siemens (2020)

sich nur um einige Minuten verschieben. Andernfalls müssten die Mitarbeiter:innen zu lange warten. Durch die geringe zeitliche Flexibilität sind diese Prozesse zwar nicht interessant für einen geänderten Strom-einkauf an der Börse. Es kann sich mit Blick auf das „Spitzenlastlimit“ aber lohnen, auf den richtigen Startzeitpunkt zu achten. Denn wenn die höchste mit dem lokalen Stromnetzbetreiber vereinbarte Last „geknackt“ wird, zieht das hohe Zahlungen nach sich.

die angeschlossenen Brennöfen, Ventilatoren und Batterieladegeräte auch steuern.

Klimatechnik wird schon über das Netz gesteuert

„Wir schalten in WindNODE bereits die Klimaanlage in einem Serverraum“, so Sven Weier weiter. „Wenn es ein hohes Stromangebot gibt, kühlen wir den Raum quasi auf Vorrat.“ Dann muss die Klimaanlage seltener in Zeiten laufen, in denen der Strom teuer ist. In Berlin hat Siemens sich im WindNODE-Projekt bewusst „typische“ Prozesse angeschaut. Schließlich gibt es Klimaanlage und Brennprozesse in allen Siemenswerken weltweit. Damit ist aber auch klar: Um wirklich einen durchschlagenden Erfolg zu haben, müsste die Steuerung der Anlagen vollautomatisch erfolgen. Dazu gibt es bei Siemens ein zertifiziertes Energiemanagementsystem namens „Spectrum Power 5“, welches für das Netzmanagement eingesetzt wird. In WindNODE wurden weitere Funktionen entwickelt und ergänzt, zum Beispiel um Prozesse so einzutakten, sodass keine vermeidbaren Verbrauchsspitzen entstehen. Oder um den Betrieb so zu optimieren, dass gezielt Phasen mit günstigem erneuerbarem Strom genutzt werden.

Grundlagenarbeit für Industrie und Energiewende

Mit WindNODE wird bei Siemens Grundlagenarbeit geleistet. Denn dass in einem Industriebetrieb überhaupt erfasst wird, wie viel Strom jede einzelne Maschine verbraucht, ist an sich schon eine Seltenheit. „Wir haben in WindNODE insgesamt rund 200 Messgeräte installiert“, erklärt Sven Weier, der in der Siemens Smart Infrastructure arbeitet. Diese sogenannten SICAM-Messgeräte messen den aktuellen Stromverbrauch, zählen die Strommengen und liefern Daten über die Energiequalität. Die Kommunikation mit dem Energie-Management-System erfolgt über das normale LAN-Netzwerk. Das ist der Schritt in die Siemens-Datencloud: „Hier können wir jederzeit auf sämtliche Messgeräte und alle Energiedaten zugreifen – im Prinzip auch auf alle Siemenswerke weltweit“, sagt Weier stolz. Und die Geräte sind nicht nur aufs Messen beschränkt: Mit ihnen lassen sich

Lastverschiebung in vorhandene Software-Produkte einbauen

Die Software „Spectrum Power 5“ ist ein System für Experten, sozusagen als Backend und Datenarchiv. „Für die Bedienung durch die Nutzer haben wir eine sehr viel übersichtlichere Software entwickelt, die vom Handy oder vom PC abrufbar ist“, erklärt IT-Experte Ingo Bernsdorf aus der Corporate Technology. In dieser Web-Applikation sehen Fertigungsleiter wie Rüdiger Thiel auf einen Blick, wie das typische Lastprofil ihres Brennprozesses aussieht und wann die Energiepreise am niedrigsten wären. Das geschieht auf Basis von Strompreisprognosen für eine Woche im Voraus, die über eine KI-Applikation vom System berechnet werden. Die App zeigt auch sofort, wie hoch die Kosteneinsparungen wären. Wenn die Verantwortlichen in den Werken die Energiekosteneinsparung dann auch noch für ihre Abteilungen verbuchen können, haben sie nicht nur ein Werkzeug, sondern eine direkte Motivation, die Produktion am Wetter auszurichten.

Beitrag zur Energiewende

Jörn Hartung ist überzeugt, dass verschiebbare Lasten in der Industrie nicht nur die Energiekosten senken, sondern auch einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten können. „Wenn wir auch nur ein Prozent des in der Industrie verbrauchten Stroms in Deutschland flexibilisieren, erreichen wir denselben Effekt wie 53 Millionen Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen“, so seine Hochrechnung. Zudem hat der zeitlich flexible, aber direkte Strombezug einen entscheidenden Vorteil: Die nötige Infrastruktur, in diesem Fall eine Produktionsanlage, ist im Gegensatz zu einer Batterie bereits vorhanden und verursacht weder Emissionen noch Materialeinsatz in der Herstellung. Auch große Speicherverluste wie bei der Wasserstofftechnologie fallen nicht an. Die Ergebnisse aus WindNODE sollen perspektivisch in die Energiemanagement-Software von Siemens einfließen. „Wir wollen das industrielle Lastmanagement als Ganzes beherrschen“, sagt Hartung. „Dann könnten flexible Lasten nicht nur in den Siemens-Werken, sondern für alle Siemens-Industriekunden weltweit genutzt werden.“

Magischer Tisch im ZUKUNFTSRAUMENERGIE

Wie wirkt industrielles Lastmanagement? Das können Besucher:innen in dem eindrucksvollen **ZUKUNFTSRAUM-ENERGIE** in der Siemens-Zentrale an der Berliner Nonnen-dammallee/Ecke Rohrdamm nicht nur erleben, sondern selbst ausprobieren. Die Besucher:innen stellen sich vor: Sie sind Leiter:in der Siemens-Werke in Berlin und wollen die wichtigsten Produktionsprozesse immer dann starten, wenn genügend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.

Im **ZUKUNFTSRAUMENERGIE** steht dazu ein interaktiver Tisch, dessen ein mal zwei Meter große Oberfläche ein Touchdisplay ist. Hier kann man die Zusammenhänge aus der Erneuerbare-Energien-Quote, Strompreisen, Netznutzung und Verschiebezeitfenstern erleben und verstehen.

Dazu haben die Siemens-Expert:innen die Messungen in den realen Produktionsprozessen in den Berliner Werken ausgewertet. Der Energieverbrauch des Brennprozesses in der Fertigung der Hitzeschilde sieht dabei aus wie eine Hai-fischflosse: ein starker Anstieg von Stromverbrauch (und Temperatur im Ofen), dann ein kurzes Halten auf hohem Niveau und ein langer, gemütlicher Abfall.

Solche Produktionsschritte gibt es viele: Lötprozesse, Wuchtvorgänge, Schalter-Prüfungen und Aufwärmprozesse. Und sie sind alle an einem typischen Muster im Stromverbrauch zu erkennen. Auf dem interaktiven Tisch haben die Besucher:innen nun eine typische Arbeitswoche in den Berliner Werken vor sich und dazu die Preiskurven für den Stromeinkauf zu allen Stunden. Aufgabe ist es nun, die einzelnen Prozesse im Rahmen ihrer Flexibilität so zu verschieben, dass die Stromkosten möglichst gering sind. Dabei sollte man besonders darauf achten, dass das erlaubte Spitzenlastlimit nicht überschritten wird: Sonst explodieren die Kosten geradezu!

Wenn die Besucher:innen wissen wollen, wie die beste Lösung ausgesehen hätte, drücken sie einfach auf den „Optimierer“: Dann werden alle Produktionsprozesse vom Computer an die perfekte Stelle gesetzt. Das ist im Prinzip auch das, was die Siemens-Energiemanagement-Software für die eigenen Werke und Industriekunden anbietet.

Doch der **ZUKUNFTSRAUMENERGIE** kann noch viel mehr: Zusammen mit Christopher Koch vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin wird hier in WindNODE gezeigt, wie das deutsche Energiesystem, bestehend aus Strom-, Wärme- und Verkehrssektor, auf Maßnahmen reagiert: Wie ändern sich die CO₂-Emissionen durch einen starken Ausbau der Elektromobilität? Oder durch eine Erhöhung der CO₂-Preise? Mit einem Regler lassen sich dabei alle Jahre von 1990 bis 2040 durchspielen. Und dabei werden nicht nur CO₂, sondern auch der Materialbedarf und andere Emissionen wie Feinstaub und Stickoxide berechnet. Gleichzeitig wird visualisiert, wie sich der Energiebedarf in den Bereichen Verkehr, Haushalte und Industrie aufteilt.

Wenn Besucher:innen sich in diese Tiefen vorgearbeitet haben, wird klar: Der **ZUKUNFTSRAUMENERGIE** ist mehr als ein faszinierendes Erklärmodell. Laien und Expert:innen von Schülergruppen bis zu Energieingenieur:innen können anhand der digitalen Tools tief in die Debatte um den richtigen Weg der Energiewende einsteigen.

Klärwerke für die Energiewende

Neues Spiel mit Gas und Strom

Eine Reportage von Marcus Franken und den Berliner Wasserbetrieben

Die Berliner Wasserbetriebe zeigen, wie wichtig Klärwerke in ganz Deutschland als flexible Stromlieferanten und Verbraucher sein können. WindNODE arbeitet daran, die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Flexibilitäten im Stromnetz, wie zum Beispiel in Klärwerken, weiterzuentwickeln.

„Genau das ist das Problem“, erklärt Regina Gnirß. – Die Forschungs- und Entwicklungschefin der Berliner Wasserbetriebe steht zwischen den Becken des Klärwerks Schönerlinde, zu ihren Füßen blubbert es wie im Jacuzzi, mächtige Gebläse jagen Luft in die Klärbecken, um die wasserreinigenden Bakterien mit Sauerstoff zu versorgen. Über Gnirß sollten sich jetzt eigentlich die Windräder drehen – drei Stück betreiben die Wasserbetriebe vor Ort.

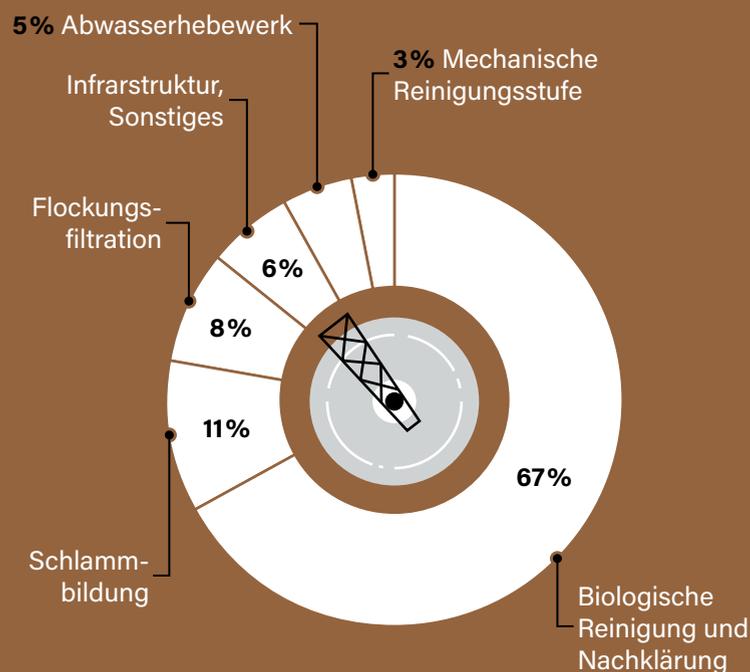
Sollten. Eigentlich.

Aber trotz besten Windes trudeln die Multi-Megawatt-Anlagen nur lustlos in der Brise.

Die Berliner Wasserbetriebe gehören zu den größten Unternehmen der Stadt. Beinahe 4.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sorgen dafür, dass die Metropole mit Trinkwasser versorgt wird und dass die Abläufe aus Regenwasser, Industrie und Haushalten gereinigt werden. Im ganzen Stadtgebiet sammeln dazu Pumpwerke – die mehr als hundert Jahre alten Radialsysteme – das Abwasser und schicken es durch ein System von 9.500 Kilometern Kanälen und Druckleitungen zu den sechs großen Klärwerken, die wie Schönerlinde am Rande der Stadt liegen. Dort wird es schrittweise gereinigt: mechanische Reinigung, Vorklärbecken, biologische Reinigung mit Sauerstoff und Bakterien-schlamm, Nachklärung. Sechs solcher Werke betreiben die Berliner Wasserbetriebe, fast 13.000 Klärwerke gibt es in Deutschland. Aber die Windräder auf dem Gelände des Klärwerkes Schönerlinde sind eine Besonderheit.

Klärgas speichern statt verbrennen

Was Regina Gnirß anmerkt: Die Windräder stehen trotz bester Windbedingungen still – wie so oft musste der Netzbetreiber die Anlagen wegen zu viel Windstrom im Netz



Aufteilung des Energiebedarfs von Kläranlagen

Quelle: UBA (2009) - Energieeffizienz kommunaler Kläranlagen

für eine Stunde abregeln. Solche Situationen, in denen Stromverbrauch und -erzeugung aus Erneuerbaren nicht übereinstimmen, sind eine der zentralen Fragestellungen für WindNODE und deshalb Thema vieler Projekte. Denn je mehr Strom aus erneuerbaren Energien ins Netzgebiet von 50Hertz eingespeist wird, desto größer werden zwei Herausforderungen: Erstens der optimale Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, für den zunehmend die Verbraucherseite in die Verantwortung genommen wird, und zweitens

die Bewältigung von Netzengpässen, die durch temporäre Überlastung von Netzen entstehen. Eine der Antworten lautet: Flexibilitäten auf der Verbraucherseite. Die Berliner Wasserbetriebe zeigen, wie das gelingen kann.

„Kommen Sie mit“, sagt Regina Gnirß und zieht die Türen zu einer der unscheinbaren Maschinenhallen auf dem riesigen Gelände des Klärwerks auf. Maschinenlärm quillt heraus, drinnen verliert sich der Blick in dem präzise geplanten Durcheinander von silbernen wärmeisolierten Rohren und braunen Schlammleitungen. „Während draußen die Windräder stillstehen, laufen hier gerade unsere Blockheizkraftwerke auf Hochtouren“, ruft die Gnirß über den Lärm hinweg. Zwei 200-Kilowatt-Motoren eines Blockheizkraftwerks sowie ein weiteres auf dem Gelände mit 500 Kilowatt verbrennen das Gas aus den Faultürmen des Klärwerks. Besser wäre: Jetzt die Windräder laufen zu lassen, um den Strom dem Werk bereitzustellen. Und das Gas für die nächste Windflaute zu speichern: Platz wäre in den großen Glockengasbehältern am Rande des Klärwerkes genug. Immerhin fassen die zwei Tanks 10.000 Kubikmeter Gas mit einem Energiegehalt von rund 60.000 kWh. „Wir könnten das Gas aber auch reinigen und ins deutsche Gasnetz einspeisen, dann hätten wir ein fast unendliches Speichervolumen“, sagt Regina Gnirß. Für die Energiewende müsse man das Zusammenspiel von Gas und Strom ändern. Der erste Schritt soll in WindNODE gemacht werden.

Die gute Ordnung stets vor Augen

„Wo glauben Sie, dass auf einer Kläranlage der meiste Strom verbraucht wird?“, fragt Gnirß, nachdem sie von der lauten Maschinenhalle in die ruhige Leitwarte des Klärwerks gewechselt ist. Vor einem guten Dutzend Bildschirmen sitzen die Beschäftigten der Betriebsmannschaft und behalten die gute Ordnung im Auge: zuströmendes Wasser, Pumpenleistung, Sauerstoffgehalt in den Becken, Ablaufwerte.

Der meiste Strom? Bei den Pumpen für das Wasser? „Falsch – 70 Prozent der Energie brauchen die Gebläse für die Luft in den Belebungsbecken“, entgegnet Gnirß. Auf dem Bildschirm vor ihr ist das Schema eines dieser Becken zu erkennen, die in Schönerlinde mehr als hundert Meter lang sind. 1.300 Kubikmeter Luft je Stunde werden gerade eingeblasen, damit Bakterien die Stickstoff-Wasserstoff-Verbindung Ammonium zu den Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen Nitrit und Nitrat umbauen. Auf 1,9 Milligramm Sauerstoff pro Liter Wasser steht die Anzeige in der Leitwarte. Dahinter pumpen zwei weitere Gebläse noch mal rund 900 beziehungsweise 700 Kubikmeter in die Becken und stellen den Sauerstoffgehalt so im hinteren Teil des langen Beckens auf einen um ein Drittel niedrigeren Wert ein. Dadurch wird der Sauerstoff knapp und Nitrit und Nitrat reagieren zu harmlosem elementarem Stickstoff N_2 – mit knapp 80 Prozent der Hauptbestandteil der Luft.

Klärwerk als Regelkraftwerk

„Unsere wichtigste Aufgabe ist und bleibt es, dass wir sauberes Wasser zurück in die Umwelt pumpen“, sagt Gnirß vorneweg. „Aber wir suchen Spielräume: Wir haben in WindNODE ein Konzept aufgelegt, wie wir mit dem Stromverbrauch des Klärwerks auf das Über- oder Unterangebot von Strom im Netz reagieren.“ Und inzwischen haben die Versuche gezeigt, dass ein Klärwerk solche „Flexibilitäten“ nicht nur theoretisch erbringen kann, sondern dass das auch praktisch funktioniert. Dazu werden in Schönerlinde nicht nur die großen Verbraucher wie die Gebläse für die Belüftung eingesetzt, sondern das ganze Orchester der Stromkonsumenten auf der Anlage.

Zur Erklärung zeigt Wasserbetriebe-Projekt doktorand Christopher Dreke eine Grafik auf seinem ThinkPad. „Erst mal“, so Dreke, „muss man verstehen, dass ein Klärwerk nicht so gleichmäßig läuft wie ein Auto, bei dem der Tempomat auf 100 km/h eingestellt ist.“ Ähnlich wie der Stromverbrauch einer Stadt folge auch der Abwasseranfall einer typischen „Lastkurve“. „Und da ist es immer noch so, dass zur Mittagspause das meiste Wasser anfällt – also dann, wenn in der Stadt das Wasser in Küchen und Bädern verbraucht wird.“ Dieser „Abwasser-Peak“ fällt mit einigen Stunden Zeitversatz im Klärwerk an.

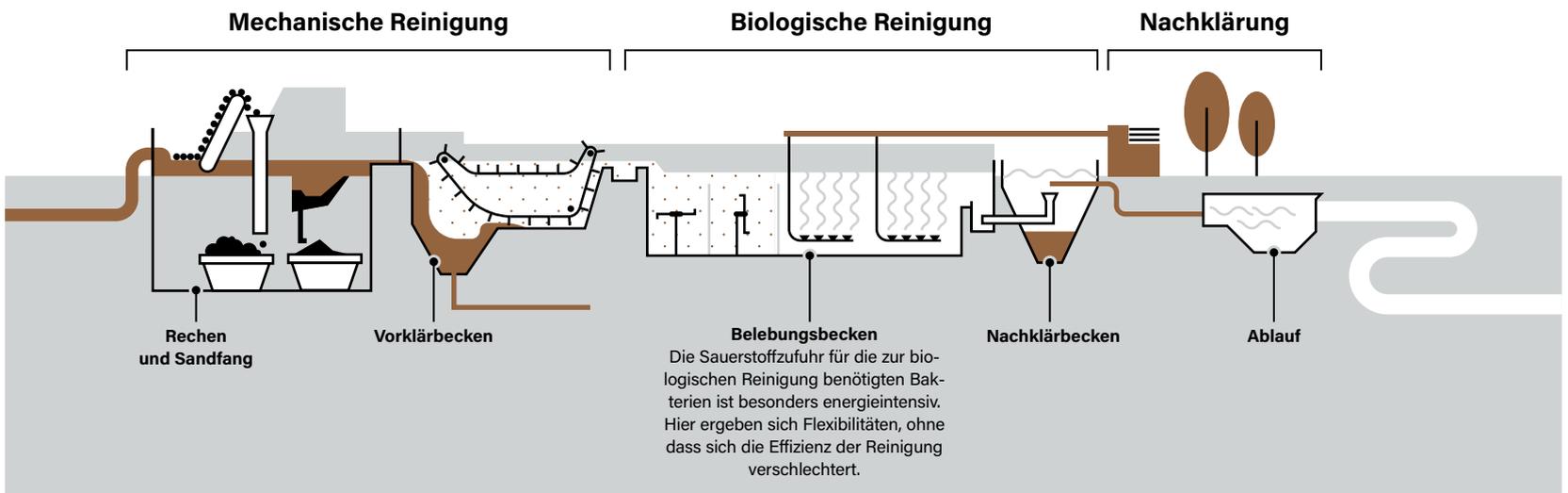
Die Steuerung des Klärwerks reagiert laufend auf das Leben der Großstadt: Mit dem Abwasservolumen steigt und fällt der Strombedarf der Pumpen und Gebläse. Im herkömmlichen Betrieb schwankt der Stromverbrauch zwischen 2.000 kWh und 2.700 kWh pro Viertelstunde. In WindNODE haben die Berliner Wasserbetriebe es sich zur Aufgabe gemacht, davon maximal 250 kWh pro Viertelstunde aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Wenn – so die Überlegung – das Klärwerk diesen selbstgesetzten Höchstwert beim Strombezug einhalten kann, dann kann es auch auf Nachfrage des Netzbetreibers reagieren und bei Bedarf helfen, das Stromnetz stabil zu halten.

Prio 1: Sauberes Wasser

„Wir haben im vergangenen Jahr gezeigt, dass wir es können“, sagt Dreke mit Blick auf den 250-kWh-Grenzwert. Doch was kann man tun, wenn aus der Stadt sehr viel Abwasser ankommt und der Strombezug diese Grenze absehbar überschreiten würde? Wie weit kann man in einem Klärwerk die Stromverbraucher zeitweilig herunterfahren, ohne die Reinigungsqualität des Werkes zu gefährden?

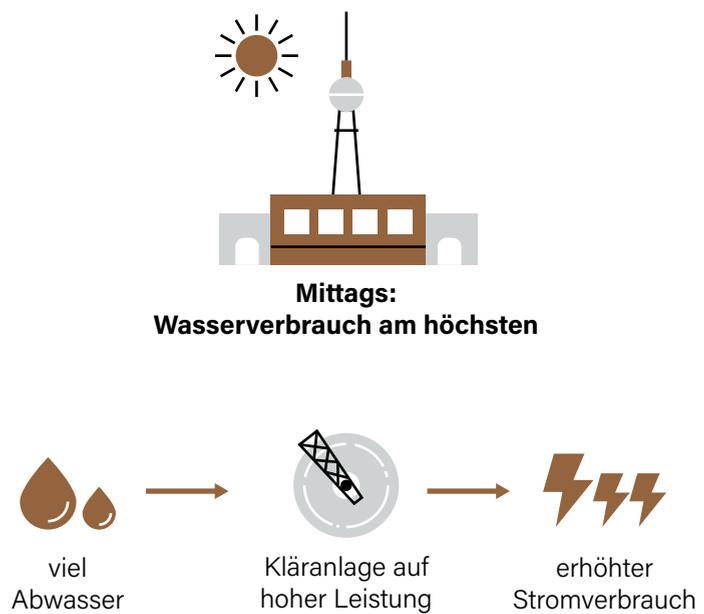
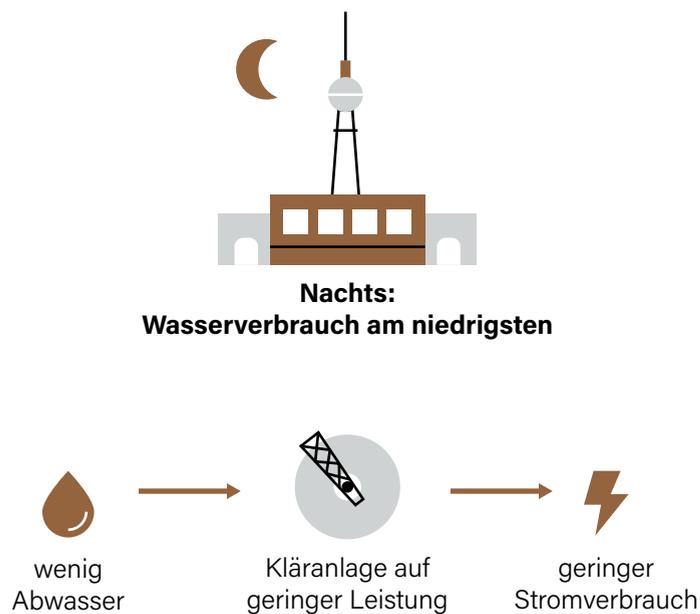
In Schönerlinde hat das Team von Gnirß und Dreke dazu erst einmal aufgelistet, welche Energieverbraucher am entbehrlichsten sind: Im Winter lassen sich für eine bestimmte Zeit die Beheizung der Werkstraßen abstellen, die Sandräumer im ersten Becken, die Pumpen für den Überschussschlamm, die Rezirkulationspumpen, die Zentrifugomotoren und endlich auch die mächtigen Gebläse für die Belüftung.

Je nach absehbarem Stromverbrauch können diese Anlagen jetzt automatisch zu- und abgeschaltet werden. Der Teufel steckt dabei freilich im Detail: „Wir mussten uns



Wie funktioniert eine Kläranlage?

Quelle: Berliner Wasserbetriebe (2019)



Potenzial: Flexibilitäten bei „Abwasser-Peaks“

Quelle: Eigene Darstellung

beispielsweise intensiv damit auseinandersetzen, dass wir durch hohe Anlaufströme der einzelnen Pumpen nicht immer wieder für einige Sekunden über unser 250-kWh-Ziel hinauschießen“, erklärt Dreke.

Besonders heikel war für die Forscher:innen aber das Spiel an den Gebläsen, die die Bakterien mit Sauerstoff versorgen. Denn da agieren die Wissenschaftler:innen unter dem kritischen Blick der Beschäftigten in der Leitwarte. Energiewende hin oder her: Deren Sorge bleibt immer zuerst ihr sauberes Ablaufwasser. „Wir konnten jetzt aber durch sämtliche Jahreszeiten hindurch zeigen, dass wir auch dann das Abwasser noch hervorragend reinigen, wenn wir den Sauerstoffgehalt für die Bakterien zeitweilig auf 0,5 Milligramm absenken oder auch auf 5 Milligramm hochfahren“, resümiert Forschungs- und Entwicklungsleiterin Regina Gnirß. Für eine kurze Zeit machen die Bakterien dieses Auf und Ab bei der Sauerstoffversorgung problemlos mit.

Blaupause für ganz Deutschland

Daraus ergeben sich für das Klärwerk ganz neue Möglichkeiten: Weil die Elektromotoren der Sauerstoffgebläse binnen Sekunden auf Steuerbefehle reagieren, könnte das Klärwerk Regelernergie zur Verfügung stellen. Auf etwa 15 Prozent der Leistung des Klärwerks schätzen die Berliner Wasserbetriebe die Flexibilität ein. Für die Anlagen in Berlin komme man so auf eine Regelleistung von 4 bis 5 Megawatt. „Was wir hier machen, ist eine Blaupause für alle Kommunen! Wenn das bei uns funktioniert, dann funktioniert es in ganz Deutschland.“

Für Gnirß sind die neu entdeckten Flexibilitäten dabei nur ein Anfang. Schon heute verbraucht die Ver- und Entsorgung mit Wasser in Deutschland rund 6,6 Terawattstunden Strom – so viel wie 1,6 Millionen 4-Personen-Haushalte. Wenn, wie vom Umweltbundesamt empfohlen, alle größeren Kläranlagen mit einer weiteren Reinigungsstufe zur Entfernung von Arzneimittelresten ausgerüstet werden, wird der Strombedarf noch steigen.

Interview

Auch die PKW-Flotten, die bei vielen Stadtwerken absehbar auf Elektrofahrzeuge umgestellt werden, bieten Chancen zum Verschieben des Stromverbrauchs.

„E-Mobilität mit den Berliner Verkehrsbetrieben und der Berliner Stadtreinigung gemeinsam nutzen“



Christopher Dreke ist Projektdoktorand bei den Berliner Wasserbetrieben und erklärt, was die Elektroautos der Wasserbetriebe mit

der Energiewende zu tun haben.

Die Berliner Wasserbetriebe untersuchen in WindNODE auch die Chancen, Elektroautos für die Energiewende nutzbar zu machen. Was passiert da?

Christopher Dreke: Die Hälfte unserer PKW sind heute schon Elektroautos, das sind 82 klassische Kleinwagen und sechs Transporter. Wir wollen diesen Anteil bis 2021 auf 80 Prozent steigern. Eine solche Flotte hat dann schon eine Speicherkapazität von bis zu 5,5 Megawattstunden (MWh), die wir intelligent ins Stromnetz einbringen wollen. Der erste Schritt dazu sind die 100 Ladesäulen, die wir in WindNODE aufgebaut haben.

Wie setzen Sie die Fahrzeuge ein?

CD: Zukünftig wollen wir Daten wie den Kilometer- und Ladestand sowie die Ladezeit erfassen. Nur auf dieser Basis kann ein Lastmanagement aufgebaut werden.

Was heißt das?

CD: Wenn wir den Ladestand der Batterien kennen und wenn wir aus der Einsatzplanung wissen, wann der PKW oder Transporter wieder gebraucht wird, dann können wir die Aufladung in eine geeignete Zeit legen: Also beispielsweise raus aus dem frühen Abend und rein in die Morgenstunden, wenn der Stromverbrauch in der Stadt gering ist. Oder, weitergedacht, auch in eine Zeit, in der viel Wind- oder Solarstrom im Netz ist.

Lässt sich eine solche Anwendung noch weiter nutzen?

CD: Wir wollen diese Anwendung so erweitern, dass die privaten Mitarbeiterfahrzeuge geladen werden können und dass man diesen Strom dann auch abrechnen kann. Im nächsten Schritt planen wir eine Kooperation mit anderen Infrastrukturunternehmen der Stadt. Wir haben heute bereits einen Carsharing-Pool mit den Berliner Verkehrsbetrieben und der Berliner Stadtreinigung, der perspektivisch von Diesel auf Elektro umgebaut werden soll. Wenn die Unternehmen sich die Fahrzeuge teilen, sind die Risiken durch die höheren Anschaffungskosten besser verteilt und die Autos stehen seltener ungenutzt rum.

Wie konkret ist das?

CD: In Steglitz liegen eine Kanalbetriebsstelle der Wasserbetriebe, ein Busdepot der BVG und eine Recyclinghof der BSR direkt nebeneinander. Und die Unternehmen haben die Absicht erklärt, ihre Potenziale bei E-Mobilität und Energiemanagement zu bündeln.

Die Flexibilitätsplattform

Mit Stromverbrauchern vor Ort die Leitung entlasten

Eine Reportage von Marcus Franken und 50Hertz

Wenn Wind und Sonne zu viel Energie in die Stromnetze drücken, geraten manche Stromleitungen in den „roten Bereich“. Die WindNODE-Flexibilitätsplattform bei 50Hertz zeigt, wie Industrieanlagen oder Speicher vor Ort überschüssigen Strom direkt nutzen und so gezielt Stromleitungen entlasten können.

Die Wetterfrösche hatten sie vor „Siglinde“ gewarnt, dem Sturm aus dem Norden. „Orkanartige Böen“ an der Küste, Windstärke 9 in Mecklenburg. Die Feuerwehren waren alarmiert. Am 22. Oktober 2018 ging es los, pünktlich abends um acht.

Der perfekte Sturm für das WindNODE-Arbeitspaket „Flexibilitätsplattform“

Schon um 20:40 Uhr wechselten beim Stromnetzbetreiber 50Hertz die ersten Anzeigen für die Auslastung der Leitungen von Grün auf Orange, zuerst die 220-Kilovolt-Leitung von Neuenhagen nach Wustermark im Berliner Norden. Bei einer Auslastung von mehr als 50 Prozent der maximalen Last springt das Signal auf Orange, bei mehr als 70 Prozent schließlich auf Rot. Während des Sturmtiefs Siglinde konnte man live im Internet verfolgen, wie der Strom aus den Windkraftanlagen die Leitungen füllte und sich die Signalfarben änderten. Gegen 21:40 Uhr schaltete eine Höchstspannungstrasse bei Rostock auf Rot.

Zu viel Strom für zu wenige Maschinen

Der Grund: Wenn der Wind kräftig genug weht, stehen im Nordosten Deutschlands nicht genügend Industrieanlagen,

Stromspeicher oder sonstige Verbraucher zur Verfügung, die mit dem riesigen Stromangebot etwas anfangen können. Das kommt vor. Gerade in den Nächten, wenn die Betriebe geschlossen sind und die Menschen schlafen. Dann laufen die Stromleitungen nach Süden heiß – im Wortsinn. Sie erwärmen sich, dehnen sich aus und hängen sichtlich durch.

Etwa 30.000 Megawatt Leistung an Wind- und Solaranlagen gibt es im Höchstspannungsnetz von 50Hertz – das ist zwölfmal so viel, wie das Braunkohlekraftwerk Boxberg in der Lausitz leisten kann. Wenn in sehr windigen oder windig-sonnigen Zeiten zu viel Erzeugung am Netz ist, werden erst die Kohlekraftwerke gedrosselt, danach müssen auch die Erzeuger von erneuerbaren Energien vom Netz. Einspeisemanagement heißt das, im Branchenjargon auch als „EinsMan“ bezeichnet. Dadurch bleibt der Betrieb der Netze sicher. Es gehen aber rund 3 Prozent der möglichen Jahresproduktion an grünem Strom verloren. Und die Menschen wundern sich, wenn ausgerechnet bei schönstem Wind die Windräder stillstehen – „abgeregelt“ aufgrund von Netzengpässen.

In der Nacht vom 22. auf den 23. Oktober 2018, um 3:40 Uhr, zeigte die Karte des Netzbetreibers im Nordosten Deutschlands schon mehr Orange-Rot als Grün: Spätestens jetzt mussten Kohlekraftwerke von Rostock bis zur Schwarzen Pumpe im brandenburgischen Spremberg ihre Leistung drosseln. Auch ein Teil der Windräder auf der Ostsee, in Mecklenburg und Brandenburg wurde abgeschaltet.

„Wir hatten auf genau so eine Situation gewartet“, sagt Projektleiter Georg Meyer-Braune. Die Idee hinter der WindNODE-Flexibilitätsplattform: Bevor einzelne Stromleitungen heiß laufen, sollte dieser überschüssige Ökostrom besser zur richtigen Zeit direkt vor Ort verbraucht werden. Und wenn Betreiber von Batteriespeichern oder Industriebetrieben ihre Anlagen entsprechend steuern, soll es dafür einen finanziellen Anreiz geben. „Unsere Anlage kann morgen zwischen 22 Uhr und 23 Uhr 1 MW Strom zusätzlich verbrauchen.“

chen“ – solche Angebote können sie auf der in WindNODE neu geschaffenen Plattform machen, die dann für die Netzbetreiber sichtbar werden und bei Engpässen im Stromnetz genutzt werden können. Über die Flexibilitätsplattform profitieren sie davon, dass sie den Betrieb des Stromnetzes sicherer und auch günstiger machen.

Regionale Abnehmer

Die Realisierung der Flexibilitätsplattform hat 50Hertz zusammen mit den Verteilnetzbetreibern Stromnetz Berlin, E.DIS Netz, ENSO Netz und WEMAG Netz vorangetrieben. In den ersten beiden Jahren des Projektes wurden dazu Prozesse definiert, die Plattform programmiert und die Produkte in Abstimmung mit potenziellen Anbietern von Flexibilität entwickelt.

Die Flexibilitätsplattform fungiert dabei als Vermittlungsplattform für Anlagen, die den Strom gezielt zum richtigen Zeitpunkt in der Nähe von besonders überlasteten Leitungen aus dem Netz nehmen können. Denn wenn der Strom direkt da verbraucht wird, wo die Windräder ihn in diesen Minuten oder Stunden erzeugen, dann taucht er in den besonders belasteten Stromleitungen von 50Hertz nicht mehr auf – und die Windräder und Solaranlagen müssen nicht mehr abgeregelt werden.

Das notwendige technische Potenzial zur Anpassung des Stromverbrauchs kann aus unterschiedlichen Anlagen stammen. Bei WindNODE haben diverse Anbieter mitgemacht: etwa ein Batteriespeicher in der Nähe von Brandenburg an der Havel, ein Nachtspeicherofen in der Nähe von Schwerin, eine Power-to-Gas-Anlage in der Uckermark, die aus Strom Wasserstoff herstellt. Mit dabei sind auch Industrieanlagen in Berlin und Kühlhäuser im Süden der Stadt, die große Kältemaschinen betreiben.

Vorteile für alle, die am Stromnetz hängen

Zusammen mit den Betreibern dieser Anlagen haben die Forscher zunächst den Ablauf erarbeitet, nach dem auf der Flexibilitätsplattform online Angebote gemacht werden können: „Mit der Plattform stellen wir eine Nutzeroberfläche bzw. automatische Schnittstelle im Internet zur Verfügung, auf der Angebote unter Angabe von Zeitraum, elektrischer Leistung und Angebotspreis eingestellt werden können“, erklärt Meyer-Braune. Den Praxistest hat das System in der Sturmnacht des 22. Oktober und später bei ähnlichen Wetterlagen absolviert.

Wirtschaftlich profitieren davon alle, die am Stromnetz hängen: Anbieter können durch die Bereitstellung von Flexibilität Geld verdienen. Die Kosten für den Netzbetrieb können gesenkt werden, das nützt letztlich allen gewerblichen und privaten Stromkunden. Also praktisch jedem einzelnen Haushalt. Und wenn weniger Windräder abgeschaltet werden müssen, profitiert davon der Klimaschutz.

Es kommt auf die tatsächliche Wirkung im Netz an

In der Praxis ist der Einsatz von Speichern und flexiblen Lasten auch für die Stromnetzbetreiber kompliziert. Denn wenn etwa ein Batteriespeicher Strom bezieht, kommt das nur selten einer einzigen Leitung zugute. Wie stark so ein Batteriespeicher die Last in einer Leitung genau senkt, hängt davon ab, wie nah er an dieser Leitung steht und wo genau sich die Leitung im Netzwerk der Stromtrassen befindet. „Darum haben die Netzbetreiber ein Modell, mit dem für jede einzelne Anlage ein Faktor angegeben wird – die sogenannte Sensitivität“, sagt Meyer-Braune.

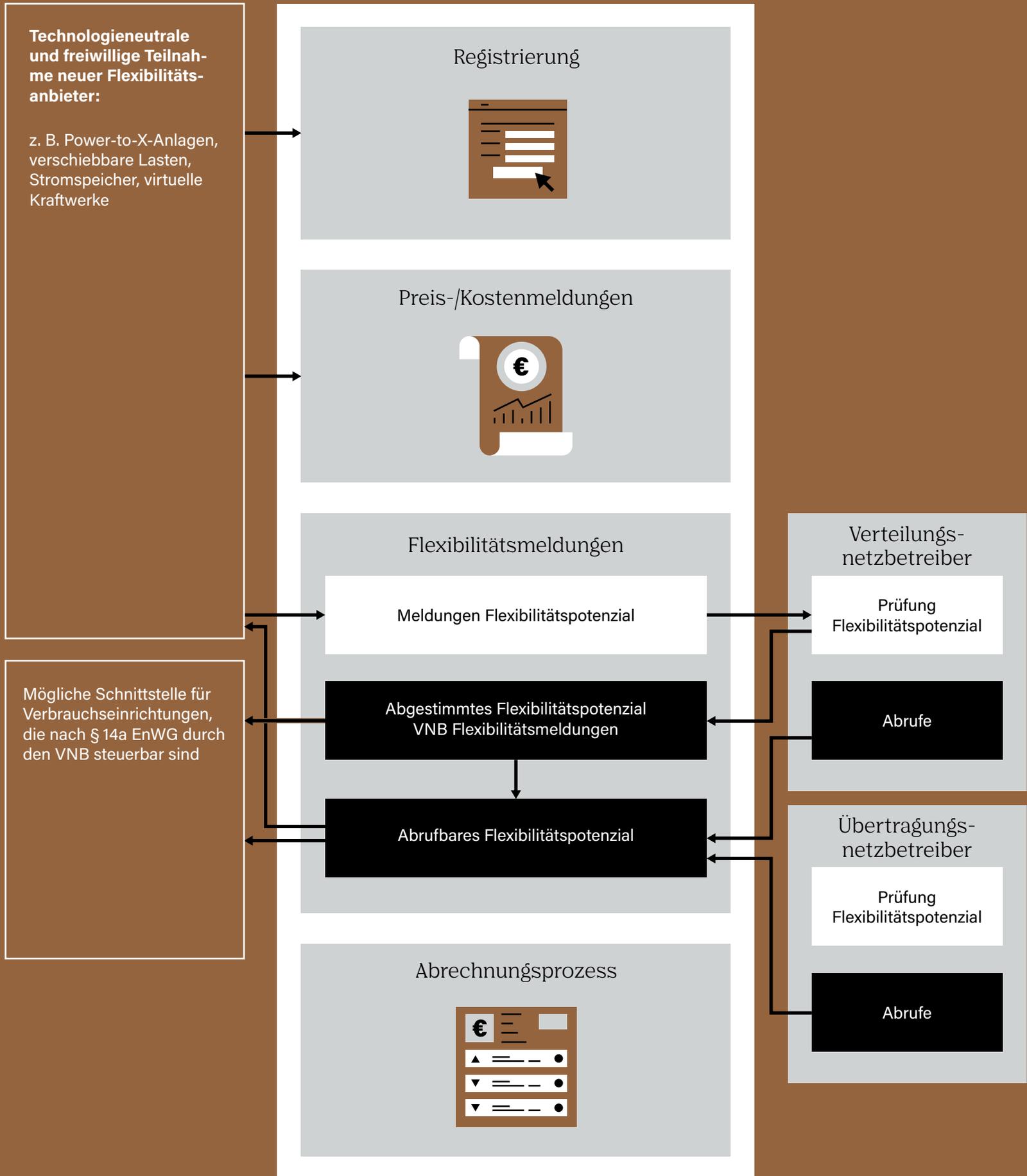
Ein Beispiel: Eine Anlage, die in der Nähe einer überlasteten Leitung im Nordosten steht, wirkt fast zu 100 Prozent direkt auf diese Leitung. Sie hat darum eine Sensitivität von 1. Dieselbe Anlage im Zentrum von Berlin hätte kaum noch Einfluss auf die Leitung – ihre Sensitivität läge unter 0,1. „Wir können die Sensitivitäten für alle denkbaren Standorte berechnen. Im praktischen Netzbetrieb würde man die eingesetzten Anlagen dann so auswählen, dass sie die Netzbelastung optimal senken“, so Meyer-Braune weiter. Letztlich müsste sich der Sensitivitätsfaktor auch in der Vergütung abbilden. Damit wäre dann auch ein Anreiz geschaffen, Stromspeicher und Anlagen dort zu bauen, wo der meiste Strom herkommt: nämlich in der Nähe der Wind- und Solarparks.

Kooperation mit den Verteilungsnetzbetreibern

An dieser Stelle kommen dann auch die Betreiber der regionalen Netze ins Spiel. Teilweise treten auch im Verteilungsnetz Überlastungen auf. In diesem Fall kann der Verteilungsnetzbetreiber die Flexibilität nutzen, um die Belastung zu senken. Darum hat der regionale Verteilungsnetzbetreiber den ersten Zugriff auf die Gebote, die auf der Flexibilitätsplattform eingehen. Wenn er nicht die vollen Kapazitäten in Anspruch nimmt, kann der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz die verbleibende Kapazität nutzen, um die Überlastung des eigenen Netzes zu reduzieren.

Bei ihrem ersten Einsatz, 2018 während des Sturmtiefs Siglinde, hat die Flexibilitätsplattform ihre erste Bewährungsprobe innerhalb weniger Stunden bestanden. Beim Stromnetz dauerte es nach dem 22. Oktober allerdings noch fast zwei Tage, bis der Wind sich so weit beruhigt hatte, dass fast alle Leitungen von 50Hertz wieder auf Grün standen.

Seitdem hat die Flexibilitätsplattform in vielen Fällen gezeigt, dass sie funktioniert: Die Anbieter haben ihre Angebote eingestellt und die Netzbetreiber haben sie genutzt, um damit die Leitungen zu entlasten. „Die Systeme haben reibungslos zusammengearbeitet“, sagt Meyer-Braune.



Aus Angebot wurde Pflicht: Das NABEG

Die Flexibilitätsplattform war startklar. Sie sollte immer dann helfen, wenn es Netzengpässe gab, die normalerweise mit Eingriffen des Netzbetreibers durch Abschaltung erneuerbarer Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement) gelöst werden mussten. Ein Markt für Flexibilitäten sollte Teile des ansonsten regulierten Einspeisemanagements übernehmen. Doch dann wurden mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im Jahr 2020 die rechtlichen Rahmenbedingungen grundlegend verändert. Damit sind nun ab Oktober 2021 alle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher ab 0,1 MW verpflichtet, ihre Flexibilität den Netzbetreibern zur Behebung von Netzengpässen zur Verfügung zu stellen – auch ganz ohne Plattform und Markt. Zuvor betrug diese Schwelle 10 MW, war also 100-mal so hoch. Damit gingen auf einen Schlag viele flexible Anlagen, die ansonsten Kandidaten für die marktbasierende Flexibilitätsplattform gewesen wären, in das regulierte Netzengpassmanagement. Die verbleibende Anzahl an Anlagen, die freiwillig Flexibilität auf der Plattform anbieten konnten, schrumpfte deutlich.

Was für den freien Handel mit Flexibilität noch bleibt, sind z. B. industrielle Anlagen, die ihre Produktion mit dem (Über-)Angebot an grünem Strom verknüpfen möchten. „Anders als bei Batterien können hier aber Kosten für Überstunden oder Fertigungsprobleme auftreten, wenn der Zeitpunkt des Strombezugs verschoben wird“, sagt Georg Meyer-Braune. Diese Kosten seien – anders als bei Batteriespeichern – nur sehr schwierig zu bestimmen.

Vertrackte Logik: Das Problem der Fehlanreize

Ein großer Teil des Flexibilitätspotenzials, das mit dem WindNODE-Projekt Flexibilitätsplattform erschlossen werden sollte, ist nun entweder bereits gesetzlich zur Teilnahme an dem Prozess verpflichtet, oder bei den flexiblen Lasten besteht das ungelöste Problem von potenziellen Fehlanreizen. Solche Fehlanreize können dadurch entstehen, dass Anbieter einen wirtschaftlichen Anreiz dazu hätten, durch ihr Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverhalten Situationen mit Netzengpässen zu verstärken oder erst hervorzurufen, um dann mit der gleichen oder einer anderen Anlage die Beseitigung des Engpasses zu unterstützen und dabei Geld zu verdienen. Bisher sind Lösungen zur Eindämmung dieses Problems kaum sinnvoll handhabbar. Vor diesem Hintergrund wurde entschieden, dass die Plattform nach dem Ende der Projektlaufzeit zunächst nicht weiter betrieben wird.

Der Ansatz zur Schaffung lokaler Anreize über eine Plattform könnte jedoch in Zukunft bei noch deutlich höheren Anteilen erneuerbarer Energien bzw. wenn eine Lösung für das Fehlanreizproblem gefunden ist, neue Relevanz entfalten. Die technische Basis für die Handelspartner – die Flexibilitätsplattform – steht dann bereit.

Best Practices

Sektorkopplung

Niko Rogler

Sektorkopplung macht aus der Stromwende eine komplette Energiewende. Welchen Vorteil zieht man aus der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Mobilität (und anderen mehr)?

Die bisherige Energiewende sei eigentlich nur eine „Stromwende“ gewesen, ist immer wieder zu hören. Tatsächlich bestand die Energiewende der letzten zwanzig Jahre vor allem darin, die deutsche Stromerzeugung ergrünen zu lassen – durch den Ausstieg aus Kernenergie, in Zukunft auch aus der Kohle, und durch den Ausbau der Erneuerbaren. Tatsächlich stammt inzwischen rund die Hälfte des deutschen Strommixes aus Erneuerbaren. Doch der Stromsektor insgesamt ist nur für ziemlich genau ein Drittel des gesamten deutschen Primärenergiebedarfs verantwortlich. Die übrigen zwei Drittel werden insbesondere für Mobilität (Straßen- und Flugverkehr), für die Wärmeerzeugung und für industrielle Prozesse benötigt. Und in diesen Bereichen hat sich noch wenig Energiewende vollzogen; der zu weit über 90 Prozent aus Mineralölen gedeckte Energiebedarf im Verkehr war im Jahr 2019 fast exakt genauso hoch wie zwanzig Jahre zuvor. Wenn nun die Rede ist von Sektorkopplung, ist damit gemeint, grünen Strom zur Deckung des Energiebedarfs in Verkehr, Wärme und Industrie zu verwenden. Also beispielsweise: Temporäre Erzeugungsüberschüsse aus Windkraftanlagen, die zu bestimmten Zeiten gar nicht vollständig in die Netze eingespeist werden können und daher abgeregelt werden müssen, wären zur Aufladung von Elektrofahrzeugen oder zur Erzeugung CO₂-freier Wärme bestens eingesetzt.

Modernisierungsbedarf

Im Zuge der Energiewende soll auf fossile Energieträger – zunächst auf Kohle, perspektivisch auch auf Erdöl und Erdgas –, verzichtet werden. Daraus leiten sich zwei Alternativen ab, erstens die Elektrifizierung von Endanwendungen, also beispielsweise der Austausch der Gasheizung durch eine Stromheizung oder Wärmepumpe (Power-to-Heat) sowie der Wechsel vom Benzin/Diesel zum Elektroauto (Power-to-Mobility). Zweitens lassen sich synthetische Kraftstoffe herstellen, die die gleiche Funktion übernehmen können wie die fossilen Energieträger, also in herkömmlichen Öl- und Gasheizungen oder in Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen. Dazu sollen aus größtenteils erneuerbarem Strom entweder künstliches Gas (Power-to-Gas) oder flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquids) wie Benzin, Diesel oder Kerosin gewonnen werden. Dadurch werden die Sektoren Strom, Wärme, Gas und Öl miteinander verwoben.

Wir konzentrieren uns auf Wärme und Kälte

In diesem Kapitel liegt der Fokus auf neuen Anwendungsbeispielen für Power-to-Heat/Cold. Folgende Beispiele aus WindNODE veranschaulichen Lösungen für die zweite Phase der Energiewende:

- Die GASAG Solution Plus zeigt, dass die Integration von erneuerbaren Energien über eine Kälte- und eine Wärmemaschine dann unterstützt werden kann, wenn viel Wind und Sonne vorhanden ist und dementsprechend die Börsenstrompreise sinken und sich Strom zum Kühlen und Heizen anbietet. Dies funktioniert über ein eigenes, selbstlernendes Computersystem, das auf künstlicher Intelligenz beruht.
- ENERTRAG hat mit einem Wärmespeicher das Prinzip aufgegriffen und nutzt Windspitzen, die sonst abgeregelt würden, um Wasser zu erhitzen und damit das Dorf Nechlin über ein Nahwärmesystem mit treibhausgasneutraler Wärme zu versorgen.
- Der WEMAG gelang es, eine eigentlich alte Technologie, die Nachtspeicherheizung, mit intelligenter Technik auszustatten und ihr damit neues Leben einzuhauchen. Die Heizungen können in Zeiten von günstigem Strom Energie aus dem Netz beziehen und somit markt- und systemdienlich eingesetzt werden und die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen verhindern.

CO₂-neutrale Versorgung von Neu- und Bestandsbauten mitten in Berlin

Eine Reportage von Marcus Franken und der GASAG Solution Plus

Eine Energiewende ohne Wärmewende wird es nicht geben. Darum hat die GASAG Solution Plus die erste kombinierte Power-to-Heat/Power-to-Cold-Anlage (PtH/PtC-Anlage) Deutschlands in ein bestehendes Versorgungssystem integriert, welche überschüssigen Strom aus Wind- und Sonnenkraft in Wärme und Kälte wandelt. Eine intelligente, CO₂-neutrale, vollautomatische und wirtschaftliche Quartiersversorgung – das leistet die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus.

„Immer wieder müssen Windräder bei Stromüberschuss vom Netzbetreiber abgeschaltet werden“, erklärt Michael Rath, Projektleiter WindNODE bei der GASAG Solution Plus. „Wir wollen diesen Stromüberschuss nutzen, um den Einsatz von erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben.“ Eine besondere Anlage, welche dies ermöglicht, errichtete die GASAG auf dem EUREF-Campus in Berlin-Schöneberg. Die Energiezentrale zur CO₂-neutralen Versorgung des Areals kann sogar im laufenden Betrieb besichtigt werden. Hier ist die Energiewende live erlebbar.

60 Prozent erneuerbarer Strom im Nordosten Deutschlands

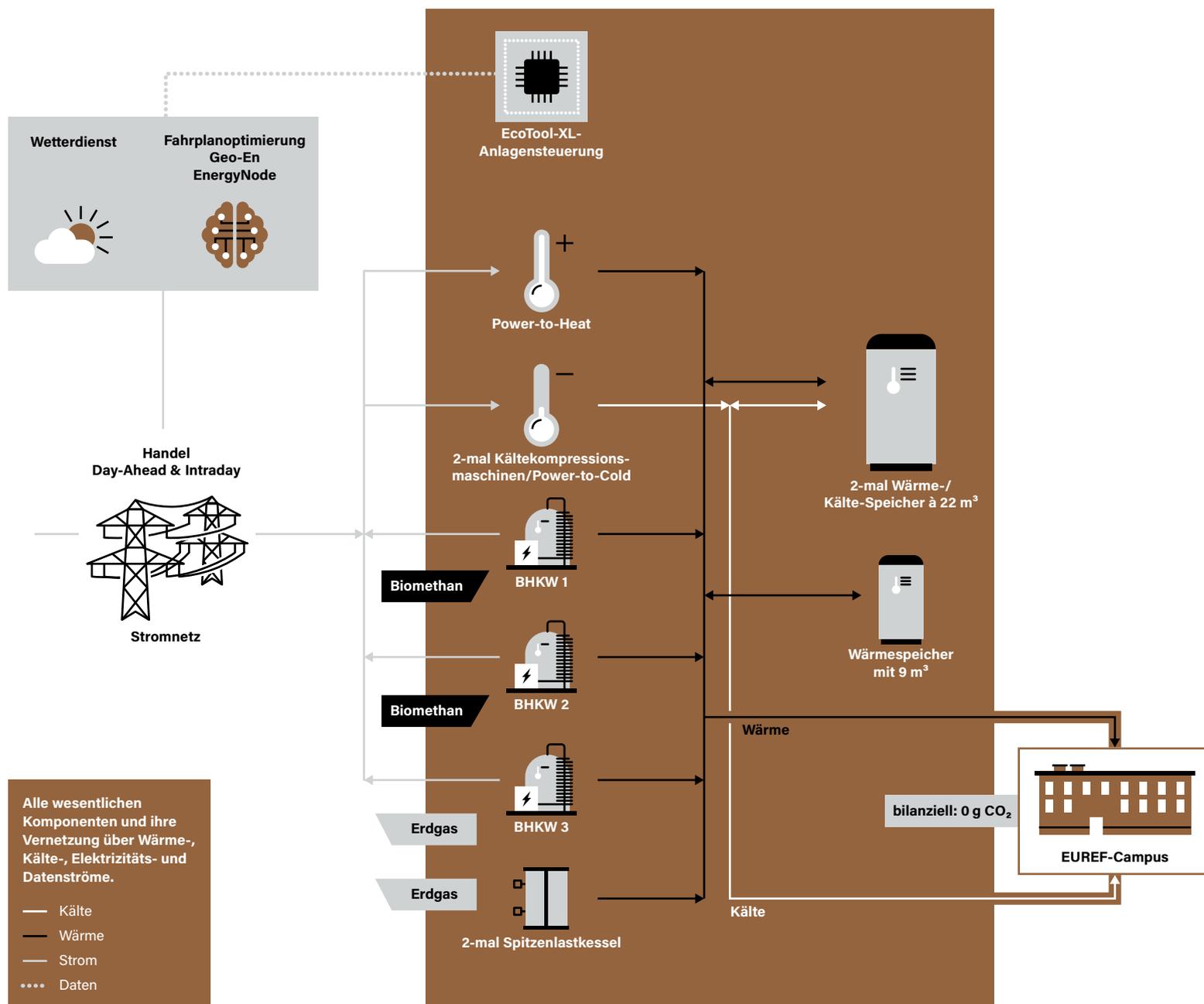
Vom obersten Ring des alten Gasometers blickt man auf die ganze Stadt herunter: Auf vielen der Wohnblocks und Firmengebäude glitzern blaue Solarzellen und dort, wo die Metropole sich ins Brandenburgische verläuft, zählt man Dutzende Windräder. Nirgendwo ist der Anteil der Erneuerbaren im Strommix so hoch wie im Nordosten Deutschlands – mehr als 60 Prozent, Tendenz weiter steigend. Darum arbeiten über 70 Partner von WindNODE vor allem daran, dass

Energieverbraucher ihren Strombedarf an dem schwankenden Angebot von Wind- und Sonnenkraftwerken ausrichten und so den Betrieb der Stromnetze im nordöstlichen Netzgebiet fit für die Energiewende machen.

Der EUREF-Campus ist ein wichtiger Stein im WindNODE-Puzzle – mitten im Herzen Berlins: Zu Füßen des Gasometers rollen die Züge der S-Bahn an dem alten Industrieareal vorbei, erst vor zehn Jahren wurde der Campus gegründet. Institute der Berliner Universitäten haben sich angesiedelt, Energie-Start-ups, etablierte Unternehmen. Ein Think-Tank der Energiewende ist so entstanden. Inzwischen arbeiten hier 3.500 Menschen und immer noch werden neue Büros und Versuchsräume gebaut.

Power-to-Heat/Power-to-Cold – so funktioniert Sektorkopplung

Im Zentrum des Campus liegt die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus, groß wie eine Maschinenhalle. Von hier werden sämtliche Gebäude über ein 2,5 Kilometer langes System von Rohrleitungen mit Wärme und Kälte für die Büros aber auch für die Kühlung der Computer- und Server-



Prinzipskizze der EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus

Quelle: GASAG Solution Plus (2020)

räume versorgt. Diese Energiezentrale ist gleichzeitig ein Experimentierraum der Energiewende: „Die Energiewerkstatt ist ein schönes Beispiel für Sektorkopplung mit einer sehr flexiblen Anlage. Die Menge an Bausteinen gibt uns die Möglichkeit, für jede Viertelstunde des Tages immer wieder neu auf Basis von Markt- und Wetterprognosen die optimale Einsatzreihenfolge der Energiewandler festzulegen“, erklärt Michael Rath. Das Besondere und deutschlandweit Einzigartige ist das im Rahmen von WindNODE geförderte Power-to-Heat/Power-to-Cold-Speichersystem aus zwei 22-m³-Speichern, die jeweils zwischen Wärme- und Kältepufferung umschaltbar sind und einen sehr flexiblen und netzdienlichen Anlagenbetrieb ermöglichen. Ziel des Speichersystems ist es, durch das zeitliche Entkoppeln von Erzeugung und Verbrauch der Energie das Abschalten von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu verhindern.

Im Prinzip ein Durchlauferhitzer

Die Wärme für den EUREF-Campus wird von der GASAG Solution Plus durch ein großes und ein kleines Biomethan-Blockheizkraftwerk, ein Eigenstrom-Blockheizkraftwerk auf Erdgasbasis sowie zwei Spitzenlast-Gaskessel erzeugt. In Summe führt diese Versorgungslösung zu einer CO₂-neutralen Versorgung des Campus. Das Wasser in den Speichern wird im Fall von Wärmebedarf und Stromüberschuss von der Power-to-Heat-Anlage aufgeheizt – im Prinzip handelt es sich dabei um einen großen elektrischen Durchlauferhitzer mit 500 Kilowatt. Er kann bei Bedarf immerhin so viel Strom aus dem Netz ziehen, wie ein kleines Windrad oder eine mittlere Photovoltaik-Anlage produziert.

Kühlleistung von 13.000 Kühlschränken

Noch spektakulärer erscheinen neben der eher unscheinbaren Power-to-Heat-Anlage allerdings die Kältemaschinen. Wie bei einem Kühlschrank entsteht Kälte durch Kompression und Entspannung. Allerdings leisten die beiden Maschinen mit ihren je 1 Megawatt Kälteleistung so viel wie etwa 13.000 Kühlschränke. Betrieben werden sie mit Ökostrom. Bei niedrigen Außentemperaturen besteht die Möglichkeit der sogenannten freien Kühlung. So kann der Prozess der Kompression eingespart werden und die Effizienz der Kälteerzeugung wird erhöht.

Flexibilisieren statt Abregeln

Heizen und kühlen, wenn viel Strom da ist – was im Prinzip einfach klingt, ist in der Praxis anspruchsvoll. Wann sollen die elektrischen Wärme- und Kältemaschinen eingeschaltet werden? Wenn überschüssiger Strom im Markt ist und die Preise an der Strombörse in Leipzig möglichst günstig sind – das ist klar. Das Besondere dabei: Niedrige Preise resultieren häufig aus einem Stromüberschuss aus erneuerbaren Quellen. Je mehr erneuerbare Energien in unser Energiesystem einfließen, desto mehr muss an den Möglichkeiten gearbeitet werden, sie nicht abzuregeln, sondern flexibel zu nutzen, und wie in diesem Fall thermisch zu speichern. Denn thermische Energie lässt sich verhältnismäßig einfach speichern, und der Bedarf ist und bleibt groß.

Kältebedarf das ganze Jahr

Anlagensimulationen haben bereits gezeigt, dass es am wirtschaftlichsten und ökologischsten ist, das ganze Jahr über einen der beiden großen Speicher für die Kälteversorgung zu reservieren. Warum ist das so? Kältebedarf besteht auf dem Areal das ganze Jahr über, und die Optimierung kann jeden Tag erfolgen. Die Power-to-Heat-Anlage hat im Gegensatz dazu nur selten einen Einsatz – nämlich eigentlich nur dann, wenn die Wärmeerzeugung mit Strom trotz aller starrer zusätzlicher Kostenbestandteile günstiger wird als die Wärmeerzeugung mit den Gaskesseln oder im Extremfall mit den Blockheizkraftwerken.

Innovative Steuerung

Die Vielzahl an Energiewandlern bietet grundsätzlich viele Chancen. Mit den Chancen gehen allerdings auch Herausforderungen einher. Ein Schlüssel für die effiziente Versorgung des Quartiers mit all den verschiedenen Technologien ist eine übergeordnete intelligente Steuerung, denn jeder Bau-

stein der Anlage bietet unterschiedliche Vorteile, die im richtigen Moment eingesetzt werden können. Damit alle Daten verarbeitet, alle Anlagenteile optimal gesteuert und die Gebäude vorausschauend versorgt werden können, haben wir ein selbstlernendes System entwickelt. Dieses System hebt weitere wichtige Effizienzen und lässt sich sogar auf weitere Anlagen übertragen.

Die intelligente Steuerung der Energiezentrale wurde im Zuge eines anderen Forschungsprojekts von einem weiteren Unternehmen der GASAG-Gruppe entwickelt. Die Geo-En Energy Technologies GmbH erarbeitete die Steuertechnik im Rahmen des Projekts „Entwicklung und Test einer Leitstandstechnologie zum zentralen Monitoring und zur effizienten und vorausschauenden Lenkung hybrider Energieanlagen innerstädtischer Gebäude“. Gefördert wurde dieses Vorhaben vom Berliner Programm für nachhaltige Entwicklung (BENE).

Festhalten lässt sich schließlich, dass intelligente und prognosebasiert gesteuerte Energieanlagen wie diese Flexibilitätspotenziale heben, damit zur Dekarbonisierung beitragen und die Zukunft der Energiewirtschaft prägen.

infobox Zahlen zum Projekt

Power-to-Heat-Anlage: 500 kW Wärmeleistung

Power-to-Cold-Anlage (zwei Kompressionskältemaschinen):

1000 kW Kälteleistung pro Maschine,

278 kW Energiebezug pro Maschine

Speichervolumen je Speicher: 22 m³

BHKW: 400 kW_{el}, 431 kW_{th}

Länge der Nahwärmeleitungen auf dem Areal: 2,5 km

0 g CO₂ ist die Höhe der zertifizierten,

bilanziellen CO₂-Emissionen der EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus.

5 verschiedene Machine-Learning-Techniken

kommen bei der Prognosebildung zum Einsatz

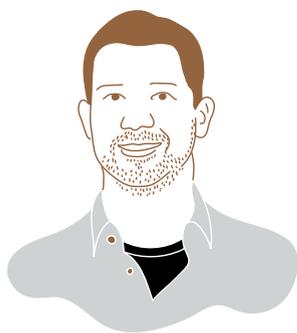
Über 1.700 Gäste

haben sich bereits im Jahr 2019 die eingesetzten Technologien an den acht Stationen der Energiezentrale multimedial erläutern lassen.

Interview

Ein Schlüssel für das Projekt war die Beherrschung von Automatisierungstechnik über die gesamte Prozesskette.

„Klimaneutrale Energieversorgung kann durchaus wirtschaftlich sein“



Michael Rath, Projektleiter WindNODE der GASAG Solution Plus über Besonderheiten und Erkenntnisse des Forschungsprojekts.

Aus welchen Gründen haben Sie so viele unterschiedliche Technologien eingesetzt?

Michael Rath: Dank der vielen verschiedenen Technologien ist es möglich, die Anlage sehr flexibel zu betreiben. So können wir mit einer intelligenten Steuerung für jede Viertelstunde eines Tages anhand von Wetter- und Marktprognosen den optimalen Einsatz der Energiewandler festlegen.

Sie sprechen von einer intelligenten Steuerung. Was verbirgt sich hinter dieser Software?

MR: Es handelt sich dabei um ein dreistufiges Verfahren: Im ersten Schritt wird ein digitaler Fingerabdruck aller Energieverbraucher erzeugt. Basis hierfür sind vor allem historische Mess- und Wetterdaten, die in einem selbstlernenden Verfahren ausgewertet werden. Im zweiten Schritt haben wir dann die Möglichkeit, anhand von aktuellen Wetterdaten eine Bedarfsprognose zu erstellen. Im letzten Schritt werden dann mittels eines stochastischen Optimierungsalgorithmus unter Berücksichtigung von aktuellen Marktprognosen möglichst ideale Fahrpläne an die Anlage übermittelt.

Gibt es für Sie bereits konkrete Erkenntnisse aus diesen Forschungsprojekten?

MR: Auf jeden Fall. Es hat sich beispielsweise gezeigt, dass es meistens sinnvoller ist, die Speicher der PtH/PtC-Anlage mit Kälte zu beladen. Die Wärmegestehungskosten des

Biomethan-BHKWs sind nur selten durch andere Technologien zu unterbieten. Hinzu kommt, dass aufgrund eines Rechenzentrums sogar im Winter ein recht hoher Kältebedarf auf dem Campus herrscht. Das Speichersystem ermöglicht es uns, die Kälteanlagen sowohl unter ökologischen als auch unter ökonomischen Gesichtspunkten besser zu nutzen.

Eine weitere Erkenntnis ist die Nutzung der intelligenten Anlagensteuerung. Wir haben es geschafft, weitere Effizienzsteigerungen zu erreichen. Aus diesem Grund übertragen wir dieses System bereits auf weitere von uns betriebene Energieversorgungsanlagen. So können wir zum Beispiel auch Wohnquartiere effizienter versorgen und noch mehr CO₂ einsparen. Der Vorteil: Durch die Effizienzsteigerung arbeitet die Anlage nicht nur umweltschonender, sondern auch wirtschaftlicher.

Was passiert nach dem Ablauf des WindNODE-Forschungsprojektes?

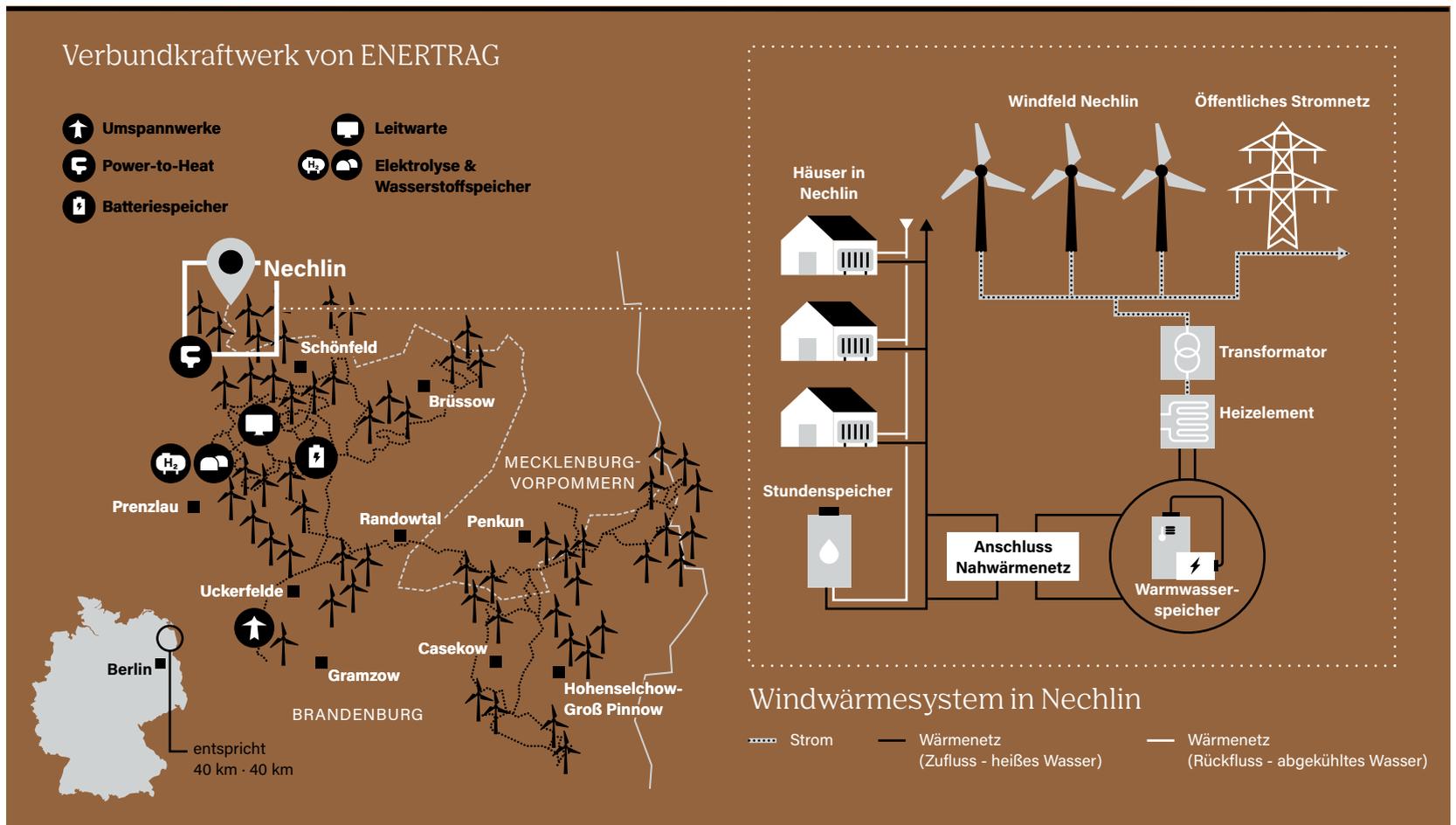
MR: Das Ziel dieses Forschungsprojektes ist die Erprobung von Produkten und Technologien für die Energieversorgung der Zukunft. Auch zukünftig wird die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus weiterhin ein besuchbarer Ort der Energiewende bleiben. Und sie wird den Campus auch weiterhin CO₂-neutral mit Wärme und Kälte versorgen. Wir werden diese Anlage weiter nutzen, um neue Wege aufzuzeigen und zu gehen. Außerdem hat die Übertragung der Erkenntnisse auf andere Projekte bereits begonnen. Besonders gespannt sind wir auf die daraus resultierenden neuen Entwicklungen und Erfahrungen. Klar ist jedenfalls: Klimaneutrale Energieversorgung kann durchaus wirtschaftlich sein.

Windenergie im Wärmesystem

„Wir könnten mit Windstrom im ganzen Nordosten heizen“

Eine Reportage von Marcus Franken und ENERTRAG

In der Uckermark, rund 150 Kilometer nördlich von Berlin, wird seit Februar 2020 ein Dorf mit Windstrom beheizt. Was in dem Projekt erstmalig gezeigt wird, könnte künftig im gesamten Nordosten Deutschlands Schule machen.



Gegenüberstellung der gesamten Windenergieregion an der Grenze Mecklenburg-Vorpommerns und Brandenburgs und des lokalen Windwärmesystems in Nechlin

Quelle: ENERTRAG (2020)

Am 16. Februar 2020 ist wieder mal Energiewetter: Mit Windgeschwindigkeiten über 8 Meter pro Sekunde bläst der Wind von West her in Richtung Polen über die Äcker der Uckermark, Hunderte Windräder speisen immer mehr Strom ins Übertragungsnetz von 50 Hertz. Doch in der 150 Kilometer entfernten Metropole Berlin ist wie überall im

Land Wochenende. Samstags und sonntags gibt es ohnehin einen geringeren Strombedarf als an den Werktagen, und wenn dann noch eine kräftige Windfront über das Land zieht, kann das Angebot an Strom in manchen Stunden den Bedarf übersteigen – insbesondere da noch große Mengen Kernenergie und Kohlestrom im Netz sind, die auch beim

negativen Strompreis ins Netz eingespeist werden. So sinken die Preise an den Strombörsen unter null (Stromabnehmer bekommen dann also Geld dafür, dass sie Strom verbrauchen). Allerdings wäre es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, die Stromnetze für so selten auftretende große Strommengen auszubauen. Deshalb gibt der Netzbetreiber in solchen Momenten das Signal, die Leistung der Windkraftanlagen zu senken. So auch in Nechlin: Um 6:35 Uhr sendet der Betreiber der Stromnetze dann das Signal an ENERTRAG: Einspeisung von 30 Megawatt einsenken zunächst bis auf null, ab 7:05 Uhr dann auf 9 Megawatt.

Die automatische Leistungsregelung setzt dies auch um, jedoch ist auf der ENERTRAG-Warte in Dauerthal heute etwas anders als sonst. Ganz anders: Die Anlagen können weiterlaufen, aber ihr Strom geht nicht ins Übertragungsnetz. Genau darauf hatten Stefan Käding und sein Team gewartet.

Windräder können sich weiterdrehen

Abregeln – das geht jedem erneuerbaren Stromerzeuger gegen die Ehre. Schließlich bedeutet „Abregeln“, auf kostenlose, CO₂-freie Energie zu verzichten. Diese Energie wird insbesondere gebraucht, um unsere Klimaschutzziele im Wärmesektor zu erfüllen – nur fehlt es überall an den notwendigen örtlichen Speichern. Und genau dafür wurde im Windfeld Nechlin gesorgt, sodass sich an diesem Sonntag einige Anlagen weiterdrehen können – trotz der ansonsten erforderlichen, großräumigen Abregelungen.

Vom Windfeld aus hat ENERTRAG in seinem WindNODE-Projekt ein 800 Meter langes Stromkabel bis ins Dorf verlegt. Es endet an einem hausgroßen, grünen Zylinder. „Das ist der Wärmespeicher“, erklärt Projektingenieur Stefan Käding. Eine Million Liter heißes Wasser sind in diesem dick isolierten Stahlbehälter gespeichert. Genug, um den ganzen Ort für ein bis zwei Wochen mit Wärme zu versorgen. Der Wärmespeicher ist die neue Energiequelle des Nahwärmenetzes von Nechlin.

Energiewende durch Sektorkopplung in der Praxis

ENERTRAG-Gründer Jörg Müller ist Kernphysiker und Kraftwerksbauer. Es war ihm schon lange klar, dass mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen viele Speicher erforderlich sein würden. Insbesondere für die etwa wöchentlich auftretenden Windspitzen braucht es große, schnell befüllbare Speicher und geeignete Abnehmer. Warmwasserheizungen sind hier ideal. Denn Strom ist im Wortsinne „Strom“, also „Energie im Fluss“, und lässt sich nicht speichern – selbst die oft fälschlich Stromspeicher genannte Batterie speichert keinen Strom, sondern chemisch gebundene Energie. Wärmespeicher haben unter allen Energiespeichern den Vorteil, extrem große Energiemengen und Leistungen zu

sehr geringeren Kosten aufnehmen zu können. Wärmespeicher in der Nähe von Windkraftanlagen können also Strommengen, für die gerade keine andere Nachfrage besteht, billig aufnehmen und für die nächsten Tage und Wochen bereitstellen. Für das Klima ist das eine wunderbare Lösung, denn dieser Windstrom vermeidet den Einsatz anderer Heizstoffe und damit CO₂-Ausstoß.

Und so bereitete Müller schon vor über zehn Jahren den Ausbau von Wärmenetzen vor. Gute Ideen brauchen manchmal ihre Zeit und ihren Ort. In der Gemeinde Nechlin fand die Idee schließlich Unterstützer – Ortsvorsteher Hartmut Trester überzeugte alle Einwohner:innen, sich an das geplante Wärmenetz anzuschließen und die Gemeinde unterstützte die Umsetzung.

Eine Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sorgte jedoch für unerwartete regulatorische Hürden bei der Umsetzung des Windwärme-Heizungsprojektes. Das EEG in seiner seit 2014 geltenden Form beschneidet erheblich die Möglichkeiten zur Eigennutzung erneuerbaren Stroms, sodass der wirtschaftliche Betrieb eines solchen Wärmespeichers für Windspitzen unmöglich ist – obwohl dies aus systemischer Sicht zweifellos sinnvoll und wünschenswert ist. Zudem wurde die Nutzung des abgeregelten Stroms gesetzlich untersagt. Die gesetzlichen Grundlagen, um das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ umzusetzen, waren nicht mehr vorhanden.

Stromkabel vom Windrad zum Wärmespeicher

Anstatt die Energie aus Windrädern in Spitzenzeiten nutzen zu können, wurde seit 2015 in Deutschland immer mehr Windstrom abgeregelt. Inzwischen sind es bundesweit fast 5,4 Milliarden Kilowattstunden Strom pro Jahr, die nicht genutzt werden. Eine Energiemenge, mit der bis zu einer Million Menschen mit Wärme versorgt werden könnten.

Und so konnte aus rechtlichen und wirtschaftlichen Gründen die Energie für die Nechliner Wärmeversorgung zunächst nicht wie geplant aus Windstrom bereitgestellt werden, sondern es musste eine Holzfeuerung mit Hackschnitzeln aus der Forstwirtschaft installiert werden. Jörg Müller: „Holz ist ein wertvoller und sehr knapper Rohstoff, er sollte nur im Notfall verheizt werden. Windstrom dagegen ist reichlich vorhanden – er muss einfach genutzt werden.“

Im Jahr 2019 hat der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromerzeugung bereits die 40-Prozent-Marke überschritten. In der WindNODE-Region war es noch deutlich mehr, rund 60 Prozent. Noch vor wenigen Jahren, als dieser Erneuerbaren-Anteil niedrig war, sind Wind- und Solarstrom im großen Stromnetz kaum aufgefallen. Infolge des – wünschenswerten – Zubaus gibt es immer mehr Stunden im Jahr, in denen elektrische Energie nicht unmittelbar genutzt werden kann, sondern eingespeichert werden muss – in elektrischen oder eben in funktionalen Speichern. „Was früher Kohlehalden waren, müssen jetzt Wärme- und Gasspeicher sein“, fordert der ENERTRAG-Gründer. Darum das Stromkabel vom Windpark zum Heißwasserspeicher.

Mehrere Abregelungen im Monat

In Nechlin kommt es inzwischen mehrfach monatlich vor, dass der Stromnetzbetreiber Abregelungen anweist – bis hin zum Stillstand der Windstrom-Produktion. Und das passiert auch und gerade im Winter, wenn Wärme benötigt wird.

Technisch ist die Umwandlung von Windstrom in Heizungswärme kein Hexenwerk. Stefan Käding weist auf einen etwa drei Meter langen Zylinder, der ungefähr den Durchmesser eines Medizinballs hat. „In diesem elektrischen Heizgerät sind rund 100 Metallstäbe verbaut. Wenn da Strom durchfließt, werden sie heiß und heizen das Wasser auf.“ Das funktioniert tatsächlich genau so wie bei einem Durchlauf-erhitzer, der das Badewasser erwärmt. Nur ist hier alles um einiges größer.

Denn statt für 10 Kilowatt ist der elektrische Kessel für die Heizung von Nechlin auf 2.000 Kilowatt ausgelegt. Und im Wasserbehälter befinden sich nicht ein paar Dutzend, sondern eben eine Million Liter Wasser. „Die größte technische Herausforderung lag in Nechlin darin, dass wir hier am Ortsrand aus optischen Gründen einen besonders niedrigen Wärmespeicher bauen wollten“, erklärt Käding.

Kessel mit besonderer Geometrie

Mit einer Höhe von nur fünf Metern ist der Speicher nur ein Viertel so hoch wie die Bäume am Ortsrand. Dafür hat er mit achtzehn Metern einen ungewöhnlich großen Durchmesser. Übliche Wärmekessel haben eine Geometrie, bei der die Höhe um ein Mehrfaches größer ist als der Radius. Der Grund: Wärmespeicher arbeiten am effizientesten, wenn sich eine deutliche Wärmeschichtung bilden kann. Denn dann lässt sich am oberen Rand des Speichers das heiße Wasser für die Heizungen entnehmen, während am Boden des Speichers das abgekühlte Wasser zurückströmt.

Damit das ein- und ausströmende Wasser den Speicher nicht durchmischt wie in einem Whirlpool, muss es gleichmäßig verteilt werden und langsam einströmen. „Diese Konstruktionsdetails wurden für unseren Speicher im Rahmen einer Diplomarbeit berechnet“, erklärt Käding und erläutert weiter: „Wir haben jeweils ein paar Stunden Zeit, um das Wasser aufzuheizen, je nach Dauer der Abregelzeit auf bis zu 95 Grad. Die große Wassermenge sorgt dafür, dass die mittlere Heizleistung von 200 kW dann eine Woche lang zur Verfügung steht, bis der Speicher sich auf 60 Grad abgekühlt hat. Und normalerweise wird bis dahin die nächste Abregelung angewiesen.“ So versorgt das Windfeld das Dorf vollständig mit Wärme.

Ein Zeitfenster tut sich auf

Für Jörg Müller ist Nechlin ein Vorbild für den ganzen Nordosten Deutschlands. Die meisten mittelgroßen Städte in Brandenburg haben – wie in Prenzlau oder Pasewalk – große Wärmenetze, erklärt er, aber auch in den Dörfern seien

solche Netze leicht und kostengünstig zu verlegen. Und: „Etwa bis zu 5 Prozent des Windstroms, die sonst ungenutzt blieben, stehen für die preiswerte Heizung Hunderttausender Häuser bereit.“

Gerade in den östlichen Bundesländern tut sich dabei auch ein besonderes Zeitfenster auf: Nicht nur, dass bundesweit ab 2026 der Einbau neuer Ölheizungen prinzipiell verboten worden ist – die meisten Ölheizungen wurden in den 1990er-Jahren eingebaut und sind jetzt 20 bis 30 Jahre alt. „Hier stehen jetzt Neuinvestitionen an. Wir müssen die Gelegenheit nutzen, um mehr Kommunen für die günstige und klimafreundliche Windwärme zu gewinnen, bevor mit Gasheizungen neue CO₂-Schleudern installiert werden“, fordert Müller. „Man kann in den Standortgemeinden und Städten im Nordosten Deutschlands mit Windenergie lokale Heizlösungen anbieten und zeitnah umsetzen. Dabei ist z.B. eine Kofinanzierung mit Hilfe finanzieller Beteiligungsmodelle wie einem Windwärmebonus denkbar.“ Dass das technisch leicht machbar ist, zeigt Nechlin.

WindNODE macht Projekt erst möglich

Und was ist mit den rechtlichen Hürden? Für Nechlin gibt es, wie für alle WindNODE- und SINTEG-Projekte, eine sogenannte regulatorische Experimentierklausel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die SINTEG-Verordnung, basierend auf § 119 des Energiewirtschaftsgesetzes, schafft bestimmte Freiräume, die es ansonsten nach geltendem Recht und bei Zahlung der EEG-Umlage nicht gäbe. Dadurch wird der Vor-Ort-Verbrauch des Stroms in Anlagen wie Nechlin möglich – um Erfahrungen mit der Technik zu gewinnen und um neue Spielregeln am Energiemarkt ausprobieren zu können. „Regulatorisches Lernen“ heißt das und ist ein neuer Ansatz in der Energiewende-Förderung, der sich auch in der Reallabor-Strategie der Bundesregierung wiederfindet.

„Allein die EEG-Umlage auf erneuerbaren Strom ist weit höher als das, was Erdgas kostet, obgleich die Gestehungskosten von Windenergie niedriger sind“, sagt Jörg Müller, und weiter: „Es ist klimapolitisch kontraproduktiv, dass auf CO₂-freiem Strom immense staatliche Lasten liegen, aber CO₂-Quellen wie Erdgas fast lastenfrei sind. Umgekehrt muss es sein! Wir benötigen klare rechtliche Rahmenbedingungen, damit Projekte wie Nechlin auch nach dem Ende der Experimentierklausel zum Ende des Jahres 2020 möglich werden.“

Das Nechliner Projekt liefert den Beweis, dass Windenergiespitzen, für die ein Netzausbau ohnehin nicht effizient wäre, für eine erneuerbare Wärmeversorgung der Standortgemeinden und -städte nutzbar sind. Die Möglichkeit, preiswert mit der Windkraft vom Ortsrand zu heizen, bietet nicht zuletzt Chancen für eine verbesserte Akzeptanz der Windenergie.

Fernsteuerung für Wärmepumpe und Nachtspeicher

Ein großer Schritt in einem kleinen Keller

Eine Reportage von Marcus Franken und der WEMAG Netz GmbH

Die WEMAG Netz GmbH in Schwerin will ihren Kunden mit Hilfe eines WindNODE-Projektes Stromtarife für Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen anbieten, die sich nach dem Stromüberschuss in ihrem Netz richten. Was jetzt im Keller des Geschäftsführers beginnt, könnte in ganz Deutschland Schule machen.

„Entschuldigen Sie“, sagt Andreas Haak mitten im Interview. Das Handy klingelt. „Das ist meine Frau. Sie ruft nicht an, wenn es nicht dringend ist.“ Und hebt ab.

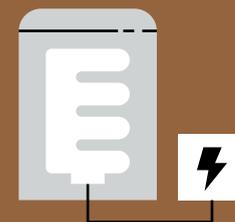
„Ja“, sagt er ins Gerät. Es folgt ein besorgtes „Nein?“, dann spricht er von „Heizung“ und „Handwerkern“ und macht ein langes Gesicht.

Haak ist Chef der WEMAG Netz GmbH, die in Mecklenburg-Vorpommern sowie Teilen von Brandenburg und Niedersachsen 165.000 Haushalte und Gewerbekunden über insgesamt 15.500 Kilometer Stromleitungen mit Elektrizität versorgt. „Immer noch nicht da gewesen? Hm. Ja. Okay. Nicht gut. Ich kümmere mich.“

Betrübt schaut Haak in die Runde: „Die Heizungsbauer sind nicht fertig geworden. Das wird ein kaltes Wochenende.“ Die Wärmepumpe wird an diesem Freitag definitiv nicht mehr angeschlossen. Und die Wettervorhersage hat den ersten Frost für die norddeutsche Tiefebene angekündigt.

Auch wenn es um das Eigenheim ging: Haaks Gespräch mit seiner Frau war dienstlich. Der Geschäftsführer stellt den Keller seines Hauses bei Schwerin für ein Experiment im Rahmen von WindNODE zur Verfügung: Der 30 Jahre alte Ölkessel kommt raus. Dafür wird eine Wärmepumpe eingebaut, die sich mit dem schon vorhandenen Warmwasserspeicher gut ergänzt. Diese Anlage dient den Technikern und IT-Experten der WEMAG als Forschungsobjekt, das mit neuester Steuertechnik ausgerüstet ist, sodass es zentral über den Netzbetreiber netzdienlich gesteuert werden kann.

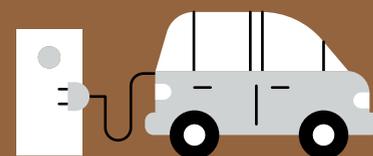
In Zukunft soll der Kompressor der Anlage vor allem dann gestartet werden, wenn viel erneuerbarer Strom im 8.000 Quadratkilometer großen Netzgebiet der WEMAG erzeugt wird. „Für den Pilotstandort brauchten wir einen



Wärmepumpen



Nachtspeicheröfen



E-Mobilität

Dezentrale Kleinanlagen – erneuerbaren Strom nutzen statt abregeln

Quelle: WEMAG Netz GmbH (2020)

Friendly User, der die Techniker jederzeit in den Keller lässt. Da bot sich unser Haus an – denn das kann man ja mit keinem normalen Kunden machen, dass die Handwerker auch mal unangemeldet vor der Tür stehen“, erklärt Haak. Der Fluch der guten Tat: Der Familie des Chefs steht ein kaltes Wochenende bevor.

Erneuerbare ersetzen Kohlestrom

In der Netzleitstelle der WEMAG ist um Haak herum ein gutes Dutzend großer Bildschirme montiert. Zwei Mitarbeiter haben hier nicht nur die Leitungen des 110-kV-Netzes und des 20-kV-Netzes, sondern auch nahezu 3.000 Trafos, Netzknoten sowie die Windräder, Solar- und Biogasanlagen im Blick. Von hier aus werden die Windparks abgeregelt, wenn zu viel Strom im Netz ist.

Früher, erklärt Haak, habe es als großen Stromerzeuger in der Region praktisch nur das Kohlekraftwerk Rostock gegeben. Gute 500 Megawatt Strom drückt das Steinkohlekraftwerk seit 1994 am Netzknoten Bentwisch ins Hochspannungsnetz und über die Verknüpfungspunkte Schwerin-Görries, Parchim-Süd, Perleberg und Güstrow auch in die Mittel- und Niederspannungsnetze der WEMAG. Dabei war das große Kraftwerk im äußersten Norden auch für die Spannungshaltung zuständig.

Das hat sich geändert: Die Stromerzeugung aus Kohle geht zurück und niemand weiß, ob das Kraftwerk in Rostock noch bis zum vereinbarten Kohleausstieg 2038 am Netz bleibt oder schon früher abgeschaltet wird. Gleichzeitig wächst die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Im Gebiet der WEMAG speisen inzwischen Windparks mit einer Leistung von 1.000 MW, Solaranlagen mit 500 MW und Biogasanlagen mit 120 MW Strom ein. Schon seit 2015 wird im Netzgebiet der WEMAG mehr erneuerbarer Strom erzeugt als verbraucht. Auf Jahr gesehen lag der Überschuss des gesamten Netzgebiets im Jahr 2018 bei 39 Prozent. Bis 2030 soll sich die Leistung aus Windkraft & Co. auf mindestens 3.000 MW verdoppeln.

Kunden sollen von Fluktuation profitieren

„Unsere Kunden sollen uns und dem Stromnetz helfen. Also in Zeiten hoher Einspeisung möglichst mehr und bei geringer Einspeisung weniger verbrauchen. Wir wollen zeigen, wie unsere Kunden davon im Gegenzug auch profitieren können, insbesondere durch deutlich günstigere Netzentgelte und Umlagen. So sollen der grüne Strom optimal genutzt und Abschaltungen langfristig auf ein Minimum reduziert werden“, sagt Haak. Im Projekt WindNODE wird darum erprobt, wie die WEMAG Netz GmbH dezentrale Kleinanlagen einbinden kann: Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und in Zukunft auch die wachsende Zahl von Elektroautos. Das Ziel des Projekts: erneuerbaren Strom nutzen statt abregeln.

Schon vor der Montage der Wärmepumpe in Haaks Keller wurde ein Nachtspeicherofen als Pilotgerät in einem Teststand der WEMAG angeschlossen. „Wir finden bei unseren Kunden Nachtspeicheröfen aus den letzten vier Jahrzehnten vor“, sagt Moritz Koch, Techniker im WindNODE-Projekt. Der bisherige Stromtarif der WEMAG ist typisch für diese Öfen: Sie ziehen ihren Strom zwischen zehn Uhr abends und fünf Uhr morgens. Das sind die Zeiten, zu denen in der alten, zentralen und fossilen Energiewelt Strom im Überschuss vorhanden war. Die WEMAG bietet traditionell einen festen Stromtarif von aktuell rund 21 Cent je Kilowattstunde an, das sind rund 15 Prozent weniger als der normale Stromtarif für Haushaltskund:innen. Gesteuert werden die Nachtspeicheröfen mit einer Zeitschaltuhr, die die Ladezeitfreigabe übermittelt.

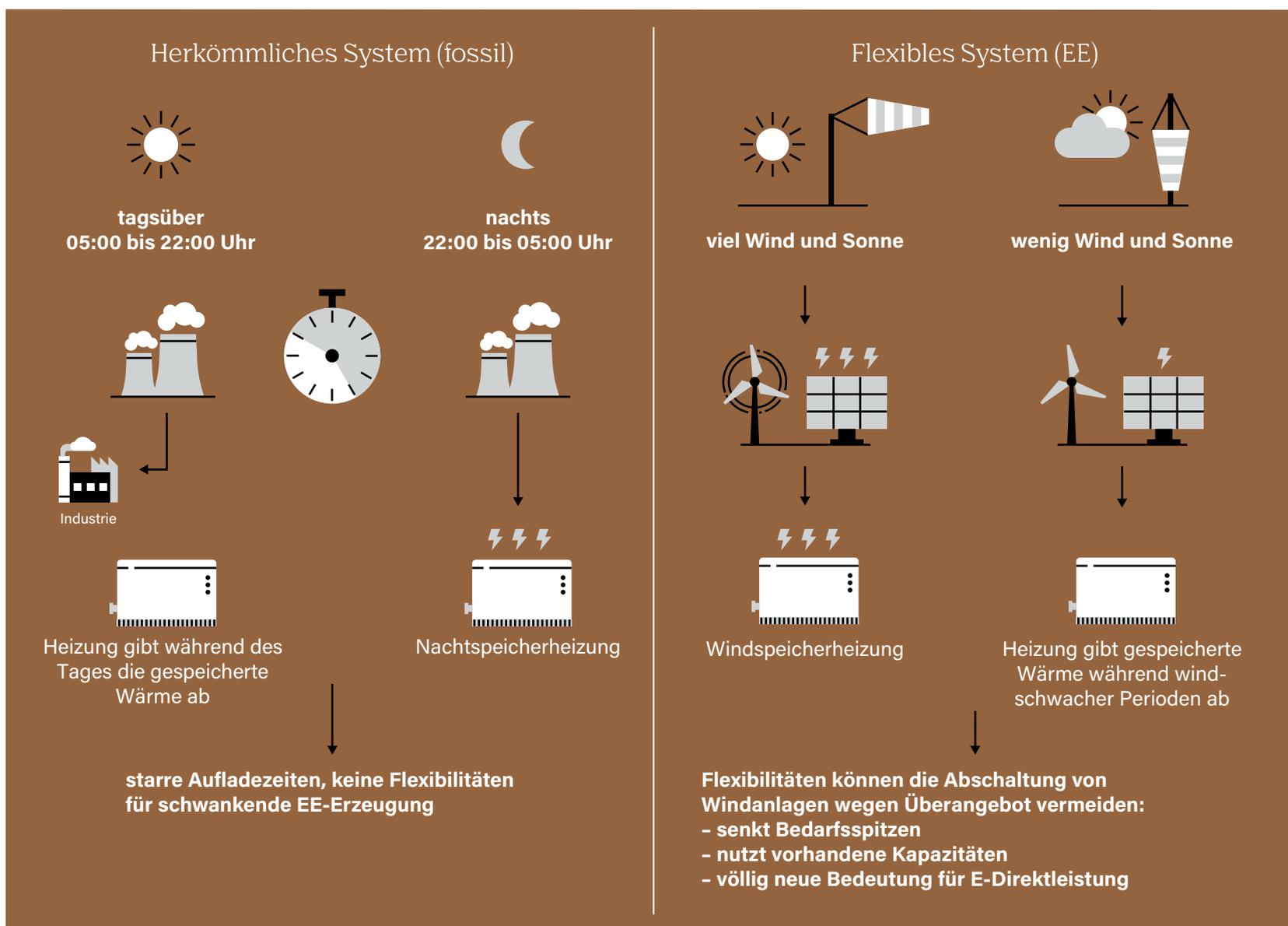
Dieses alte System ist unflexibel: Ob viel oder wenig Strom aus Wind- und Solaranlagen im Netz ist, spielt hier keine Rolle. Dabei kennt die WEMAG als Netzbetreiber natürlich die aktuellen Einspeisewerte der einzelnen Anlagen – die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sehen sie auch auf den Bildschirmen in der Netzleitstelle in Schwerin. Und sie können sie für die nächsten Tage auch recht gut prognostizieren.

Power-to-Heat: Strom als Wärme speichern

In WindNODE wurden die Testgeräte mit einem Smart Meter ausgerüstet. Der digitale Stromzähler misst nicht nur den Stromverbrauch, sondern kann auch Schaltsignale weiterleiten. „Hinter dem Smart Meter als intelligentem Messsystem sitzt eine Steuerbox, die zusammen mit einer neuartigen Steuerungssoftware intelligentes, cleveres Nutzerverhalten möglich macht“, erklärt Koch. Über den Mobilfunkstandard GSM versendet die WEMAG-Leitzentrale Signale an die Relais in der Steuerung. Für den Nachtspeicherofen oder die Wärmepumpe heißt das: Jetzt darf geladen werden. So wie früher bei der Ladezeitfreigabe per Zeitschaltuhr. Der Nachtspeicherofen puffert die Energie in seinen Schamottesteinen. Die Wärmepumpe heizt den Warmwasserspeicher auf, der sich zusätzlich mit einem Heizelement ausrüsten lässt, damit bei einem Stromüberschuss noch mal eine Exportation Strom aus dem Netz gezogen werden kann.

„Wir gehen noch einen Schritt weiter: Wir sagen sogar, ob die Anlage mit voller Leistung oder nur mit einer Teilleistung arbeiten darf“, sagt Koch. Damit kann das System noch genauer auf das aktuelle Verhältnis von Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch reagieren.

Um viele Kunden zum Mitmachen zu bewegen, prüft die WEMAG in dem Projekt auch, wie günstige Netztarife und Umlagen dieses „netzdienliche Verhalten“ ihrer Kunden honorieren können. Das Ziel ist klar: Die Tarife für die Wärme aus Überschussstrom sollen noch unter die heutigen Tarife für Nachtspeicheröfen sinken, um einen Preisanreiz für diese Art der Sektorkopplung zu setzen. So haben alle etwas davon: Die Kunden sparen, das Netz wird entlastet, die Investitionen in den Netzausbau werden vermindert und weniger Strom aus Erneuerbaren geht verloren.



Flexibilitäten nutzen und gestalten — Beispiel Wärmespeicher

Quelle: WEMAG Netz GmbH (2020)

Flexible Wärmepumpe ersetzt Ölheizung

Das Potenzial an schaltbaren Lasten – also Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen – im Netzgebiet gibt Geschäftsführer Andreas Haak aktuell mit bis zu 30 MW an. Im Verhältnis zu den 1.500 MW, die hier aus erneuerbaren Energien eingespeist werden, ist das nicht viel. Aber das ist auch nur der Stand von 2019 mit den Alt- oder Bestandsanlagen.

„Hier auf dem Land wurden nach der Wende in den 1990er-Jahren sehr viele neue Ölheizungen eingebaut, die jetzt alle so langsam ersetzt werden müssen“, sagt Haak. Und da ab 2025 keine neuen Ölheizungen mehr eingebaut werden dürfen, kommen als Alternativen nur Gas- oder Holzheizungen infrage. Oder eben Wärmepumpenheizungen – eine im Vergleich technisch einfache und saubere Sache. Und die Attraktivität steigt noch einmal, wenn die Kunden günstigere Wärmepumpentarife nutzen können. Durch den Umstieg auf die verstärkte Nutzung von Grünstrom zum Heizen wird das bisherige Leistungspotenzial sehr deutlich wachsen.

Darüber hinaus hat Haak den erwarteten Umstieg auf Elektroautos und den Ausbau von industriellen Elektrolyseuren

im Blick, die in windkraftstarken Regionen künftig Überschussstrom vor Ort nutzen könnten.

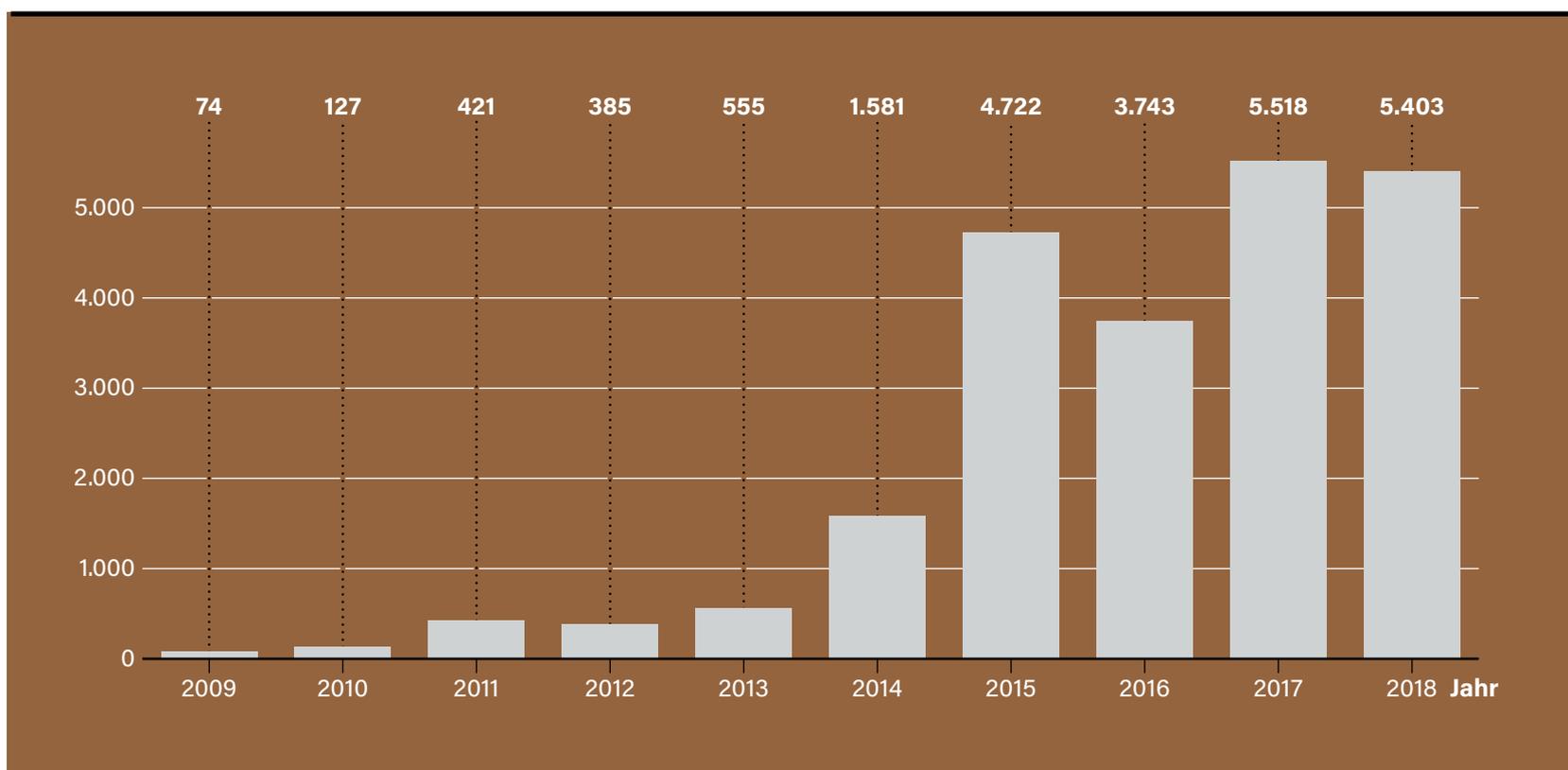
Wenn man alle Möglichkeiten in privaten Haushalten und der Industrie zusammenzähle, kämen künftig etliche Hundert Megawatt an flexibler Last zusammen, ist Haak überzeugt. „Wir als Netzbetreiber sind die Ermöglicher. Wir müssen die Steuerimpulse geben. Dann können kleine und große Anlagen vor Ort selbstständig entscheiden, ob sie diesen günstigen Strom nutzen oder nicht.“ Was bislang fehle, sei der rechtliche Rahmen, sagt Haak mit Blick auf die hohen Abgaben auf Strom einerseits und weiterhin gewährte Subventionen für Öl und Gas andererseits, auch wenn erste Ansätze bereits im Klimapaket der Bundesregierung zu finden sind. „Wir haben einen Bestand mit einem Energierecht, das in 80 Jahren gewachsen ist. Da sind noch viele Hürden zu nehmen, um in die neue Welt zu kommen.“ Und die Kund:innen? Als Kund:in freue ich mich über mehr Platz im Keller und saubere Energie aus Erde und Grünstrom. Ich habe keinen schmierigen Dreck mehr vom Dieselruß im Heizraum (supersauber!) und der Schornsteinfeger muss weitaus seltener kommen. Und zudem: Nach der ersten Abschätzung von drei Monaten Heizen werden die Betriebskosten deutlich geringer. Wie hoch die Ersparnis ist, wird im Projekt noch speziell aufgearbeitet. Manchmal beginnen große Veränderungen in einem kleinen Keller.

Hochtemperatur-speicher

Strom mit 650 °C speichern

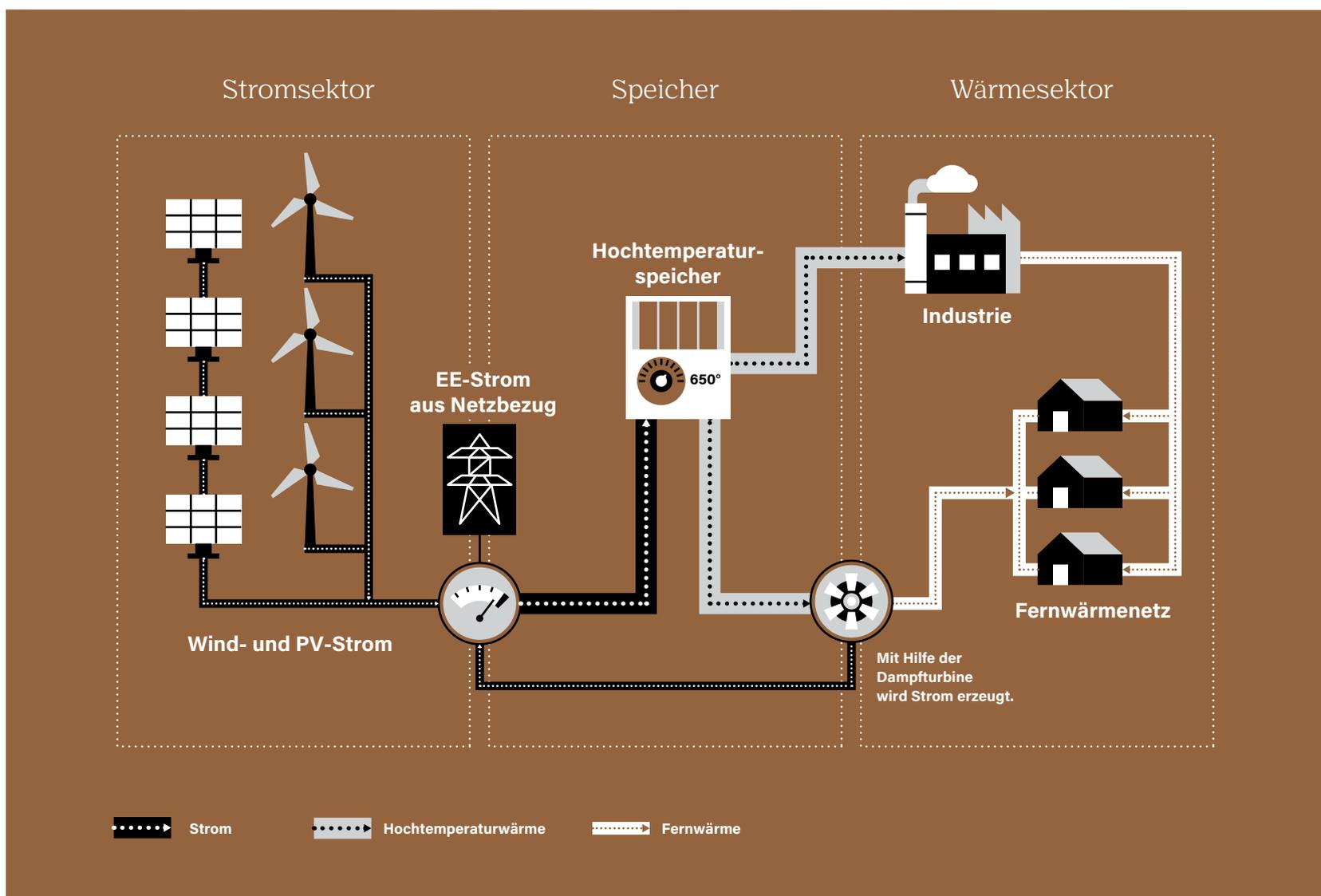
Ein Beitrag von Constanze Adolf und Lumenion

Erneuerbare Energie aus Wind und Sonne ist schon heute die günstigste Primärenergiequelle. Allerdings kann sie nicht bedarfsgerecht erzeugt werden. Je mehr Wind- und Solaranlagen gebaut und in das System integriert werden, umso höher wird der Bedarf, diese sehr variabel anfallende Menge an Energie vor Ort zu nutzen. Der Netzausbau stockt, was es erschwert, den zunehmenden Anteil der Erneuerbaren in das Energiesystem zu integrieren. Doch auch wenn der Netzausbau stärker wäre, würde er kaum helfen, denn das bloße räumliche Verschieben von Energie (so wichtig es ist) hat Grenzen. Dafür sind die Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien einfach zu hoch – und fallen obendrein auch noch viel zu „gleichzeitig“ an, zum Beispiel wenn an einem Sommertag lange und intensive Sonneneinstrahlung bei viel Wind herrscht.



Abregelung der Stromeinspeisung in Deutschland zwischen 2009 und 2018 (in GWh)

Quelle: Statista (2020)



Hochtemperaturspeicher im Energiesystem

Quelle: Lumenion GmbH (2020)

Abregeln gleicht dem Wegwerfen von Energie

Das hat zur Folge, dass erneuerbare Energien teilweise massiv abgeregelt werden, statt sie zu nutzen. In der Abbildung auf der linken Seite sieht man, dass der Anteil an abgeregeltener Energiemengen in den letzten Jahren stark ansteigt. Waren es 2018 rund 5,4 Terawattstunden an abgeregeltener Strom aus erneuerbaren Energien, wurden laut Agentur für Erneuerbare Energien 2019 schon über 6 Terawattstunden abgeregelt. Es werden daher dringend Speichertechnologien benötigt, die in der Lage sind, preiswert große Energiemengen aufzunehmen und bedarfsgerecht wieder abzugeben.

Der Wärme-Sektor verursacht in Deutschland aktuell über die Hälfte des CO₂-Ausstoßes

Von unserer gesamten Energie verwenden wir maximal ein Viertel, vermutlich noch weniger, wirklich in Form von

Strom – für Computer, sonstige Elektronik und Licht. Ein weiteres Viertel der Energie benötigen wir für den Verkehr und Transport. Etwa die Hälfte des Energieverbrauchs in Deutschland wird im Sommer wie im Winter für die Prozesswärmenutzung, zum Heizen, Kühlen und zur Bereitstellung der Warmwassergrundlast als Wärme benötigt. Bisher wird dieser Bedarf bis zu 80 Prozent durch die Verbrennung fossiler Energieträger, wie Kohle und Gas, gedeckt. Hier können Hochtemperaturspeicher Abhilfe schaffen und einen nennenswerten Beitrag zu einer zukünftig CO₂-freien Energieversorgung leisten.

Nutzen statt abregeln

Da die günstigere und saubere Energie aus Wind und Sonne zu Elektrizität umgewandelt wird, sind sektorkoppelnde Speicher besonders gut geeignet, um sie in unser Energiesystem zu integrieren. Hochtemperaturspeicher wandeln Strom aus erneuerbaren Energien, der zum Zeitpunkt seiner Erzeugung nicht genutzt wird, über eine elektrische Heizung in Wärme um. Der Strom kann entweder direkt von einer erneuerbaren Energieanlage oder aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden. Die Wärme steht je nach Anwendungsfall bedarfsgerecht als Fern- oder

Prozesswärme bereit. Auch ist es möglich, die Wärme über eine Dampfturbine rückzuverstromen. Den Strom „abzuregeln“, sprich wegzuwerfen, ist also nicht nur teuer, sondern auch schlicht unnötig.

Auf den Punkt gebracht: die Entkopplung von Erzeugung und Nutzung

Die asymmetrische Funktionslogik von Hochtemperaturspeichern ermöglicht den Ausgleich von tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen im Stromnetz und sorgt so für Netzstabilität, die Abdeckung von Erzeugungs- und Lastspitzen und damit die Entkopplung von Erzeugung und Nutzung. Dies ist möglich, weil Hochtemperaturspeicher sehr schnell große Mengen an erneuerbar erzeugter Energie aufnehmen, diese günstig über mehrere Tage bei bis zu 650 °C speichern und damit den Wärme- und Strombedarf von Industriebetrieben und Versorgern bedarfsgerecht und CO₂-frei verstetigen können. Durch diesen Mechanismus aktivieren Hochtemperaturspeicher die Potenziale der Sektorkopplung, indem sie die Sektoren Wärme und Strom kostengünstig verknüpfen, sprich das „Nebeneinander“ der Sektoren auflösen und passgenaue Verbindungen schaffen. Innerhalb von WindNODE hat die Lumenion GmbH diese Technologie erfolgreich im Realbetrieb getestet.

Eine Schlüsseltechnologie der Energiewende

Einsatzfelder sind zum Beispiel Industriebetriebe und Wärmenetze, gewerbliche Flexibilitäten sowie Wohnungsbau- und Quartierslösungen. Die Speicher-Anwendungen stellen eine Schlüsseltechnologie für die Flexibilisierung und Systemintegration, aber auch für die nächste Phase der Energiewende mit einem deutlich höheren Anteil erneuerbarer Energien dar. So wird aus der Strom- eine Energiewende, die alle Lebensbereiche umfasst.

Krass formuliert: die Kostendifferenz von Strom und Wärme

Allen Anwendungen gemein ist die Tatsache, dass die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie stark von den Stromkosten abhängt, da die beiden Sektoren nicht nur physisch, sondern auch regulatorisch und wirtschaftlich getrennt sind. Krass formuliert kostet Strom für Haushaltskund:innen heute

30 Cent/kWh, aber Wärme 6 Cent/kWh. Das liegt unter anderem an den vielen Abgaben auf Strom, zum Beispiel für den Transport durch die Netze. Deswegen zahlt man, selbst wenn man eine „überschüssige“ kWh für 0 Cent aus dem Netz nimmt, immer noch ca. 15 Cent an diversen Gebühren. Auch mit 100 Prozent Wirkungsgrad kostet so die thermische kWh 15 Cent. Und das, obwohl man dem Gesamtsystem „einen Gefallen tut“, indem das Netz entlastet wird und die saubere Energie sinnvoll genutzt wird. In dem Zusammenhang befinden sich Speichertechnologien bei der Energieaufnahme sowie bei der -abgabe in einem regulatorischen Spannungsfeld, das, fachkundig aufgelöst, ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial darstellen kann.

Weitere Arten von Energiespeichern

Elektrochemische Speicher, also Batterien bzw. Akkus, sind sehr vielseitig und können viele wichtige Systemaufgaben von Kohle- und Gaskraftwerken übernehmen. Ihre Aufgaben bestehen in Frequenzregulierung, Spannungshaltung, Blindstromleistung und Schwarzstart. Eben diese Feinheit macht sie aber leider auch vergleichsweise teuer. Neben dem Lithium und der Batteriezelle braucht es noch viel Leistungselektronik, Software, Klimaanlage und sonstige Technik drumherum. Diese Komplexität kostet Geld, was Batterien ungeeignet zum Speichern von großen Energiemengen macht. Hier kommen die thermischen Speicher ins Spiel.

Windenergie kommt in Wellen

Biomasse und geothermische Energie sind natürlich wichtig, aber einfach viel begrenzter verfügbar als Wind- und Sonnenenergie. Zur Erinnerung: Solar- und Windenergie fällt tendenziell in „Wellen“ an. Mal gibt es sehr viel, dann wieder weniger. Ganz grob: Auf 100 Prozent Erneuerbare hochgerechnet, sind die „Spitzen“ 3- bis 4-mal höher als der Strombedarf. Danach folgt meist eine 3- bis 4-mal so lange Phase mit weniger sauberer Produktion. Wir brauchen aber, wie gesagt, die meiste Energie gar nicht als Strom. Deshalb ist es sinnvoll, die „Stromspitzen“ zu nutzen, um kontinuierlich Wärme (oder Kälte) zur Verfügung zu stellen.

Best Practices

Digitalisierung

Malte Viefhues

Digitalisierung als Ermöglicher der Energiewende. Was versteht man unter Digitalisierung in der Energiebranche und welcher konkrete Nutzen erwächst daraus?

Über kaum ein Schlagwort stolpert man derzeit häufiger als über die „Digitalisierung“ – so auch in der Energiewirtschaft. Was verbirgt sich dahinter? In erster Linie wird die Digitalisierung in der Energiewirtschaft als automatische Erfassung und Verarbeitung sowie sichere Übertragung von Informationen verstanden, mit denen der Betrieb unseres Energieversorgungssystems ermöglicht wird. Erneuerbare Energien und Digitalisierung bedingen sich gegenseitig. Denn einerseits führen die inzwischen fast zwei Millionen dezentralen Windkraft- und Solaranlagen zu neuen und aufwendigen Abstimmungsbedarfen – Prognosen über die Wetterverhältnisse, Anforderungen an die Netz- und Systemführung, perspektivisch auch das „gesteuerte Laden“ von Elektrofahrzeugen und anderen Verbrauchern. Andererseits ergeben sich aber aus der Verfügbarkeit von besseren Energiedaten dank der „Smart Meter“ (intelligente Messeinrichtungen) ganz neue Möglichkeiten, Menschen über ihren Verbrauch zu informieren und zu aktiven Teilnehmer:innen der Stromversorgung zu machen. Und nicht zuletzt verursacht auch die Digitalisierung selbst, beispielsweise in Großrechenzentren, einen ganz erheblichen Strombedarf, den es intelligent zu decken gilt – doch das ist ein Thema, das über dieses Buch hinausgeht.

Digitalisierung: Eine Vielfalt an aufeinander aufbauenden Innovationen

Digitale Prozesse bringen dabei drei wesentliche Vorteile mit sich:

1. Software macht die Energiewirtschaft flexibel: Digital erfasste Produktionsprozesse können per Knopfdruck als Flexibilität genutzt werden.
2. Digitalisierung ermöglicht Sektorkopplung: Durch Normung und Standardisierung können Informationen branchen- und sektorübergreifend zusammengebracht und durch Maschinen ausgelesen, analysiert und anschließend in Entscheidungsprozesse eingebracht werden.
3. Digitale Transparenz dient der Optimierung energiewirtschaftlicher Prozesse: Digitalisierte Prozesse schaffen eine hohe Datenverfügbarkeit, wie beispielsweise beim Stromhandel, wodurch beispielsweise Echtzeithandel ermöglicht wird.

Erfolgreiche Digitalisierung wird modular umgesetzt und baut aufeinander auf. Dabei ist sie kein Selbstzweck, sondern erfolgt in erster Linie anhand der Orientierung an konkreten energiewirtschaftlichen Fragestellungen.

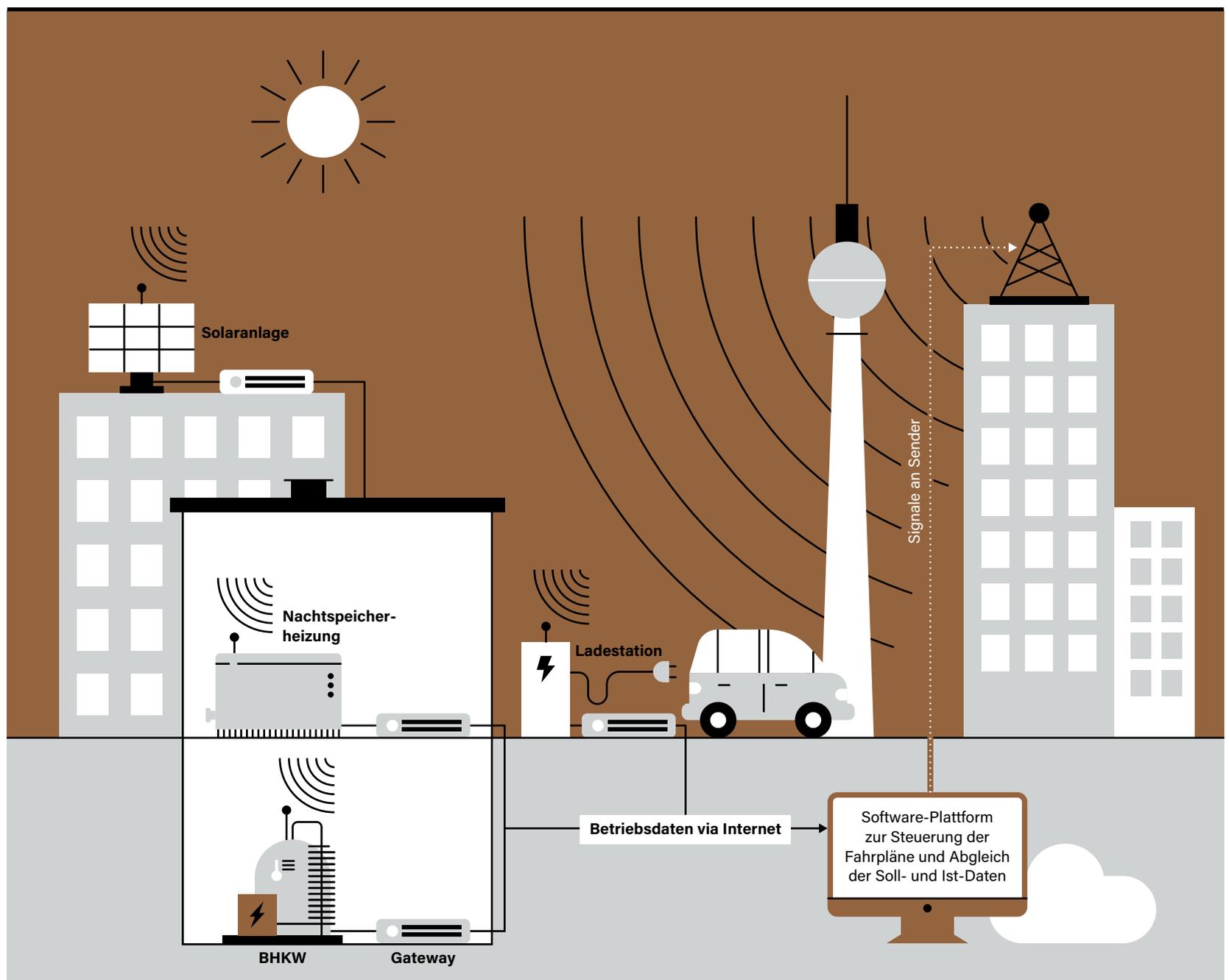
Digitalisierung in der Energiewirtschaft stellen wir anhand von zwei Beispielen aus dem Projekt WindNODE vor:

- Solandeo stellt ein neues Prognosesystem bereit. Dadurch können die Erträge besser geplant und Unsicherheiten minimiert werden, was dazu führt, dass weniger Ausgleichsenergie gekauft werden muss und somit Profite erhöht werden können. Die Prognosen stützen sich dabei auf selbstlernende Algorithmen, auch als künstliche Intelligenz bekannt.
- Ein weiteres anschauliches Beispiel für erfolgreiche Digitalisierung ist das gemeinsame Projekt von Stromnetz Berlin, devolo und Bosch.IO. In Berlin sollen rund 90.000 intelligente Messsysteme (Smart Meter), bei den größeren Stromverbrauchern verbaut werden. Diese erleichtern beispielsweise die automatisierte Erstellung von Stromrechnungen, ohne dass Ablesungen vor Ort erforderlich sind, und schaffen für Kund:innen größere Transparenz darüber, wann und wie viel Strom sie verbrauchen. Darüber hinaus soll perspektivisch die Möglichkeit entstehen, über Steuersysteme flexible Endverbraucher je nach Netzbetriebszustand anzusteuern, also Elektroautos, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen.

Das Betriebssystem der Energiewende

Eine Reportage von Marcus Franken und Stromnetz Berlin, devolo sowie Bosch.IO

In WindNODE entwickeln und testen Soft- und Hardwarehersteller wie Bosch Software Innovations und devolo zusammen mit dem Netzbetreiber Stromnetz Berlin die Technik, mit der sich Tausende Kleinanlagen für die Energiewende mobilisieren lassen. So entsteht das digitale Rückgrat für das Stromnetz der Zukunft.



Fernsteuerung Tausender Anlagen über Internet und Strom-Paßer

Quelle: Stromnetz Berlin (2020)

„Wir bauen in WindNODE das digitale Netz für eine neue Energiewelt“, hatte Sandra Maeding versprochen. Aber alltäglicher als in dieser 60er-Jahre-Siedlung in Berlin-Prenzlauer Berg könnte ein Hausflur nicht sein: Rauputz, Betonstufen, dünne Handläufe. „Haben Sie etwas Spektakuläres erwartet?“, fragt die Projektmanagerin von Stromnetz Berlin lachend. Sie geht weiter voran, nimmt die Treppe in den Keller, geht Richtung Heizzentrale. Dann öffnet sie die Feuerschutztür zur Heizzentrale, dahinter: aufgeräumte Leere; ein Blockheizkraftwerk, das leise brummt. Ein Labyrinth von isolierten Heizungsrohren unter der Decke. An der Wand ein weiß-beiger Zählerschrank. Neue Energiewelt? Oder doch eher ein Keller wie hunderttausend andere in Berlin?

„Wenn die Energiewende erfolgreich sein soll, dann muss sie gerade solche ganz alltäglichen Orte erreichen“, sagt Maeding. Das Besondere ist die Normalität. Selbst im Zählerschrank deuten nur dunkle, salzstreuergroße Einbauten darauf hin, dass in dieser Siedlung im Rahmen des WindNODE-Projekts „Vernetzter Endkunde – steuerbare Lasten und neue Dienstleistungen“ gerade ein Stück Stromnetz der Zukunft gebaut wird. Genauer gesagt: Das Netz bleibt erst einmal, wie es ist, aber es gerät unter digitale Steuerung.

Die vermeintlichen Salzstreuer sind sogenannte Optokoppler, die für jede einzelne der 224 Wohnungen in sechs Gebäuden den Stromverbrauch auslesen. Dann schicken sie diese Daten an Bildschirme in den Wohnungen, über die die Mieter:innen ihren Stromverbrauch im Blick haben und die Heizung in ihrer Wohnung steuern können.

90.000 Gateways für Berlin

Doch für WindNODE ist etwas anderes wichtiger: „Wir werden hier ein Smart Meter Gateway installieren“, erklärt Maeding. Das Gateway bildet das digitale Tor, das die Daten der digitalen Zähler nach draußen sendet – das ist ein wichtiger Schritt, um das Stromnetz mit den Informationstechniken zu verheiraten. Rund 90.000 Smart Meter will Stromnetz Berlin im Rahmen des Rollouts bei den größeren Stromverbrauchern in Berlin einbauen.

Die Daten werden zunächst auf die Server von Stromnetz Berlin übertragen. Stromnetz Berlin ist aber nicht nur für die Messstellen verantwortlich, sondern auch für die Weiterentwicklung des Stromnetzes. Und hier lautet das nicht so ferne Ziel: gleichzeitig das Stromnetz Berlins im Blick zu haben, die Stromabrechnung zu automatisieren und Zehntausende kleine Solaranlagen und Stromverbraucher vom Kühlhaus bis zum Elektroauto – sogenannte elektrische Anlagen in der Niederspannung – zu überwachen. Und, wenn die Stabilität des Stromnetzes das erfordert, auch zu- und abschalten zu können. Ein Lösungsansatz für diese Mammutaufgabe ist die Entwicklung einer spezifischen Softwareplattform. „Letztlich geht es um das Betriebssystem der Energiewende“, fasst Mark Nigge-Uricher, technischer Projektleiter von Bosch Software Innovations, den Anspruch an die Plattform zusammen. „Unter dem Dach einer solchen Softwareplattform müssen viele verschiedene Softwareprozesse aufgebaut werden“, erklärt er weiter. „Wir haben dabei in WindNODE die Chance, die von uns entwickelte Software ‚Meter Gateway Manager‘ in der Praxis zu testen und weiterzuentwickeln.“

Rund 50 Berliner Entwickler und Entwicklerinnen von Bosch Software Innovations arbeiten im Bosch-Campus im geschichtsträchtigen Ullsteinhaus im südlichen Berlin. Von einer Terrasse blickt Nigge-Uricher auf den frisch sanierten Binnenhafen in Tempelhof. Die Programmiererinnen und Programmierer arbeiten gleichzeitig an mehreren Aufgaben:

- ▶ der Software für den Betrieb der Gateways (dem sog. Meter Gateway Manager) und dem Metering Data Hub, der das Handling der Stromdaten entsprechend der gesetzlichen Sicherheitsvorgaben erfüllt,
- ▶ der Erweiterung der Software für Daten aus digitalen Gas- und Wasserzählern (dem sog. Multi Metering) sowie
- ▶ der Erweiterung des Meter Gateway Managers und Metering Data Hubs um sog. StromPager, die Stromverbraucher und kleine Solaranlagen schalten können.

Und so sitzen die Programmiererinnen und Programmierer vor großen Bildschirmen, auf denen die Rauten, Kreise und Rechtecke ihrer Ablaufdiagramme mit dünnen Pfeilen und Linien verbunden werden. „Wenn, dann“, „Gehe zu ...“, „Sende an ...“ – sie tüfteln daran, dass die Software für jeden „Case“ eine Programmschleife zur Verfügung hat. Es ist eine Welt aus Fachslang und Akronymen: Workflowconnector, Controllable Load, MDM, SMGWA und iMSys.

Was das konkret bedeutet, zeigt sich im Keller der Prenzlauer-Berg-Siedlung. „Stellen Sie sich vor, Ihnen gehören dieser Keller und das kleine Blockheizkraftwerk“, fordert Sandra Maeding von Stromnetz Berlin ihre Besucher:innen auf. Dann könne man beispielsweise auf die Idee kommen, nur noch Strom aus Windenergie beziehen zu wollen und dazu einen Batteriespeicher einzubauen. Ebenso wäre es möglich, überschüssigen Windstrom über Heizelemente (Power-to-Heat) in den vorhandenen Wasserspeichern in Heizenergie oder Warmwasser umzuwandeln oder das kleine Blockheizkraftwerk mithilfe eines Stromhändlers auch für Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Aber wie?

Der erste Schritt ist das Gateway, das überhaupt erst einmal aktuelle Daten zu Stromverbrauch und zur Leistung des Blockheizkraftwerks nach außen sendet. Hier setzt Stromnetz Berlin ein Gateway des Hardwareanbieters devolo ein und nutzt die Software von Bosch Software Innovations.

Datensicherheit durch digitale Einbahnstraßen

Um das Blockheizkraftwerk oder den Batteriespeicher von außen zu drosseln oder hochzufahren, müssen hohe Ansprüche an Datenschutz und Datensicherheit erfüllt werden. Stromnetze gehören per Gesetz den kritischen Infrastrukturen an, bei deren „Ausfall oder Beeinträchtigung [...] dramatische Folgen eintreten würden“ – so das Gesetz. Hier gelten verschärfte Anforderungen an die Cybersicherheit. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat für die Gateways entsprechend hohe Standards definiert. „Hier richten wir ergänzend dazu eine ganz neue Technik für die Steuerung von Anlagen wie diesem Blockheizkraftwerk oder auch Nachtspeicheröfen ein“, so Maeding.

Von solchen „schaltbaren Lasten“ und den „Flexibilitätsreserven der Verbraucher“ ist in der Diskussion über die

Energiewende oft die Rede. Das Prinzip ist klar: Im Stromnetz geht es darum, dass der Stromverbrauch immer genauso groß sein muss wie die Produktion. Wenn viel Strom aus Erneuerbaren im Netz ist, sollten idealerweise auch Stromabnehmer vom Wohnquartier bis zur Fabrik mehr Strom verbrauchen – wenn sie denn können und es sinnvoll ist. Und wenn bei Flaute oder fehlendem Sonnenschein kein Strom da ist, dann sollte es möglich sein, auch einen Teil des Stromverbrauchs zurückzufahren. Im lokalen Verteilnetz von Netzbetreibern wie Stromnetz Berlin geht es aber gleichzeitig auch darum, dass man dazu möglichst viele mittlere Verbraucher, zum Beispiel Gewerbekunden, mit Steuerungssignalen erreicht. Dabei darf natürlich die Belastungsgrenze der Stromnetze vor Ort nicht überschritten werden.

Rundsteuertechnik ablösen

Solche flexiblen Verbraucher sind unverzichtbarer Teil der Energiewende. Tatsächlich können einzelne Anlagen wie industrielle Kühlhäuser, Nachtspeicheröfen und manche Straßenbeleuchtung schon heute ferngesteuert an- und ausgeschaltet werden. Traditionell greifen die Netzbetreiber hier vor allem ein, wenn sie die Sicherheit ihres Stromnetzes gefährdet sehen. Dazu wird bis heute in vielen Netzen die sogenannte Tonfrequenzrundsteuertechnik (TFR) eingesetzt, eine Technik der 1950er-Jahre, bei der Signale über die Stromleitungen gesendet werden. Die TFR ist inzwischen am Ende ihres Produktlebens angekommen, wodurch der Betrieb eines solchen Systems zusehends unwirtschaftlicher wird. Eine Anforderung an die gesuchte Ersatztechnologie: Sie muss auch in den Kellern der Häuser stabil verfügbar sein.

Zwar stehen heute Internet und etliche Mobilfunkfrequenzen zur Verfügung – zumindest theoretisch. Doch längst nicht jeder Heizungskeller hat einen Internetanschluss und Mobilfunkstandards wie das GSM-Netz sind aus einem anderen Grund nicht einsetzbar: „Schauen Sie mal auf Ihr Handy“, sagt Sandra Maeding im Keller in Prenzlauer Berg. „Sie haben hier keinen Empfang.“ GSM würde selbst in Berlin, das praktisch 100 Prozent Mobilfunkabdeckung hat, nur in zwei von drei Kellern zuverlässig funktionieren.

Die Rückkehr der Pager

Kleiner und günstiger ist dagegen eine Technik, die man eigentlich nur noch aus 90er-Jahre-Krankenhausserien kennt: der Pager. Dieses Piepsgerät in der Größe einer Streichholzsachtel hing einst am Gürtel von Ärzt:innen, die auch vor der Zeit des weltumspannenden Mobilfunks immer erreichbar sein mussten. In Deutschland hat die damalige Telekom dieses sogenannte Funkrufnetz aufgebaut – und später an die Firma e*Message verkauft. Diese bietet es heute vor allem Feuerwehren und privaten (Sicherheits-)Unternehmen an. Die Pager sind eher mit Hörfunk und Fernsehen vergleichbar: Das Signal geht von einem Sendemast aus und kann von beliebig vielen Geräten empfangen werden.

Dabei ist dieses Pager-Signal so stark, dass es auch durch 99 Prozent aller Berliner Kellerdecken dringt.

„Teil unserer Entwicklung in WindNODE ist es, auch die Steuerung der Pager in unsere Softwareplattform zu integrieren“, erklärt Mark Nigge-Uricher von Bosch Software Innovations. Der StromPager soll eingesetzt werden, um bei Anlagen wie Blockheizkraftwerken oder Batteriespeichern die Leistung so zu verändern, wie der Betreiber oder sein Stromhändler das wollen. Der Pager kann (als unidirektionales System) aber nicht zurückmelden, ob die Anlage das Signal auch verstanden und umgesetzt hat. Diese Information – und da schließt sich der Kreis – soll zukünftig über das Gateway an die Softwareplattform gesendet werden. Die Softwareplattform muss dann in der Lage sein, die Rückmeldungen entsprechend zu verarbeiten.

„Während das Ausrollen der für den freien Markt zertifizierten Smart Meter auf sich warten lässt, haben wir in WindNODE schon etliche Hundert Systeme im Einsatz und können das Zusammenspiel von Hard- und Software in einer realen Testumgebung erproben“, sagt Mark Nigge-Uricher. Und auch Sandra Maeding von Stromnetz Berlin betont: „Wir erfinden hier keine neuen Techniken, aber wir setzen Technik in einem neuen System zusammen.“

Stromnetz Berlin wird in Berlin etwa 90.000 Verbraucher mit einem Strombedarf von mehr als 6.000 Kilowattstunden oder einer eigenen Stromerzeugung von mehr als 7 Kilowatt mit modernen Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways ausrüsten. Um auch mehr Informationen über das eigene Verteilnetz in Berlin zu erheben, werden ungefähr 3.000 Ortsnetzstationen im Stromnetz mit Betriebsmessgeräten ausgerüstet, die hochauflösende Messwerte von allen Niederspannungsabgängen in Richtung Leitstelle liefern. Sandra Maeding: „Durch die Digitalisierung können wir das Netz künftig noch sicherer betreiben und wissen noch besser, in welche Richtung der Ausbau gehen muss. Das ist umso wichtiger, wenn neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge hinzukommen und sich die Anforderungen an das Stromnetz ändern.“

Künstliche Intelligenz und digitale Stromzähler

Muster erkennen statt Wetterprognose

Eine Reportage von Marcus Franken und Solandeo

Digitale Stromzähler liefern immer mehr Echtzeit-Daten über die Stromerzeugung aus Windkraft und Solaranlagen. Sie helfen, das Stromnetz fit für die Energiewende zu machen. Das Berliner Start-up Solandeo verwendet diese Daten für schnellere, billigere und räumlich besser aufgelöste Prognosen der Energieerzeugung aus Erneuerbaren. Und hilft damit Netzbetreibern und Stromhändlern, die Energiewende billiger und sicherer zu machen.

Der Wind treibt Schnee über die kahlen Felder zwischen den Windrädern von Feldheim in Brandenburg. Die Sonne steht blass hinter Hochnebeln, als Friedrich Rojahn eine Tür in einem grell bemalten Flachbau öffnet: Warme Luft drängt hinaus, das Licht fällt in einen schmalen Gang mit 48 Schaltschränken voller Lithium-Ionen-Akkus in knalligem Orange. „Feldheim ist ein Mikrokosmos der Energiewende“, sagt Rojahn, Mit-Gründer des Energie-Start-ups Solandeo aus Berlin.

Zusammen mit der Firma Energiequelle, den Betreibern des Großspeichers, entwickelt Solandeo in WindNODE neue Verfahren, um die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien besser vorherzusagen. Dazu hat Solandeo in dem Flachbau, der Akkus mit einem Speichervolumen von 10.700 Kilowattstunden Strom beherbergt, zwei von vielen Tausend digitalen Stromzählern verbaut.

Die Geräte liefern Echtzeit-Daten in die Solandeo-Zentrale in Berlin. Andere Zähler stecken in Windrädern, Solaranlagen und Biogasanlagen in ganz Deutschland. Sie sagen den jeweiligen Betreibern, wie viel Strom ihre Anlagen in jedem Moment produzieren, und können „live“ über ein Portal verfolgt oder in verschiedenen Datei-Formaten ausgelesen werden. Dieser sogenannte Messstellenbetrieb ist das Tagesgeschäft von Solandeo.

Regionale Vorhersagen im Bereich weniger Stunden

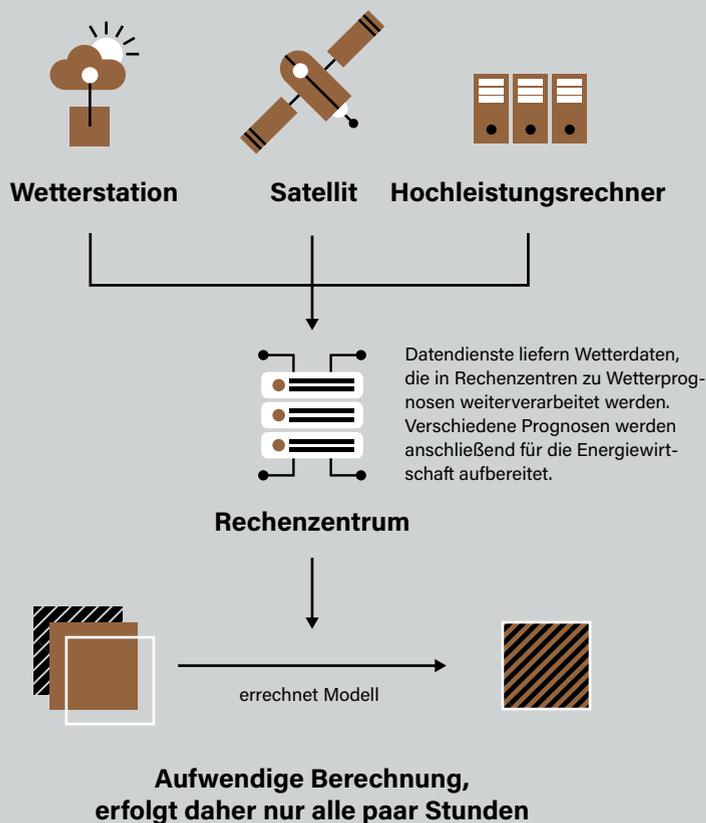
Innerhalb von WindNODE forscht Solandeo zusammen mit Grünstromhändlern, Windkraftfirmen und dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz daran, die Daten aus den Stromzählern auch für Vorhersagen über die Stromproduktion einzusetzen. Ziel ist es, Windräder und Solaranlagen noch besser zu nutzen und Abschaltungen weiter zu vermindern.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Vorhersagen aus Wettermodellen liefert Solandeo dabei lokale Vorhersagen (bis hinunter zu einer einzelnen Anlage) und kurzfristige Prognosen – üblicherweise im Bereich weniger Stunden. „Unser Projekt bringt Stromhändlern Mehreinnahmen an der Börse und erleichtert Netzbetreibern Netzmanagement und -optimierung“, sagt Rojahn. Zur Analyse der Millionen von Daten aus den Smart Metern nutzt Solandeo selbstlernende Algorithmen – besser als künstliche Intelligenz bekannt.

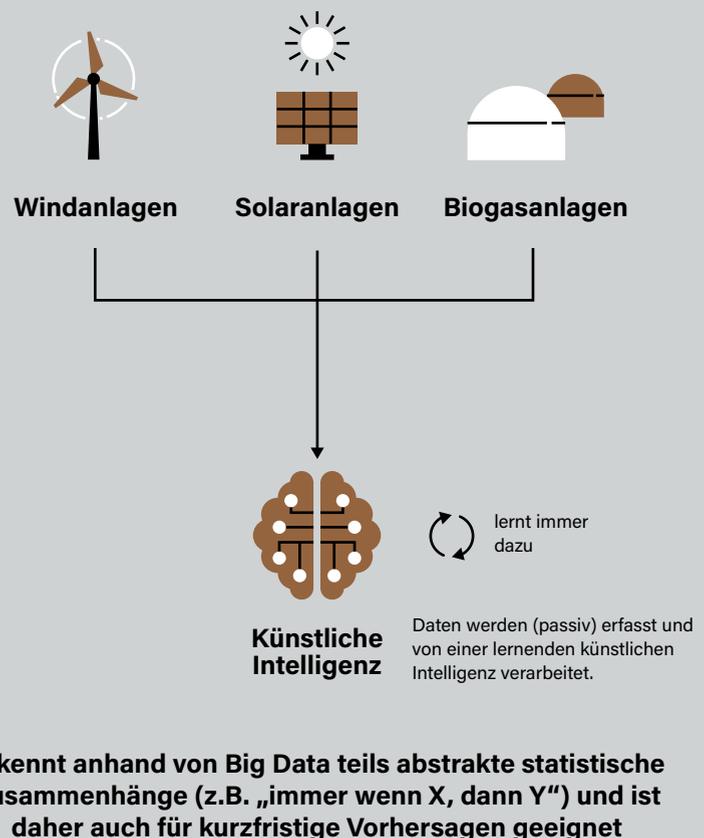
Prognosefehler kosten Geld

Auch die Solaranlagen und viele Windräder in Feldheim gehören der Firma Energiequelle. 1997 wurde Energiequelle

Wetterprognose



Datenprognose



Aus Daten Vorhersagen ableiten

Quelle: Solandeo (2020)

als Zwei-Mann-Unternehmen gegründet, inzwischen arbeiten mehr als 200 Angestellte und haben Anlagen mit mindestens 1.200 Megawatt installierter Leistung gebaut – das entspricht einem sehr großen Braunkohlekraftwerk. Wetterprognosen werden bei der Windenergie schon immer eingesetzt: etwa, um Service- und Wartungsarbeiten in Zeiten zu legen, in denen Windräder und Solaranlagen am wenigsten Strom produzieren. Wenn die Prognosen besonders viel Wind vorhersagen, stockt das Unternehmen die Zahl der Mitarbeiter:innen im Bereitschaftsdienst auf – denn bei hoher Leistung kommt es bei Windrädern erfahrungsgemäß auch zu den meisten Störungen.

Wozu das Unternehmen Produktionsprognosen noch braucht, erklärt Doreen Raschemann: „Ein besonders genauer Forecast (Vorhersage) ist bei uns für den Verkauf des Öko-Stroms aus unseren Anlagen an der Börse wichtig.“ Raschemann ist Vorstand der Energiequelle-Stiftung und Leiterin des Besucherzentrums in Feldheim. „Jede Abweichung zwischen unserer Erzeugungsprognose und der tatsächlichen Einspeisung kostet Geld“, sagt sie.

Unsicherheiten der Wetterprognosen minimieren

Denn wenn die Stromhändler eine bestimmte Strommenge an der Börse anbieten, dann müssen sie auch liefern. Und

wenn die prognostizierte Strommenge nicht stimmt, dann müssen sie teuren Strom zukaufen – oder überschüssigen Strom billig abgeben. Gute Stromprognosen helfen, diese Verluste klein zu halten.

„Wenn man wissen will, wie viel Strom eine Anlage am nächsten Tag oder in der nächsten Woche produziert, wird man auch in Zukunft auf die Wettervorhersage schauen“, sagt Rojahn. Denn das klappt mit einer gewissen Restunsicherheit recht gut. Schon seit Jahrzehnten nutzen Meteorolog:innen die Daten von Wetterstationen, Satelliten und Hochleistungsrechnern, um immer bessere Vorhersagen zu treffen. Der staatliche Deutsche Wetterdienst (DWD) gehört zu den größten Betreibern von Rechenzentren in Deutschland. Die Prognosen werden immer aufwendiger: In Offenbach laufen mehrere Supercomputer, die regelmäßig für zweistellige Millionenbeträge erneuert werden. Auf deren Wetterprognosen greifen mehr als ein Dutzend Anbieter von Wetterdaten für die Energiewirtschaft zu. Die bereiten sie dann für Kunden wie Energiequelle, Netzbetreiber und Stromhändler weiter auf. Insgesamt soll sich der privatwirtschaftliche Markt für solche Dienstleistungen allein in Deutschland auf jährlich 50 Millionen Euro belaufen. Die Kunden kaufen dabei meist Prognosen von bis zu einem Dutzend Anbietern ein und kombinieren sie möglichst so, dass sich deren Stärken und Schwächen gegenseitig ausgleichen.

Aber: „Solche Prognosen liefern meist nur eine Prognose für eine Fläche mit Kantenlängen von einem mal einen Kilometer“, sagt Friedrich Rojahn. Und wegen der zeitraubenden Berechnungen der Wettermodelle geben die Supercomputer nur alle paar Stunden eine neue Prognose heraus.

Prognosen liefern Netzsicherheit

Für Netzbetreiber ist das oft zu grob. Denn sie müssen den Strom von Solaranlagen und Windkraftwerken in ihrem Netzbereich ebenfalls im Kurzfristhandel an der Börse verkaufen. Und im Netzgebiet von 50Hertz – mit Ausnahme von Hamburg gleichzeitig Projektgebiet von WindNODE – sind allein rund 5.000 Megawatt Solarstrom installiert, die laufend über die Börsen gehandelt werden. Die Einnahmen aus dem Handel kommen allen Stromkunden zugute, da sie gegen die staatliche Grünstromvergütung (sogenannte EEG-Umlage) aufgerechnet werden.

Zweitens geht es den Betreibern der Stromnetze darum, dass einzelne Umspannwerke nicht überlastet werden. Diese Umspannwerke sammeln den Strom aus einem bestimmten Bereich des Stromnetzes und wandeln ihn so um, dass er in Hoch- und Höchstspannungsleitungen eingespeist und von da abtransportiert werden kann. Je mehr Vorab-Informationen sie über die Wind- und Solaranlagen in der Nähe haben, desto effizienter können sie das Netz betreiben und – langfristig – auch ausbauen. Das alles spart Geld für den Netzbetrieb und macht die Energiewende billiger.

Solandeo schafft schnelle, kleinräumige Prognosen

Für solche Anforderungen reichen die Vorhersagen aus der Wetterprognose nicht aus. Denn oft sind Wetterphänomene viel kleinräumiger und kurzlebiger. Nebel etwa – das weiß jeder Autofahrer:in – kann alle 50 Meter zwischen klarer Sicht und totaler Waschküche wechseln; dementsprechend kann die Stromproduktion zweier benachbarter Solaranlagen sehr unterschiedlich sein. Und auch Windturbulenzen machen sich oft schon von einer Windkraftanlage zur nächsten in plötzlichen Leistungsänderungen bemerkbar. Das lässt sich mit herkömmlichen Wettermodellen nicht erfassen.

Geht es nicht auch anders?

Solandeo stellt die herkömmliche Prognose quasi auf den Kopf. Anstatt Satellitenbilder zu studieren, über komplexe Wettermodelle zu grübeln und dieses Wissen mit den Leistungsdaten von technischen Anlagen zu kombinieren, sammeln die digitalen Messgeräte von Solandeo möglichst viele Produktionsdaten von möglichst vielen Anlagen direkt – und die selbstlernenden Algorithmen suchen dann nach Mustern in diesem permanenten Datenstrom.

Je länger die Daten analysiert werden, desto eher lassen sich auch Aussagen darüber treffen, wie viel Strom eine einzelne Erneuerbare-Energien-Anlage wohl in der nahen Zukunft produzieren wird. Der Wetterprophet wird dabei durch Algorithmen ersetzt, die große Datenmengen analysieren und mithilfe von selbstlernenden Computersystemen immer besser werden, je mehr Daten man ihnen gibt. Die

Informationstechniker:innen sprechen hier von Big-Data-Analyse, selbstlernenden neuronalen Netzwerken oder eben von künstlicher Intelligenz. Die Basis dafür ist eine Infrastruktur aus möglichst vielen digitalen Zählern an Erneuerbare-Energien-Anlagen – so wie Solandeo schon einige Tausend hat.

Muster erkennen statt Wetter verstehen

Der Unterschied zu den herkömmlichen Prognosen auf Basis von Wettermodellen: Während bisherige Verfahren versuchen, die Realität im Modell nachzubilden, halten sich die Big-Data-Expert:innen von Solandeo an statistische Zusammenhänge. Die Software „sieht“ beispielsweise, dass Stromzähler an den Windenergieanlagen eine steigende Stromproduktion melden und dass dieser Anstieg zunehmend von Süden nach Norden wandert. Und sie hat gelernt, dass bei diesem Datenmuster sehr wahrscheinlich auch die nächsten Windräder weiter im Norden sehr bald mehr Strom liefern werden. „Das liegt aber nicht daran, dass die Software verstanden hat, dass der Wind von Süden her zunimmt“, sagt Rojahn. „Die Software erkennt nur ein Muster – das reicht!“

Prognosen für jede einzelne Anlage

Mit der Zeit „sieht“ die Software immer mehr statistische Zusammenhänge in den einfließenden Daten: von typischen Erzeugungsmustern der Solaranlagen – etwa beeinflusst durch Nebelbänke – bis zur Abschaltung von Windrädern bei Sturmweatherlagen.

„Der Vorteil unserer Prognose liegt darin, dass wir alle paar Minuten neue Vorhersagen liefern, dass wir das für einzelne Anlagen tun und dass die Rechenleistung dazu überschaubar bleibt und damit günstig ist“, erklärt Rojahn den Unterschied zur herkömmlichen Prognose von Wetter und Stromproduktion. „Wir liefern sehr kurzfristig, sehr lokal und sehr günstig – und ergänzen die vorhandenen Modelle damit perfekt. Damit haben wir die Fehler der bisherigen Prognosen um bis zu 15 Prozent gesenkt, wodurch die Kosten für die Ausgleichsenergie um stolze 25 Prozent zurückgegangen sind.“ Dabei war die Solandeo-Prognose für die Händler dann besonders wertvoll, wenn sich das Wetter schnell geändert hat – solche Situationen sind durch herkömmliche Verfahren kaum zu prognostizieren.

Die „Gelben Seiten“ der Energiewende

Eine Reportage von Marcus Franken und Fraunhofer FOKUS

Die Forscher:innen des Fraunhofer-Instituts für Offene Kommunikationssysteme FOKUS haben in einem WindNODE-Arbeitspaket eine Internetplattform für Energiedaten und Energiedienste aufgebaut. In der großen Vielfalt an Energiedaten und -diensten sollen Algorithmen neue Möglichkeiten entdecken und Mehrwerte schaffen. Für diese Vision haben Forscher:innen des FOKUS-Instituts eine Onlineplattform für Energiedaten und -dienste aufgebaut. Über Blockchain-Technologien könnten dort Vertragsabwicklungen zwischen den vielen beteiligten Partnern erfolgen.

Stellen Sie sich vor, Sie hätten alle Daten der deutschen Energieversorgung auf Ihrem Computer. Okay, dann bräuchten Sie zuerst einen größeren Computer, am besten so groß wie die Amazon-Rechenzentren rund um Frankfurt. Stellen Sie sich trotzdem vor, Sie wüssten fast alles: Wer braucht wann, wo, wie viel Strom (oder Wärme)? Wer produziert wann, wo und wie viel Energie? Wann weht der Wind? Und wer zeigt sich flexibel und könnte den Energieverbrauch bei Bedarf um ein Viertelstündchen oder ein Stündchen verschieben?

„Das wäre nicht schlecht“, untertreibt Benjamin Dittwald, Leiter des WindNODE-Projekts „Energie- und Datenmarkt-platz“. Ein solches Eldorado von offen zugänglichen Daten wäre der Traum des Wissenschaftlers am Fraunhofer-Institut für Offene Kommunikationssysteme FOKUS in Berlin. Eine Datenlandlandschaft, in der findige Programmierinnen und Programmierer neue Verbindungen schaffen könnten – etwa zwischen dem absehbaren Stromüberschuss eines Windparks bei einer aufziehenden Sturmfront und dem Betreiber eines Kühlhauses, der mit diesem Überschussstrom dann seine empfindlichen Waren maximal herunterkühlen könnte. Oder zwischen Sonnenprognose und der Stromtankstelle eines großen Logistikunternehmens.

Offenes Verzeichnis für Energiedaten

„Wir haben in WindNODE ein für alle offenes Verzeichnis aufgebaut, in das die Player der Energiewirtschaft ihre Daten einstellen können“, sagt Dittwald. Statt „Dateneldorado“

zieht er ein anderes Wort vor: „Wir wollen die ‚Gelben Seiten‘ der Energieversorgung aufbauen.“

Die Webplattform ist unter datenmarkt.windnode.de öffentlich zugänglich. Hunderte Datensätze sind hier hinterlegt: Daten zur Stromeinspeisung auf der Hochspannungsebene in Berlin, die Liste der Kraftwerke in Deutschland, eine Übersicht der Bundesnetzagentur mit öffentlich zugänglichen Ladesäulen für E-Autos oder die Daten des Deutschen Wetterdienstes. „Das sind mehrere Terabyte. Die Kolleg:innen haben ziemlich gestöhnt, weil sie den Speicherplatz im Rechenzentrum erweitern mussten“, erinnert sich Dittwald.

Über die alte Welt der Energiedaten heißt es in der Projektbeschreibung des WindNODE-Arbeitspakets: „Derzeit basieren Systeme zum Datenaustausch häufig auf bilateralen Absprachen und proprietären Schnittstellen und Datenmodellen, die für Dritte in der Regel nicht zugänglich gemacht werden oder nur mit großem Aufwand integriert werden können.“ Ein Gelbe-Seiten-Verzeichnis würde die Teilnehmer der Energiewirtschaft dagegen in die Lage versetzen, sich mithilfe der Informationstechnik in einem beliebig großen und komplexen Gebiet zu vernetzen. Unternehmen, die bisher in einer begrenzten und analogen Art und Weise auf der Suche nach Kooperationspartnern sind, könnten in diesem Datenkatalog unbegrenzt nach Partnern mit komplementären energetischen Eigenschaften suchen – so wie der Kühlhaus- und der Windparkbetreiber. Die Verknüpfungen auf dem Energie- und Datenmarkt-platz des Fraunhofer-Instituts sollen von Entwickler:innen entdeckt werden, um Mehrwerte zu generieren.

Die Daten aus den Silos holen

Wie solche Verknüpfungen und Mehrwerte aussehen könnten, lässt sich gut an einem anderen Projekt der Forscher:innen des Fraunhofer-FOKUS-Instituts beschreiben. 2016 haben sie Daten der Berliner Verkehrsbetriebe, Unfalldaten der Polizei, Verkehrsdaten der Verkehrsmanagementzentrale Berlin und Wetterprognosen übereinandergelegt und auf dieser Basis die Navi-App „Streetlife“ entwickelt. Sie sagt Radfahrer:innen nicht nur, wie sie am besten zum Ziel kommen – sondern lotst sie auch über die am wenigsten unfallträchtige Route. Und rät ihnen bei schlechtem Wetter, die U-Bahn zu nehmen. Das war nur möglich, weil alle Akteure die Daten aus ihren fachlichen Silos befreit und sie dann mit guten Ideen und smarten Algorithmen neu verknüpft haben.

„Der Charme dieses Ansatzes liegt auch darin, dass Communities durch frische Perspektiven auch Verbindungen finden können, die sonst vielleicht im Verborgenen geblieben wären“, sagt Dittwald. So ist die Hoffnung, in den freigelassenen Energiedaten jenseits von Windpark und Kühlhaus Hunderte neue Flexibilitäts- und Vernetzungspotenziale im deutschen Energiesystem zu entdecken. Und neue IT-Firmen oder die Fachleute in den bestehenden Energieunternehmen könnten daraus neue Services und Geschäftsmodelle entwickeln. Die Daten und Dienste sollen so „intelligent im Sinne einer Plattformökonomie vernetzt werden“, so Dittwald. Dadurch könnten neue Märkte entstehen, die die Energieverwendung leichter machen.

Die Software läuft ...

Diesseits der Vision müssen jedoch noch viele Hürden überwunden werden – nicht nur in regulatorischer und rechtlicher Hinsicht, sondern auch handwerkliche informationstechnische Hindernisse tun sich auf. Denn zunächst müssen die Daten, die energierelevante Eigenschaften beschreiben, so vereinheitlicht werden, dass sie sich überhaupt zueinander in Beziehung setzen lassen. „Für ein offenes Verzeichnis müssen Daten einheitlich formatiert oder durch Meta-Daten beschrieben werden, damit sie besser verarbeitbar sind“, erklärt Dittwald.

Ein Metadatum beschreibt, wie die vorliegende Kette aus Zahlen und Zeichen zu verstehen ist. Wo steht der Titel eines Datensatzes? Wo steht, worum es sich in diesem Datensatz handelt? Wo stehen die energiewirtschaftlich relevanten Zahlen? Die Metadaten sagen auch, wer die Daten veröffentlicht hat und unter welcher rechtlichen Lizenz sie stehen.

In den „Energiedaten- und Energiedienstemarktplatz“ auf datenmarkt.windnode.de haben die Forscher:innen von Fraunhofer FOKUS beispielsweise Lastdaten von Anlagen in den Berliner Siemens-Werken eingelesen. Siemens ist mit diesen Maschinen mit einem eigenen Projekt in WindNODE eingebunden.

„Wir sehen den Verbrauch von Lastanlagen in 15-Minuten-Takten“, sagt Dittwald. Es gibt ein Tagesdatum, verbunden mit Lastgang und Informationen dazu, um welche Anlage es sich handelt. Aus solchen Daten lassen sich Annahmen zur

Flexibilität ableiten – und ein Anbieter könnte sich überlegen, für dieses Lastprofil Strom anzubieten.

Im Falle von Siemens wurden die Daten in dem verbreiteten CSV-Format übergeben. Das sind kommaseparierete tabellarische Daten in einem Textformat. Andere Daten liegen als Excel, als XML oder in JSON vor, einem in der Informationstechnik verbreiteten und beliebten Format.

Die Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes wurden ebenso als CSV-Dateien zur Verfügung gestellt und sind in derselben Syntax beschrieben. „Nun kann man die Daten aufeinander beziehen und darüber nachdenken, die Maschinen so zu takten, dass sie dann Energie verbrauchen, wenn besonders viel Strom aus den wetterabhängigen erneuerbaren Energien im Netz ist“, sagt Dittwald.

... aber die Daten fehlen

Damit die Daten im Marktplatz für Dritte zugänglich sind, bieten die Fraunhofer-Forscher:innen den Zugang über eine Programmschnittstelle an. Dieses Application Programming Interface (API) ermöglicht es zusätzlich, dass Energiefirmen hier weitere Daten bereitstellen, ohne sie auf die Server von Fraunhofer übertragen zu müssen. Das ist besonders bei Daten wichtig, die laufend aktualisiert werden. „Die Datenbank ist ein verteiltes System, auf das man zwar über den Datenmarkt zugreifen kann, das aber tatsächlich auf vielen Servern im Netz liegt“, sagt Dittwald.

Die Technik läuft. „Das Futter für die Datenbank sind aber natürlich die Daten, die von den Firmen im Energiemarkt bereitgestellt werden müssen“, sagt Dittwald. Und da gilt in der Energiewirtschaft die eher restriktive Regel: Grundsätzlich werden im Umfeld von kritischer Infrastruktur und Kundendaten keine Daten veröffentlicht. Und nur in Einzelfällen werden Ausnahmen gemacht.

Für einen Marktplatz für Energiedaten- und Energiedienste ist das so, als würde die Stadt den zentralen Platz für den Wochenmarkt zur Verfügung stellen – und dann kommen keine Händler:innen.

Darum würde Dittwald sich einen Paradigmenwechsel hin zu dem Grundsatz wünschen, dass Energiedaten grundsätzlich veröffentlicht und nur dann zurückgehalten werden, wenn dem tatsächlich wirtschaftliche, sicherheitstechnische oder datenschutzrechtliche Interessen entgegenstehen.

Was in solchen Ausnahmefällen möglich ist, konnte man in den Open-Data-Hackathons erleben, die Stromnetz Berlin organisiert hat. Dort haben Programmiererinnen und Programmierer an einem einzigen Wochenende die Daten zum Leitungsnetz von Stromnetz Berlin und die aktuellen Verbrauchsdaten übereinandergelegt. Daraus ist eine Handy-App entstanden: Wenn der Nutzer oder die Nutzerin die Smartphone-Kamera auf die Straße richtet, dann zeigt das Bild die Stromleitungen unter dem Asphalt an, inklusive ihrer in verschiedenen Farben dargestellten aktuellen Auslastung. „In einer solchen Karte könnte man auch einen virtuellen Energiespeicher oder ein Kraftwerk platzieren, um die potenziellen Auswirkungen auf das Umfeld zu sehen“, sagt Dittwald.

infobox Die Blockchain für den Handel mit Flexibilität

Das schwankende Stromangebot aus wetterabhängigen Wind- und Solarstromerzeugern mit flexiblen Energieverbrauchern zusammenzubringen, gilt als eine der großen Herausforderungen der Energiewende. Wie die Blockchain zu diesem Handel beitragen kann, zeigt das Berliner Fraunhofer-Institut FOKUS.

„Wir müssen erreichen, dass eine bestimmte Last nicht immer zur selben Zeit um drei Uhr morgens Strom verbraucht, sondern vielleicht auch mal um acht Uhr abends“, fasst Philipp Lämmel die Herausforderung zusammen. Dabei beschäftigt sich der Forscher am Fraunhofer-Institut für Offene Kommunikationssysteme (FOKUS) in WindNODE mit der Frage, wie die Blockchain für die Verträge zwischen Energieanbietern und Verbrauchern genutzt werden kann.

Das Potenzial gilt als gewaltig: „Die Blockchain könnte bei der Digitalisierung des Energiesystems eine zentrale Rolle spielen, denn die Transaktionstechnologie vereinfacht den Austausch, die Validierung und Dokumentation von Daten“, heißt es etwa von der halbstaatlichen Deutschen Energieagentur dena. „Die Blockchain kann für Verträge das leisten, was das Internet für Informationen leistet“, verspricht etwa der amerikanische IT-Konzern IBM. Die Blockchain gilt dabei als offenes Transaktionsbuch, das von allen Geschäftspartnern eingesehen und von niemandem einseitig verändert werden kann. Das macht dann auch den direkten und sicheren Handel von Tausenden Anbietern und Abnehmern untereinander möglich.

Stromhandel von Nachbar:in zu Nachbar:in

In der Energiewirtschaft ist ein Projekt im New Yorker Stadtteil Brooklyn berühmt geworden, in dem Haushalte mit einer Solaranlage überschüssigen Strom an ihre Nachbar:innen verkaufen konnten und sich dabei gegenseitig in einer eigenen digitalen Währung bezahlten. Das Revolutionäre dabei: Der direkte Handel könnte theoretisch den lokalen Stromhändler überflüssig machen. „Die Blockchain hat ein disruptives Potenzial, so wie es Uber für den Taximarkt, Jobbörsen für den Stellenmarkt in Zeitungen oder Videoplattformen für herkömmliches regionales Bezahlfernsehen haben“, erklärt Lämmel. Die Blockchain könnte den Intermediär, den Zwischenhändler, überflüssig machen.

Für die Unternehmen der Energiewirtschaft ist dies gleichzeitig eine Bedrohung und ein mögliches neues Geschäftsfeld. „Die Blockchain wird erst seit wenigen Jahren wirklich zur Kenntnis und ernst genommen. Und niemand kann heute voraussagen, wie sie in zehn oder zwanzig Jahren eingesetzt werden wird“, sagt FOKUS-Forscher Philipp Lämmel.

Betriebssystem für Verträge

Technisch beschreibt man die Blockchain gerne als ein Betriebssystem, das speziell auf die gemeinsame Abwicklung von Verträgen mit einer großen Zahl an Vertragspartnern entwickelt wurde. Vergleichbar mit Microsoft Windows als Betriebssystem für PCs oder Android für Smartphones. Und so wie es verschiedene Betriebssysteme von unterschiedlichen Herstellern gibt, wird auch das Betriebssystem „Blockchain“ von verschiedenen Entwicklern angeboten. Ethereum, die von WindNODE genutzte Blockchain, ist eine „globale Open-Source-Plattform für dezentralisierte Anwendungen“, die von einer Stiftung getragen und von einer weltweiten Community entwickelt wird.

Die Daten werden in Blockchains in einer immer länger werdenden Kette von digitalen Blöcken gespeichert. Je mehr Transaktionen zustande kommen, desto länger wird die Kette, weil alle Transaktionen jeweils in einem neuen Block abgelegt werden und die neuen Informationen dann mit dem vorherigen Kettenende verknüpft werden – ähnlich wie bei der Replikation von genetischen Informationen. Das ständige Erzeugen neuer Blöcke auf einem riesigen Netzwerk von verteilten Computern führt aber auch direkt zu einem der größten Nachteile aller Blockchain-Techniken: Der

Stromverbrauch ist bei Blockchains mit Proof-of-Work als Konsensalgorithmus enorm. Alleine die bekannte Bitcoin-Blockchain hat schon 2018 genauso viel Strom verbraucht wie Österreich – so die Expertenkommission für Forschung und Innovation der deutschen Bundesregierung.

Blockchain – schnell machbar

Für WindNODE haben Philipp Lämmel und seine Kolleginnen und Kollegen bei FOKUS eine private Ethereum-Blockchain aufgesetzt und diese so konfiguriert, dass sie Gebote speichert. „Das sind in unserem Falle Flexibilitäten, bei denen ein Teilnehmer anbietet, für eine bestimmte Zeitdauer eine festgelegte Strommenge abzunehmen oder abzugeben“, sagt Lämmel. Wenn zwei Teilnehmer an der Blockchain sich auf einen Handel einigen, dann wird dieser Contract als Transaktion in der Blockchain abgelegt. Die vielfache Verkettung macht den Vertrag fälschungssicher. Und damit ein Teilnehmer überhaupt ein Angebot hinterlegen kann, muss er sich mit einem elektronischen Schlüssel ausweisen, den nur er selbst kennt.

„Damit ist das Wichtigste, was wir in diesem Forschungsprojekt zeigen konnten, dass sich eine Blockchain für den Handel mit Flexibilitäten schnell und auch schon mit grundlegenden IT-Kenntnissen aufsetzen lässt“, erklärt Lämmel.

Eine Option für die Zukunft

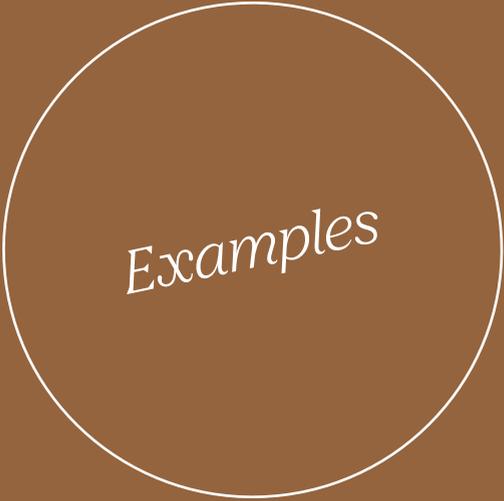
Die WindNODE-Blockchain ist nicht auf den Handel mit privatem Sonnenstrom ausgerichtet, sondern auf die Ebene der Übertragungs- und Verteilnetze. „Prinzipiell wird schon an Lösungen für den Handel mit Flexibilitäten gearbeitet“, sagt Lämmel. Aber diese Lösungen seien immer zentral organisiert und setzten voraus, dass die Marktteilnehmer sich auf eine zentrale Instanz einigen können, der alle Teilnehmer vertrauen. Das entfällt bei der Blockchain: Da alle Transaktionen fälschungssicher abgelegt werden, ersetzt der „dezentrale Vertrauensraum“ den zentralen Marktplatzbetreiber.

Nach dem Vertragsabschluss zwischen Parteien könnte die Abrechnung des Handels nun in der Kryptowährung Ethereum erfolgen, deren Kurs im November 2020 bei rund 500 Euro je Ethereum liegt. Grundsätzlich ließe sich der Handel aber auch an eine Währung wie beispielsweise den Euro binden. Lämmel: „Das ist aufwendiger, würde aber finanzielle Risiken aus den Kursschwankungen der digitalen Währungen ausschließen.“

Energieverbrauch der Blockchain muss sinken

Auch gegen den hohen Energieverbrauch werden inzwischen Lösungen programmiert. Zum einen sind eigene, kleinere Netzwerke mit einem speziellen Zweck nicht so energiehungrig wie ein weltweit verteiltes offenes Netz. Und bei der Software Ethereum wird gleichzeitig versucht, das Vertrauen in die Richtigkeit der Operationen nicht mehr allein durch hohen Rechenaufwand sicherzustellen (sogenanntes Proof-of-Work-Konzept), sondern durch die Teilnehmer finanziell absichern zu lassen (Proof of Stake). „Damit wird man in Zukunft experimentieren“, sagt Lämmel.

Auch wenn er nachgewiesen hat, dass die Blockchain für die Energiewirtschaft machbar ist und sinnvoll sein kann, glaubt Philipp Lämmel dennoch nicht an ihren baldigen Einsatz in der Energiebranche. Die Blockchain sei als Technologie noch zu jung, als dass die Verantwortlichen sie in einer kritischen Infrastruktur einsetzen würden. Lämmel: „Aber in fünf oder zehn Jahren steht hier vielleicht eine Neubewertung an.“



Examples

Gesellschaft

Ingo Uhlig

Energiewende und Klimaschutz rücken ins Zentrum gesellschaftlicher Diskussionen. Wie und an welchen Orten wird kommuniziert?

Paris, der Atlantik, Bitterfeld und Brandenburg, die Fidschis ... Energiewende und Klimaschutz sind Projekte, die die Welt umspannen und die globalisierte Gegenwartsgesellschaft in Bewegung setzen. Denn wir sitzen im selben Boot – egal, wo auf der Welt wir Kohlendioxid in die Atmosphäre emittieren, es hat einen Einfluss auf das globale Klima.

Daher gibt es eine Vielfalt von Aktivitäten weltweit. Um von den zahlreichen möglichen Beispielen einige herauszugreifen: die 2015 von 197 Staaten unterzeichneten Klimaverträge von Paris, der von den USA 2017 erklärte Rückzug aus denselben und der 2021 erklärte Rückzieher von diesem Rückzug; ein in Stockholm begonnener „Skolstrejk för klimatet“ und das Medienereignis einer Atlantiküberquerung im Segelboot; die Idee einer „hydrogen society“ nicht nur in Japan; die Idee eines „Solarvalley“ bei Bitterfeld; „Man on the moon“-Narrative, die den Aufbruch in die neue Energiewelt signalisieren, der nicht weniger faszinierend ist als die erste Reise zum Mond vor einem halben Jahrhundert. Weiterhin: im Boden verbleibende Braunkohle in Deutschland und im Boden verbleibendes Erdgas in den Niederlanden, einem Land, das gleichzeitig begonnen hat, mit innovativen Deichbauten aus Kevlar seine flache Küste zu schützen; netzautonome Solaranlagen für frisch umgesiedelte Dörfer auf den Fidschis, deren Atolle den steigenden Wasserständen ungeschützt ausgesetzt sind; innovative Windenergiedörfer in Brandenburg, jenem Bundesland rund um Berlin, in dem eine zunehmende Versteppung beobachtet wird.

Ikonen und Widerstände

Eine solche Aufzählung setzt nicht nur den globalen Charakter von Energie- wende und Klimaschutz ins Bild, sie führt auch auf direktem Weg in deren gesellschaftliche bzw. kulturelle Dimensionen. Anders formuliert: Zwischen den technisch-ökonomischen Prozessen und den ökologischen Entwick- lungen entdeckt man mit Bedeutungen und Emotionen aufgeladene Bilder, hochgradig symbolische Aktionen, Ikonen und Held:innen, mit einer tiefen Leidenschaft für eine bessere Zukunft. Es werden nationale, regionale oder individuelle Identitätsentwürfe verhandelt, Historisches wird mit Zukünfti- gem und Visionärem verknüpft, in die kommenden Herausforderungen mischen sich sowohl positive Stimmungen im Geiste entstehender Chan- cen als auch Widerstände. Umstanden wird der sachliche politische Diskurs von populistischen Ressentiments und sprachlichen Entgleisungen.

Aus der Steckdose?

Vor diesem Hintergrund wird deutlich: Das Sprechen über Energie hat sich gewandelt, es ist kontroverser und intensiver geworden, bilderreicher, es hat sich politisiert, emotionalisiert und rhetorisch aufgeladen. Angehörige des Energiesektors stehen oft mit Anzeichen der Irritation vor der Beobachtung, dass die Energie und sie selbst ins Zentrum kultureller Auseinandersetzung gerückt sind. Vielleicht ist es an der Zeit, diesen Epochenwandel mit dem Einspruch gegen eine allzu bekannte Floskel zu bezeichnen: Strom kommt nicht mehr einfach aus der Steckdose! Der Strom, die Energie haben Facetten dazugewonnen, sind komplexe gesellschaftliche Sachverhalte geworden, haben neue, immer stärker sichtbare kommunikative und gesellschaftliche Dimensionen erhalten. Seit den ersten schüchternen Anfängen, die unsichtbare Commodity „Strom“ mit Farben wie Grün oder Gelb zu beleben, hat sich viel getan.

Dieses Kapitel zoomt an drei verschiedenen Orten in diese kommunikative und gesellschaftliche Dimension und bildet dabei Ausschnitte aus den WindNODE-Arbeitsgebieten ab.

- Der erste Zoom-in richtet sich auf die Energiegesetzgebung, die ein Spiegel demokratischer Entscheidungsprozesse ist und sich zugleich auf die technologischen Innovationsdynamiken in Sachen Energiewende auswirkt. Im Blick auf die jüngere Geschichte und unsere Gegenwart lässt sich beobachten, wie die Spielregeln des Energierechts erneuerbare Innovationen sowohl beschleunigen als auch bremsen können.
- In einem zweiten Zoom-in zeigen wir, wie das politische Großprojekt Energiewende mit einem Spiel – mit Serious Gaming – mehr Transparenz erhält. Das Energy Transition Game lädt ein, sich in die Akteure unserer komplexen Stromwelt hineinzusetzen. Dabei lernt man verschiedene Standpunkte und Kontroversen kennen und man erfährt, dass das verflochtene politische Geschehen der Energietransformation für die Akteure eine Menge Unerwartetes bereithält.
- Der dritte Zoom-in richtet sich auf die kulturelle Seite der Energiewende und zeigt, wie sie in der Literatur – insbesondere in realistischen Romanen – der 2010er-Jahre erzählt und dargestellt wurde. Schriftsteller und Schriftstellerinnen fasziniert insbesondere die Windenergie, die sie als Wandlungsfaktor des ländlichen Raums erkennen und deren Effekte sie in das ländliche Zusammenleben und -streiten hineinverfolgen.

Im Sandkasten der Energiewende

Mit dem Energierecht experimentieren

Hannes Doderer, Markus Graebig und Niko Rogler

Die Energiewirtschaft ist eine hochgradig regulierte Branche. Der energierechtliche Rahmen geht Hand in Hand mit energiewirtschaftlichen Geschäftsmodellen. Wer neu in der Branche ist, staunt gewöhnlich über die beeindruckende Komplexität des Energierechts – und über seine innovationslenkende Wirkung.

Das Energierecht als Beschleuniger oder Bremse der Energiewende

So hat beispielsweise das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor rund zwanzig Jahren einen wahren Innovationschub entfesselt, der Deutschland über Jahre zum Weltmeister des Erneuerbaren-Ausbaus gemacht hat. Dass inzwischen die Komplexität enorm zugenommen hat, kann man schon allein am Zuwachs des Umfangs der einschlägigen Gesetzestexte erkennen – das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hat sich im Laufe von zwei Jahrzehnten mehr als verzwanzigfacht, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sogar fast verfünfundzwanzigfacht.

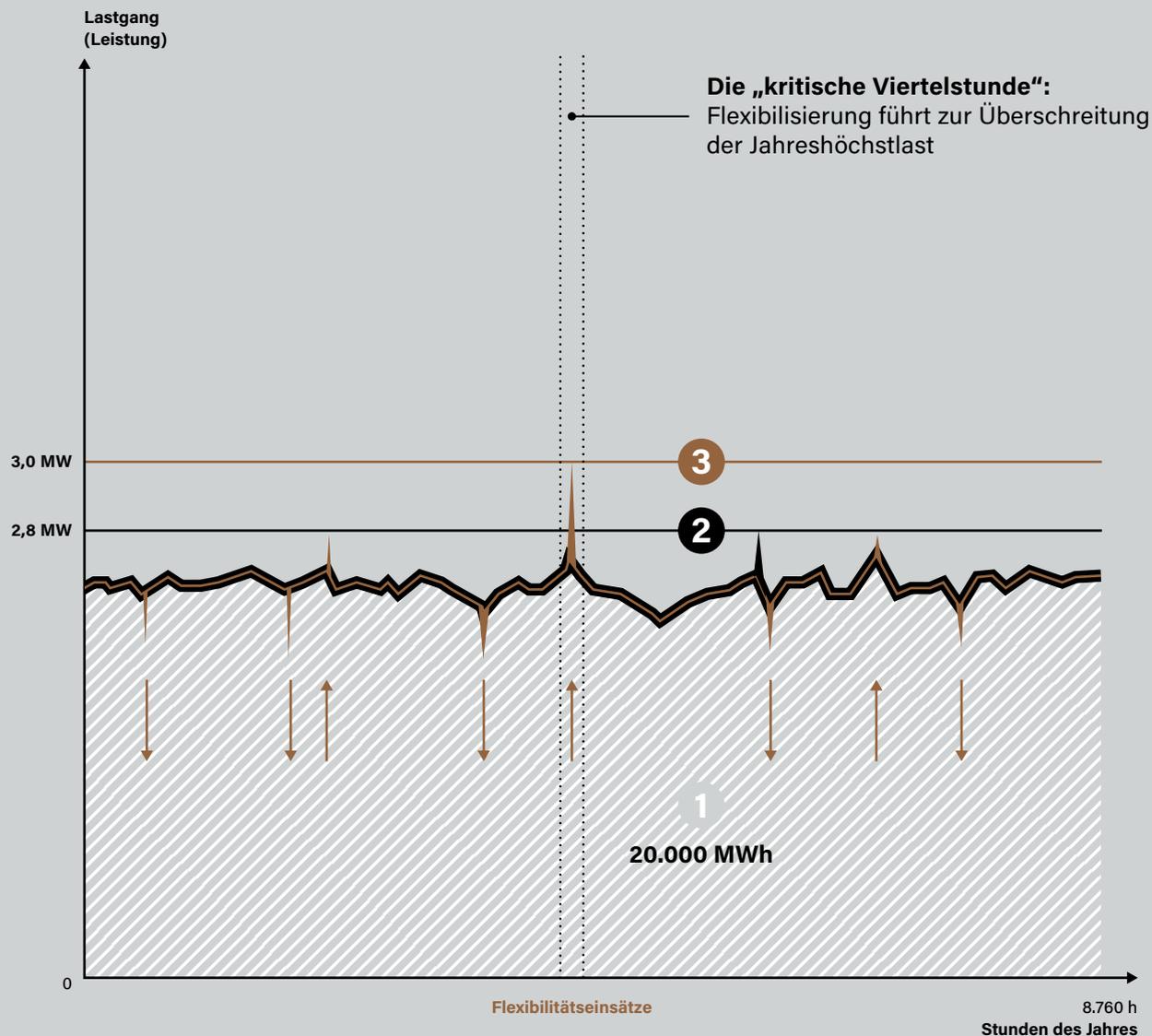
Ein Rechenbeispiel

Modernisierungsstaus im Energierecht können auch zur Innovationsbremse werden, wie dieses Beispiel zeigt: Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) regelt die von Stromkunden zu entrichtenden Stromnetzentgelte, welche Teil einer jeden Stromrechnung sind. Für lastgemessene Verbraucher – also eine Vielzahl von industriellen und gewerblichen Stromkunden, deren tatsächlicher Stromverbrauch Viertelstunden-scharf erfasst wird – sieht die StromNEV in einer Reihe von Fällen erhebliche Nachlässe in den Stromnetzentgelten vor. Ein Beispiel ist das „individuelle Netzentgelt“ gemäß § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV. Wer demnach pro Kalenderjahr mindestens 10 Gigawattstunden (GWh) Strom bezieht (das entspricht etwa dem Stromverbrauch von 3.000 durchschnittlichen Haushalten, ist also nach industriellen Maßstäben gar nicht besonders viel) und die-

sen Verbrauch ziemlich gleichmäßig über das Jahr verteilt, zahlt ein reduziertes Netzentgelt, das bis auf 10 Prozent des regulären Netzentgelts sinken kann. „Ziemlich gleichmäßig“ ist übrigens nicht der Begriff, der in der StromNEV steht. Dort geht es vielmehr um die „Zahl der Benutzungsstunden“, die sich aus der pro Jahr bezogenen Energiemenge (in GWh) geteilt durch die im Jahr erreichte Spitzenlast (in MW) errechnet. Wer beispielsweise einen Jahresverbrauch von 20 GWh (20.000 MWh) und eine Jahreshöchstlast von 2,8 MW hat, kommt auf eine Benutzungsstunden-Zahl von $20.000 \text{ MWh} / 2,8 \text{ MW} \approx 7.143 \text{ h}$. Die StromNEV sieht nun vor, dass das „individuelle Netzentgelt“ beim Überschreiten der 7.000-Stunden-Schwelle auf 20 Prozent, beim Überschreiten der 8.000-Stunden-Schwelle auf 10 Prozent des regulären Netzentgelts sinken kann (zum Vergleich: ein ganzes Jahr hat 8.760 Stunden).

Unterschiede zwischen alter und neuer Energiewelt

Belohnt werden also Großabnehmer mit sehr kontinuierlichem Lastverhalten. Das ist in der „alten Welt“ von Kohle- und Kernkraftwerken, die kontinuierliche Grundlast decken, eine nachvollziehbare Anreizsetzung. In die „neue Welt“ mit schwankender Einspeisung aus Wind- und Solarkraftwerken, die nach flexiblen Verbrauchern verlangen, passt diese Regelung nicht mehr. Sie ist sogar kontraproduktiv. Das wird in der Grafik illustriert: Dargestellt ist ein fiktiver Verbraucher mit einer jährlichen Gesamtenergieentnahme von 20 GWh (im Leistungs-Zeit-Diagramm entspricht das der Fläche unter dem Graphen) und einer Jahreshöchstlast von 2,8 MW, also 7.143 Benutzungsstunden. Damit sind beide



- Jahreshöchstlast (nach Flexibilisierung)
- Jahreshöchstlast (ursprünglich)
- ◆ Ursprünglicher Lastgang
- ◇ Lastgang mit Flexibilisierung

3 Lastflexibilisierung durch Überschreitung der Jahreshöchstlast kann zu Verlust von Netzentgeltprivilegien führen
→ potenziell hoher finanzieller Schaden

2 Lastflexibilisierung unter oder bis zur Jahreshöchstlast hat keine negativen und unter Umständen sogar positive Auswirkungen

1 1. Voraussetzung für verringertes Netzentgelt: Netzbezug in Summe > 10 GWh pro Jahr (Gesamtenergieentnahme)

2. Voraussetzung:
Netzbezug/Höchstlast > = 7.000h*

*7.000-Stunden-Regel: Vom Gesetzgeber soll damit ein möglichst gleichmäßiger Strombezug angereizt werden. So dürfen Großkunden (es geht um die Industrie) ihre Netzentgelte auf 20% reduzieren, wenn ihre Vollbenutzungsstunden über 7.000 liegen. Errechnen lässt sich das durch die Energiemenge (in GWh) geteilt durch die erreichte Spitzenlast (in MW). Wer über 8.000 Volllaststunden erreicht, kann die Entgelte auf 10% reduzieren. Erhöht sich die Spitzenlast aufgrund eines Flexibilitätseinsatzes, verringern sich die Vollbenutzungsstunden und die Netzentgeltprivilegien können verloren gehen – das kann sehr viel Geld, bedeuten und für einige Anwender Millionen Euro bedeuten.

Potenzieller Verlust der Netzentgeltprivilegien der 7.000-Stunden-Regel* durch Lastflexibilisierung

Quelle: Eigene Darstellung.

Bedingungen erfüllt: Gesamtenergieentnahme über 10 GWh, Benutzungsstundenzahl über 7.000, also ein bis auf 20 Prozent reduziertes, individuelles Netzentgelt. Angenommen, durch Flexibilisierungsmaßnahmen wird nun zu einigen Zeitpunkten des Jahres der Lastverlauf verändert (in Kupfer markierter Lastgang in Abweichung vom ursprünglichen Lastgang, in Schwarz gekennzeichnet). In einer einzigen Viertelstunde, in der aufgrund besonders hohen Windangebots eine hohe flexible Last bezogen wird, erreicht der Kunde eine neue Jahreshöchstlast von 3 MW. Folglich sinken die rechnerischen Benutzungsstunden auf 20.000 MWh / 3 MW = 6.667 h und damit unter die Schwelle von 7.000 Stunden, was dazu führen kann, dass anstelle von (minimal) 20 Prozent Netzentgelt nun 100 Prozent zu zahlen sind.

Das kann erhebliche Mehrkosten bedeuten und gilt es aus Kundensicht daher zu vermeiden – und darauf sind existierende Energiemanagement-Systeme optimiert. Ganz im Gegensatz zu dieser regulatorisch getriebenen Optimierung steht das „Nutzen statt Abregeln“-Prinzip, die Idee also, erneuerbare Erzeugungsspitzen im Moment ihres Auftretens zu nutzen, anstelle die Erzeugung aufgrund von Netzengpässen zu drosseln (das sind dann die bei schönstem Wind still stehenden Windräder). Wenn beispielsweise der Betreiber eines Kühlhauses seine Kühlaggregate bei günstigen Windbedingungen auf Volllast schaltet, um den üppig und preiswert verfügbaren Windstrom als Kälte einzuspeichern, kann ihn das im ungünstigsten Fall über die verlorenen Netzentgeltprivilegien teuer zu stehen kommen.

Ein weiteres Beispiel: Hoher Strom- und niedriger Gaspreis

Ein weiteres Beispiel ist die EEG-Umlage, welche als Teil des Strompreises anfällt, die regulär fast 7 Cent/kWh beträgt und damit höher liegt als der gesamte Preis für eine Kilowattstunde Erdgas. Das macht eine Ablösung von Gasheizungen durch elektrische Heizungen (Power-to-Heat, PtH) in vielen Fällen wirtschaftlich unattraktiv – und zwar auch und gerade in denjenigen Fällen, in denen eine PtH-Anwendung eine technisch einfache und ökologisch sinnvolle Nutzung für grüne Erzeugungsspitzen bieten könnte, die ansonsten ungenutzt abgeregelt werden müssen. Beide Beispiele zeigen: Der geltende regulatorische Rahmen kann zum Hindernis systemisch sinnvoller und technisch verfügbarer Lösungen für das Energiesystem der Zukunft werden. Und obwohl die skizzierten Probleme in Fachkreisen seit Langem bekannt und tatsächlich auch in der politischen Diskussion sind, kann die Modernisierung des energierechtlichen Rahmens langwierig und mühsam sein.

Regulatorische Experimentierklausel schafft Freiraum für Energiesystem-Innovation: SINTEG-V

Das hat unmittelbare Auswirkungen auch auf ein Forschungs- und Entwicklungsprojekt wie SINTEG („Schaufenster intelligente Energie“). Denn regulatorische Hemmnisse können so schwer wiegen, dass bestimmte Innovationen noch nicht einmal als Modellprojekte umgesetzt werden. Das kann beispielsweise für die netz- und systemdienliche Flexibilisierung industrieller Lasten oder für die Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-X) gelten: technisch machbar, systemisch sinnvoll, in der Errichtung sogar finanziell förderfähig – aber im Betrieb eine regulatorische Last. Ein Dilemma. Einen Ausweg hat der Deutsche Bundestag Ende 2016 mit dem § 119 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) geschaffen. Auf Basis dieser Verordnungsermächtigung konnte das Bundeswirtschaftsministerium Anfang 2017 die „Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (kurz SINTEG-V) erlassen. Dieses Vorgehen – politische Akteure schaffen eine Ausnahme vom allgemein geltenden rechtlichen Rahmen, um darin Erfahrungen zu sammeln und auf dieser Basis den geltenden Rechtsrahmen weiterzuentwickeln – wird auch als regulatorisches Lernen bezeichnet. Man beobachtet und testet die Effekte von gesetzgeberischen Entscheidungen, also deren Auswirkungen auf Märkte, Akteure und Technologieeinsatz. Die Bezeichnung ist durchaus symptomatisch, verweist sie doch direkt auf die hohe und spartenübergreifende Komplexität der Energiewende-Prozesse.

Der Sandkasten der Energiewende

SINTEG-V wird also „regulatorische Experimentierklausel“ (englisch: „regulatory sandbox“) genannt, weil sie Projektbeteiligten der SINTEG-Schaufenster das Testen von Anwendungsfällen erlaubt, die im bestehenden Rechtsrahmen sonst nicht möglich wären. Zwei konkrete Problemfälle, welche die SINTEG-V (teilweise) lösen kann, wurden eingangs skizziert: Die in der StromNEV geregelten individuellen Netzentgelte, die eine gleichmäßige Stromnachfrage in der Industrie anreizen, und die EEG-Umlage, die alleine bereits höher ist als die Gesamtkosten einer Kilowattstunde Erdgas im Haushaltsbereich.

Im Kern schafft die SINTEG-V einen Nachteilsausgleich. Unternehmen und Organisationen, die im Rahmen des SINTEG-Forschungsprogramms Flexibilität bereitstellen und sich dadurch system- und netzdienlich verhalten, nehmen dafür zunächst einmal monetäre Nachteile in Form der EEG-Umlage oder durch den Verlust von Netzentgeltprivilegien in Kauf. Die SINTEG-V garantiert den SINTEG-Teilnehmern dann eine nachträgliche Kompensation für die erlittenen monetären Nachteile. Durch die SINTEG-V

sollen Betreiber von Anlagen also effektiv so verfahren, als ob flexibilitätsbedingte Erhöhungen bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage durch die Flexibilitätsbereitstellung nicht eintreten.

Moderne Spielregeln können kraftvoller als Fördergeld sein

Der Gesetzgeber hat mit der Einführung der SINTEG-V Mut bewiesen und ein Novum geschaffen. Regulatorische Experimentierklauseln sind ein mächtiges Instrument – sie schaffen Freiräume für den Blick auf systemisch sinnvolle Lösungen, und sie sind als Innovations-Katalysatoren wirkungsvoller als manche Förder-Million. Diese Erkenntnis sollte für zukünftige Reallabore ebenso berücksichtigt werden wie für die Gestaltung des großen Strukturwandels durch den anstehenden Ausstieg aus der Kohle.

Serious Gaming Energiewende

„Dass es einfach wird, hat niemand behauptet“

Eine Reportage von Marcus Franken und Berlin Partner

Wie kann man die Gesellschaft einbeziehen, um die Energiewende zu gestalten? Für WindNODE testete Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie „Serious Gaming“ als soziale Simulation der Energiewende. Dabei schlüpften die Teilnehmerinnen und Teilnehmer in neue Rollen – und erlebten etwas völlig Unerwartetes.

Technische Details



5 bis 6 Stunden



12 bis 36 Spieler:innen



ein Computer, 2 Tische

Eine spielerische Simulation, die die Komplexität der Energiewende erfahrbar macht und in der teilnehmende Personen verschiedene Rollen in Bevölkerung, Wirtschaft und Politik einnehmen.

Rollen



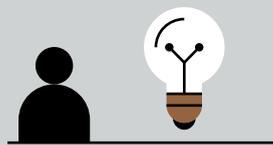
Energieanbieter

sind herausgefordert, dem wachsenden Energiebedarf und einer nachhaltigen Energieversorgung gerecht zu werden.



Energie-Ministerium

reguliert in Zusammenarbeit mit anderen Regierungseinheiten das gesamte Energiesystem.



Technologie-Start-ups

kommerzialisieren neue saubere Energietechnologien, sind aber häufig mit Risiken und Unsicherheiten konfrontiert.



Energieerzeuger

handeln wie alle Unternehmen profitorientiert, können aber unter Umständen Auslöser einer Klimakatastrophe werden.

Das Energiewende-Rollenspiel

Quelle: Berlin Partner (2020)

Das Szenario: Es sieht nicht gut aus für den Ministerpräsidenten. Die Zustimmung in der Bevölkerung: abgestürzt auf 12 Prozent. Sein zentrales Projekt, die Energiewende: ein Fiasko. Die CO₂-Emissionen schießen durch die Decke, und um die Klimaschäden zu flicken, muss er den größten Teil seines Staatshaushaltes für Ernteauffälle und Deichreparaturen vergeuden. Immerhin bekennen die Konzerne, auf deren Unterstützung er setzt, sich zum Klimaschutz – aber leider

nur sonntags, unter der Woche denken sie an die Bilanz und tanzen dem Regierungschef mit ihren Forderungen auf der Nase herum.

Am Donnerstag, den 24. Oktober 2019, um 12:58 Uhr zieht der Ministerpräsident die Notbremse. Rote Flecken im Gesicht zeugen von der Anspannung. Seine Ministerinnen für Zukunft und Energie müssen auf der Pressekonferenz neben ihm stehen. Das Wort „Enteignung“ war schon vorab durch-

gesickert. Dann verkündet er: „Das Kabinett hat beschlossen, den Netzbetreiber zu verstaatlichen und ...“ Der Rest der Rede geht in teils höhnischem, teils freudigem Gejohle verloren – und auf Twitter viral. Es ist nur ein Spiel, aber die Aufregung ist echt.

Eine der Jüngsten wird Konzernchefin

Es ist noch keine drei Stunden her, dass die sich jetzt so herzlich zoffenden Minister:innen, Präsident:innen und Firmenchef:innen als freundliche Zivilist:innen das alte Offizierskasino im Berliner Tempelhofer Flughafen betreten haben. Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie hatte zur WindNODE-Challenge eingeladen: gut 35 Frauen und Männer, Multiplikatoren von Organisationen, Verbänden und Universitäten; Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bei Unternehmen wie Stromnetz Berlin, Siemens, der GASAG sowie aus Brandenburger Ministerien, Berliner Bezirksämtern, Energieagenturen, oder dem Verband Deutscher Ingenieure. Aber auch Studierende, Künstler:innen und Sozialpädagog:innen waren nach Tempelhof gekommen.

Warum? „Um mal in die Rolle einer Firma zu schlüpfen“, wie der Mitarbeiter des Brandenburger Wirtschaftsministeriums sagt. Die Mitarbeiterin von Vattenfall verkörpert an diesem Morgen die Vertreterin eines Umweltverbandes und die jüngste Spielerin, sie leistet gerade ein freiwilliges ökologisches Jahr bei einer Energiewende-Stiftung, freut sich darauf, Konzernchefin zu sein – im „Energy Transition Game“.

Das „Energy Transition Game“, entwickelt vom Centre for Systems Solutions und dem Think-Do-Tank themal, ist zunächst analoges Rollenspiel mit einem Computer im Hintergrund, der die Spielstände mit Hilfe von Algorithmen analysiert und nach jeder Spielrunde den Status quo berechnet. Die Spieler:innen werden zu Energieerzeugern, Netzbetreibern, Tech-Start-ups, Vertreter:innen von Ministerien sowie Umwelt- und Sozialverbänden – den Stakeholdern der Energiewende. Runde für Runde wird bewertet: Gibt es Blackouts im Stromnetz, weil Erzeugung und Verbrauch nicht übereinstimmen? Ist noch Geld im Staatssäckel? Wie schnell steigen die CO₂-Emissionen?

Am Anfang zeigen alle den Willen zum Ausgleich, versuchen es mit Kooperation und Partnerschaft, aber die Bruchlinien sind früh zu sehen

„Der Strompreis sollte nicht steigen“, sagen etwa die Vertreterinnen und Vertreter des Sozialverbandes, die gleich zu Beginn auf die Vertreterinnen und Vertreter des Energieministeriums eindringen. „Das ist auch unser Interesse“,

behauptet das Energieministerium, um sozialen Frieden bemüht. Aber der Sozialverband findet schnell heraus, dass sich die Ministerialen bloß auf nichts festlegen wollen. Im Grunde wissen beide: Der Brennstoff „Dracoleum“, wie der CO₂-intensive Brennstoff im Spiel genannt wird, ist zwar die billigste Form der Stromerzeugung – wegen des Klimawandels werden die Dracoleum-Kraftwerke aber nicht auf Dauer zu halten sein. Solar- und Windstrom müssen ausgebaut, die Energieforschung gefördert, Speicher entwickelt, alte Kraftwerke abgeschaltet werden – das alles kostet Geld. Und das zahlt mal wieder der Steuerzahler und die Steuerzahlerin.

Das Spiel ist noch keine halbe Stunde alt. Aber längst haben all die höflichen Menschen aus der Begrüßungsrunde in den Kampfmodus geschaltet und sind ganz und gar eins mit ihrer Rolle – oder dem Klischee, das sie von der Rolle haben. Der Ministerpräsident will geliebt werden, die Umwelt- und Sozialverbände kommunizieren Empörung ob der Situation der kleinen Leute oder des Klimawandels; die Energieerzeuger, Netzbetreiber und auch die Start-ups sind ungeniert geldgierig. Kein Wunder: Jeder will den größten Vorteil für die Gruppe, die er repräsentiert, herausholen.

Es gibt eine Spiel- und Rollenanleitung, doch hier und da sind Spieler:innen mit ihrer Aufgabe überfordert. „Ich blicke noch nicht richtig durch“, sagt die Konzernchefin im FÖJ und macht sich mit ihrer Aufgaben-Kladde auf die Suche nach Mitspieler:innen. Eine erfolgreiche Energiewende hatten sich die meisten anders vorgestellt – irgendwie einfacher.

Dieser ständige Umgang mit Unsicherheiten

Überforderung und Intransparenz steigen an, je komplexer die Simulation wird – „wie im echten Leben“, kommentiert der Spielleiter. Auch bei der wirklichen Energiewende wüssten die Akteurinnen und Akteure kaum, was die anderen planen und machen, jeder hat eine offene und eine verdeckte Agenda. Es gibt keinen festen Fahrplan und nicht mal die Regeln sind stabil, sondern menschengemacht und verändern sich ständig. Firmen und Verbände beklagen sich, dass ihre eigenen Positionen nicht gehört werden. „Dieser ständige Umgang mit Unsicherheiten – das ist sicher das größte Learning an diesem Tag“, sagt Wolfgang Korek von Berlin Partner.

Viele Expertinnen und Experten würden das immense Projekt „Energiewende“ vor allem als technische oder wirtschaftliche Herausforderung wahrnehmen. Doch die soziale Dimension bleibt meist ebenso unterbelichtet wie die Komplexität der Interessen, Beziehungen und der Absprachen, die hier laufend getroffen werden müssen. „Serious Gaming“ kann hier helfen, Bilder von der Wirklichkeit aufzubrechen oder zumindest zu erreichen, dass die Mitspielerinnen und Mitspieler sich nicht nur in neue Rollen hineindenken, sondern sie auch physisch erleben. Und genau das ist eine der Aufgaben von Berlin Partner im Rahmen von WindNODE: Menschen an den Inhalten beteiligen, Wissen vermitteln und einen Zugang zur Energiewende schaffen, um bestmöglich auch die Zustimmung zu den Umbrüchen der neuen Energiewelt zu fördern.

Interview

Die Situation ist nicht real, aber die vielen Erkenntnisse sind enorm hilfreich für das Verstehen der Energiewende

„Warum spielen?“



Das Energy Transition Game von Berlin Partner kann (und will) die Realität nicht exakt abbilden. Aber gerade im Spiel erfährt man, mit welchen Unsicherheiten und unerwarteten Rückkopplungen die Akteur:innen des Großprojekts Energiewende fertig werden müssen. Benjamin Horn, Wolfgang Korek und Roland Strehlke sind

Mitarbeiter bei Berlin Partner. Sie halten fest, dass die Energiewende ein Aushandlungsprozess im sozialen Geflecht ist, und dass sie nur gemeinsam funktioniert: von der Energietechnikerin bis zum Sozialpädagogen vom Studenten bis zur bildenden Künstlerin.

Was haben die Teilnehmerinnen und Teilnehmer in der Energiewende-Simulation gelernt, die Berlin Partner initiiert und bei WindNODE gespielt hat?

Wolfgang Korek: Wichtig war es, sich einfach mal in eine andere Rolle zu begeben, um somit Verständnis für das Gegenüber zu gewinnen. Der Perspektivwechsel hat aus meiner Sicht auch wirklich bei fast allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern gut funktioniert. Hinzu kam der Aspekt, dass durch

die Spielsimulation aufgezeigt werden sollte, in welchem komplizierten sozialen Geflecht die Energiewende abläuft: Entscheidungen unter Unsicherheit treffen, Absprachen mit verschiedenen Akteursgruppen führen, die verschiedenen Interessensgruppen berücksichtigen, den Klimaschutz im Blick behalten.

Welche Erfahrungen lassen sich von solchen Simulationen in die Realität übertragen?

Wolfgang Korek: Die Perspektive von anderen Akteur:innen zu kennen und zu verstehen, kann für Aushandlungs- und Entscheidungsprozesse, und das ist die Energiewende im ganz wesentlichen Sinne, sehr hilfreich sein. Man kann nicht immer nur stur auf seinem Standpunkt bestehen, beispielsweise in der Hoffnung, eine bestimmte Technologie gefördert zu bekommen, sondern das große Ganze muss eben auch im Blick bleiben. Eine ganz wichtige Erkenntnis lässt sich aber auch direkt aus dem Spiel ableiten. Es geht nur mit einem gemeinsamen Handeln – hier ist Konsequenz gefragt, um die Prozessgeschwindigkeit zu erhöhen. Das ist sicherlich ein Learning, das man sich von vielen Akteur:innen auch im aktuellen Energiewendeprozess etwas stärker wünschen würde.

Wo liegen die Grenzen einer solchen sozialen Simulation?

Roland Strehlke: Natürlich kann man die Realität nicht komplett abbilden, auch einige technische Möglichkeiten und regulatorische Vorgaben werden nicht abgedeckt. Der Stromnetzbetreiber hat in der Realität sicher eine andere Rolle als im Spiel. Aber das ist aus meiner Sicht nicht das Entscheidende, denn derartige Simulationen müssen Vereinfachungen treffen, um alle Spielerinnen und Spieler möglichst vom Beginn an am Spiel zu beteiligen und zwar unabhängig davon, ob sie nun Energiewende-Expert:innen sind oder Laien auf diesem Gebiet. Es geht darum, den Fokus stärker auf den Punkt Kooperation zu lenken und gleichzeitig ein experimentelles Veranstaltungsformat aufzugreifen, um spielerisch der Frage zu begegnen, wie wir die Energiewende gemeinsam gestalten können. Wir wollten zeigen, dass Politik, Unternehmen und Wissenschaftseinrichtungen vor großen Herausforderungen stehen, wenn es darum geht, komplexe Sachverhalte im Zusammenhang mit den zentralen Themen der Energiewende zu vermitteln und Akzeptanz und Beteiligung zu erzielen.

Wie viel Vorwissen brauchen die Teilnehmerinnen und Teilnehmer?

Benjamin Horn: Das ist das Faszinierende an dem Spiel: Es war kein Vorwissen erforderlich und trotzdem haben viele Spielerinnen und Spieler über mehrere Stunden begeistert gespielt, von der Energietechnikerin bis zum Sozialpädagogen, vom Studenten bis zur bildenden Künstlerin. Und, es gibt kein Richtig und Falsch. Wir können uns immer die perfekte Zukunft wünschen und auch die Energiewende so vorstellen, dass sie perfekt umgesetzt wird. Also gleichzeitig kosteneffizient, ökologisch sinnvoll, klimafreundlich, schnell und solidarisch – aber das ist nicht das Lernziel des Spiels.

Wo sehen Sie das Lernziel denn sonst?

Benjamin Horn: Das Spiel möchte den Teilnehmerinnen und Teilnehmern die Erkenntnis liefern, dass die verschiedenen Ziele teilweise gegeneinander wirken und das Spiel kann daher auch immer einen ganz unterschiedlichen Ausgang haben. Als Fazit bleibt jedoch unabhängig vom Spielausgang immer: Die Energiewende funktioniert nur gemeinsam und ist eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung. Das ist etwas, was auch in der Realität stärker formuliert werden sollte: dass die Energiewende nicht in Hinterzimmern entschieden wird, sondern tatsächlich alle und jede:n betrifft.

In den Dörfern. Energien erzählen in den 2010er-Jahren

Ein Beitrag von Ingo Uhlig

In den 2010er-Jahren zieht es das literarische Erzählen raus aus den Städten, raus, um die Flecken der Provinz zu erkunden. Das Dorf, der ländliche Raum haben Konjunktur. Das geht weit über Romantisierungen und Landlust-Idyllen hinaus. Es spricht vieles dafür, dass sich auf den ländlichen und dezentralen Schauplätzen, in den Dörfern und stadtfernen Um- und Lebenswelten die Wandlungen der Gegenwartsgesellschaft aufschlussreich beobachten, literarisch einfangen und sichtbar machen lassen. Dezentralität könnte das Stichwort lauten, das man den neuen Energiesystemen und der Topografie der literarischen Entwürfe gleichermaßen anheften kann.

I. Frontline of Transformation

Der ländliche Raum erscheint also weder abgeschieden, noch wäre er als verschlafene und rückständige Provinz oder auch als Idylle zutreffend beschrieben. Das Land ist von facettenreichen, kontroversen, teils gegensätzlichen Entwicklungen geprägt. Auffallend ist zunächst die Schnelligkeit technischer Innovation. Der ländliche Raum ist durchzogen von Infrastruktur. Er ist automatisiert, digitalisiert, vielfach vernetzt und verwoben durch Hard- und Software. Er ist ein Experimentierfeld autonomer Logistik, Transport- und Lieferteknik. Infrastrukturen, die es nicht gäbe, wäre er nicht längst in die globalisierten Wirtschaftskreisläufe und Nachbarschaften eingebunden. Auf dem Land wird hochtechnisiert produziert und geerntet: auf Feldern, in Wäldern und in riesigen kunstlichtbeschienenen Hallen und Indoor-Plantagen. Man erntet Energie aus Wind, Sonne und Biomasse. Zwischen diese Produktionsstandorte, die Farmen für erneuerbare Energien, Pflanzen oder Tiere, rücken Farmen für Server und Data-Center. Man kann hier künstliche Intelligenz bereithalten oder Kryptowährung produzieren. Und irgendwo hier sind, neben allem Möglichen, wahrscheinlich auch die gerade gelesenen Zeilen gespeichert.

Aufblühen oder stagnieren

Aus all diesen technischen Settings geht aber keineswegs hervor, dass das Landleben als solches prosperiert. Das Bild wird hier schnell uneinheitlich, zeigt aber bestimmte Muster. So verbreiteten sich die Metaphern von den Leuchttürmen und Speckgürteln: Die Leuchttürme stehen für die großen wirtschaftsstarken Zentren, die Speckgürtel für die prosperierenden Ortschaften in ihrem Umland. Man könnte – das ist völlig willkürlich gewählt – an Frankfurt und Maintal oder an Berlin und Kleinmachnow denken. Gerade der Metapher vom Speckgürtel muss man in diesen Fällen nicht nachhelfen. Fülle ist hier augenfällig: Mit den Dingen und Gütern des Lebens, aber auch mit Kultur, ist man in den suburbanen Lagen bestens versorgt. Teslas schlängeln sich durch die Straßen, es gibt gut situierte und sortierte Kunstvereine.

Außerhalb der sogenannten Agglomerationszonen aber weitet sich der Horizont zur Peripherie und es zeigen sich – wenn auch stark abhängig von Region und Bundesland – die ländlichen Regionen nicht selten als Problemfälle. Deutlicher sichtbar werden hier die ökologischen Belastungen der technisierten und hocheffizienten Raumbewirtschaftung. Es zeigen sich Strukturschwächen, schrumpfende und überalterte Orte und Regionen, soziale Verödungsphänomene und eine kulturelle Tristesse, die ihren politischen Anschluss

häufig am rechten Rand finden. Markant ist das Herunterfahren öffentlicher Grundversorgung, das heißt ein Rückzug des Staates von seinen wesentlichen Versorgungspflichten (häufig unter dem Begriff Daseinsvorsorge gefasst). Oft fehlt es an Bildung, Verwaltung, Medizin und Pflege. Statt der Pioniere der E-Mobilität fallen „Raumpioniere“ auf, die die Organisation des gemeinschaftlichen und kulturellen Lebens in Selbsthilfe und -organisation wiederbeleben. Ihr kreativer und engagierter Umgang mit den Krisenerscheinungen des ländlichen Raumes schafft wichtige Anziehungspunkte und Hoffnungsmomente. Wobei sich – das betonen etwa Soziologinnen wie Claudia Neu – nicht von der Hand weisen lässt, dass solche Konzepte und Initiativen für den Rückzug des Staates einspringen und ein weit grundsätzlicheres Problem überdecken. Die Ironie liegt so gesehen darin, dass die Figur des Raumpioniers oder der Raumpionierin, die ja ein Hauch des Heroischen umgibt, der fatalen Ausdünnung des ländlichen Raumes als positives Narrativ zur Seite tritt.

Im ländlichen Hintergrund wird also deutlich, dass man der strahlend-potenten Metapher vom Leuchtturm (wahrscheinlich anders als dem eher satirischen Bild vom Speckgürtel) nicht ohne Weiteres trauen kann und sie zu bezweifeln wäre. Neoliberale Leuchtturmpolitik, also die Idee, dass Zentren in die umliegenden Regionen ausstrahlen und sie mit sich nach oben ziehen, hat sich flächendeckend keineswegs bewährt. Fortschritt und Stagnation begegnen und überkreuzen sich weiterhin.

Neues Interesse an der *Countryside*

Dieser von heterogenen Entwicklungen durchzogene ländliche Raum ruft längst die verschiedensten wissenschaftlichen und gestalterischen Disziplinen auf den Plan und wird durch die verschiedensten Wissensfelder gereicht. Jüngst geht etwa ein interdisziplinäres Handbuch *Dorf* diesen weiten Problemhorizont ab, sammelt und reflektiert den Forschungsstand unter anderem aus historiographischer, ökonomischer, soziologischer, planerischer, ästhetischer Perspektive. Herausgegeben wurde das Kompendium von zwei Literaturwissenschaftlern, Werner Nell und Marc Weiland, die in ihrem Vorwort darauf verweisen, dass es gerade heute an der Zeit sei, „Dörflichkeit“ und den „Erfahrungs- und Vorstellungsräum des Dörflichen“ in disziplinübergreifender Weite in den Blick zu nehmen.

Nahezu zeitgleich entstand ein ebenfalls enzyklopädisches Format zum Thema. Diesmal in Form eines begehbaren Ortes und in maximal urbaner Umgebung. Im Februar 2020 eröffnete die vom Architekten Rem Koolhaas (*1944) kuratierte Ausstellung *Countryside, The Future* im New Yorker Guggenheim Museum. Die Schau ist als globales und die Zeiten überblickendes Panorama angelegt; sie bringt die unterschiedlichsten ländlichen Weltgegenden zusammen und verbindet Historisches, wie die antike Vorstellung einer ländlichen Muße, mit der Frage nach der Zukunft des Rurales im Zeichen von industrieller Wellness, Nachhaltigkeit und Klimawandelanpassung. Die Idee für diesen Parcours auf den Rundläufen des Guggenheim steht in Zusammen-

hang mit einer Aufmerksamkeitsverschiebung, die Koolhaas in die 2010er-Jahre datiert:

Ich habe im Verlauf des vergangenen Jahrzehnts bemerkt, dass, während wir unsere Energie und unseren Intellekt auf den städtischen Raum fokussierten, die ländlichen Areale sich dramatisch verändert haben, und zwar unter anderem durch den Einfluss der Erderwärmung, der Marktwirtschaft, durch den Einfluss von US-Tech-Konzernen, durch afrikanische und europäische Initiativen, durch chinesische Politik und durch vieles mehr. Diese Geschichte ist in ihrem vollen Ausmaß noch nicht erzählt worden.

Ihren Refrain erhielt diese Geschichte von der Countryside bereits 2014, als Koolhaas in einem Artikel für das Architekturmagazin *ICON* ein geflügeltes und seither vielzitiertes Wort platzierte: „The countryside is now the frontline of transformation“. Gemeint ist damit nicht das Planungsgebiet einer flächendeckenden Modernisierung, die aus alt neu macht und alle Lebensbereiche von den technischen Infrastrukturen über die materielle Versorgung bis hin zur Kultur erfasst. Vereinheitlichende Entwicklungsnarrative und dialektische Oppositionen (wie überholt und modern, nah und fern, Stadt und Land) greifen längst zu kurz. Die Beschreibungen der ländlichen Transformation müssen eine Fülle komplexer Dynamik und Eigenlogik in Rechnung stellen können. Zeitlich wie auch räumlich trifft sich hier Entferntes und wird Beieinanderliegendes beziehungslos. Jene Frontlinie der Transformation verläuft durch einen dezentral in Bewegung geratenen Raum und sie öffnet die unterschiedlichsten Dimensionen ländlichen Lebens. – In einer dieser Dimensionen sind sich in den 2010er-Jahren auch die Literatur und Energiewende begegnet.

Kriminalfälle in der Provinz

Um damit wieder einen Schritt näher zu treten und den Fokus enger zu stellen auf die Energiewende und ihr Erzählen: Auch die Literatur, die das Thema Energie in den 2010er-Jahren aufgreift, verhandelt keine großen und flächendeckenden Narrative. Dies war, um es kurz zu erwähnen, einmal auffällig anders, wenn man sich zum Beispiel an Monika Marons *Flugasche* aus dem Jahr 1981 erinnert: Der Roman kreiste um zwei Fixpunkte: die Berliner Kaderzentrale, in der Entscheidungen getroffen wurden, und die zentrale Energieproduktion am Chemiegroßstandort Bitterfeld. Was hier entschieden oder produziert wurde, hatte Geltung und Relevanz für den gesamten sozialistischen Projekt- und Transformationsraum DDR.

Der erzählte Raum hat sich demgegenüber deutlich verkleinert. Dezentralität ist, wie gesagt, nicht nur eines der technisch-infrastrukturellen Erkennungsmerkmale der Energiewende, sondern kennzeichnet tatsächlich auch weite Strecken ihres Erzählens. Angesichts dieser Erzählperspektiven wäre nun eine große Buntscheckigkeit der Narrative zu erwarten. Hervorstechend ist aber eine eher gegenteilige Tendenz, nämlich die gemeinsame Affinität der Narrative für ein bestimmtes Genre: den Krimi. Beim Blick auf die Buchtitel könnte man auf die Idee kommen, dass ein Minigenre

des Windrad-Dorf-Krimis mit der Energiewende entstanden ist: *Spiel mir das Lied vom Wind* (2009) von Carola Clasen, *Der Wind bringt den Tod* (2012) von Ole Kristiansen, *Wer Wind sät* (2012) von Nele Neuhaus (2015 verfilmt vom ZDF), *Tod unterm Windrad* (2014) von Michael Elsaß, *Windtod* (2016) von Markus Palic, *Windspiele* (2016) von Dirk Zandrecki heißen Krimis, die Wind und Windkraft direkt im Titel tragen und um Energieprojekte kreisen. Um die Liste noch zu erweitern: Auch in Natascha Manskis *Fanggründe* (2012), Josef Kelnbergers *Der Grenzer* (2013) und Juli Zehs *Unterleuten* (2016) verbindet sich dörfliches Unrecht mit der Windkraft.

Dies mag überraschen, aber der systematische Zusammenhang zwischen der fiktiven Kriminalistik und der Windkraft ist leicht zu ermitteln. Er liegt hauptsächlich darin, dass der Ausbau von Windenergie Landbedarf hervorruft und damit eine Neubewertung lokalen Bodeneigentums erfolgt. Hier setzt das Krimigenre an: Die Windenergie löst in ihrer Nachfrage nach geeigneten Plätzen eine regelrechte Neuordnung des ländlichen Raums respektive ländlicher Vermögensverhältnisse aus, worin reichlich Anhaltspunkte für Intrigen, Betrügereien, Verdächtigungen, Mobbing und das Wiederauftauchen vergangener oder die Entstehung neuer Konflikte liegen. Immer geht es im Windkraft-Krimi um die Feststellung alten, etwa ererbten Besitzstands und die Spekulation auf neue Kapitalquellen. Streit entfacht sich an der Frage nach Bodenveräußerung (durch Kauf oder Pacht) oder er entsteht wegen potenziell aufgewertetem Grund um im Vergleich zu unrentablem Land, das wegen seiner Grenzverläufe, der Topografie, der Windphysik oder des Naturschutzes ungeeignet für die Energieproduktion ist. Dabei kommen immer auch Positionen der Windkraftgegner:innen und -befürworter:innen, Nimby-Konflikte, Vorbehalte aus dem Natur- und Landschaftsschutz sowie kommunalpolitische Positionen ins Spiel.

Streiten um Flächen

Mit dem Krimigenre scheint eine Vorentscheidung hinsichtlich der Inszenierung der Energiewende getroffen, denn das Genre nimmt die Energietransformation als Turbulenz von Eigentumsverhältnissen wahr und wirft die schon immer heikle Frage nach bürgerlichem und insbesondere bäuerlichem Grundbesitz auf. Es sind Geschichten um geldwertes Land, und deshalb drehen sie sich um Hektar und Quadratmeter, Gemarkungen und Grenzsteine, Karten, Grundstücksrechte, Notartermine. Erzählung trifft Kataster. Literarischer und mit einem Hauch Dorfkolorit gefasst: Es geht um die „Pfaffenwiese“, die „schiefe Kappe“, den „Himberg“. Die sich darum rankende Frage – die zugleich Quell oder Verstärker krimineller Motive ist – lautet letztlich in irgendeiner Form: „Deins oder meins?“

Der literarische Diskurs überdeckt somit einen ökonomischen, der den Landbedarf der Energiewende an den Ausgangspunkt stellt und einer Transformationslinie folgt, die zwischen Land- und Energiewirtschaft verläuft. Nicht zu übersehen ist allerdings ein Zeitpfeil, der diesen Dorffangelegenheiten oft angesteckt wird, bringen sie doch das Erzählen der Energiewende in erster Linie mit dem Vergangenen –

mit Eigentumshistorien – anstatt mit dem Zukünftigen in Verbindung. Die Themenfelder von ökologischer Transformation und Klimaschutz rücken eher am Rande in den Blick, während mit Vorliebe die Archive der Dorfgeschichte geöffnet werden. Die Konjunktur der Dorfprosa, dieser Gedanke drängt sich beim Lesen auf (und hätte sicherlich literaturwissenschaftliches Verallgemeinerungspotenzial), bietet der Literatur den Schauplatz kleiner historischer Leidenschaften.

II. Juli Zehs *Unterleuten* und Alina Herbing's *Niemand ist bei den Kälbern*

So zählte 2016 der Gesellschaftsroman *Unterleuten* zu den Publikumserfolgen. Juli Zeh ist eine der wichtigsten deutschen Gegenwartsautorinnen, ihr Erzählpark steht im flachen Nordosten Deutschlands, in Brandenburg. Erzählt wird von einem fiktiven Dorf Unterleuten, das bereits zu weit vom Berliner Speckgürtel entfernt ist, um von dessen Reichtum etwas abzubekommen. Hier lebt man inmitten drastischer Strukturschwäche. Unterleuten ist einer jener von staatlicher Grundversorgung vernachlässigten, scheinbar vergessenen Räume. Die Polizei zum Beispiel kommt erst nach Stunden, falls man überhaupt noch auf die Idee kam, sie zu rufen. Die nächste Prüfung, die dem Ort auferlegt wird und die der Roman in seinen Mittelpunkt stellt, ist die Errichtung eines Windparks. Zeh entwirft um dieses Sujet herum einen Mikrokosmos der Streitigkeiten, den die einzelnen Figuren so durchmessen, dass ihre Positionen und Merkmale (wie kriminell oder schuldlos, integer oder verwerflich, schwach oder einflussreich) mehr und mehr verwischen. Formal ist dies geschickt und effektiv erzählt, die Perspektiven irritieren einander stetig, womit eine Vielfalt rotierender Versionen, ein „Kaleidoskop“ entsteht. Wer also mit der Erwartung an den Text geht, dass die fortschreitende Lektüre ein klarer werdendes Gesamtbild von Unterleuten erzeugt, wird enttäuscht, denn die zurückgelegten Kapitel verschieben jeweils neuerlich die Blickwinkel. Gegenwart und Geschichte von Unterleuten werden nicht wirklich durchsichtiger.

Dabei wird die Windparkerrichtung mit Eigentumskonflikten verknüpft, die bis in die Wendezeit und sogar in die Zeit der Bodenreform, also in die Nachkriegs-DDR zurückreichen. Im Zentrum steht die Feindschaft zweier Männer, die vor Gewalt keineswegs zurückschrecken und das Dorfmilieu kriminalisieren. Verdacht und Gerüchte um alte und neue Verbrechen stehen im Raum. Es geht um durchaus Kapitaless: Auftragsmord, Körperverletzung, Erpressung, nächtliche Überfälle, Trinkwasservergiftung und Kindesentführung. Zu Tage gefördert wird diese Summe dörflichen Unrechts durch die Recherche einer jungen Journalistin.

Unterleuten – ein politisches Idyll

Verbunden mit diesem historischen Vorlauf zeigt sich die Energiewende de facto als abermalige Novellierung von Raumverhältnissen, als eine Art nächster Bodenreform, die mit der an Problemthemen reichen Geschichte des Bodeneigentums und der landwirtschaftlichen Produktion in DDR und Post-DDR eng verknüpft wird. Zu einem Großteil ist Juli Zehs Erzählen nachträglich: Es ist DDR- und Wende-Aufarbeitung. Ein Erzählen, das im langen Schatten der deutsch-deutschen Geschichte steht und wie viele andere Texte der Gegenwartsliteratur den Blick in diese Vergangenheit richtet. Gegenwartsbezogen ist *Unterleuten* dort, wo das Erzählen den Finger in die Wunde der Strukturschwäche legt (zugleich aber durchaus deren Kolorit zu genießen scheint). Nur Zukunft – als Entwurf, Projekt, Potenzial oder zumindest als Überwindungsmoment – wird für die Unterleutener nicht kenntlich. Es gilt: aushalten statt ausgestalten.

Während man für das Kenntlichmachen dieser Leerstelle – fehlender Zukunftsentwurf, fehlende Zukunft – etwas theoretischen Anlauf nehmen muss, fallen zwei andere thematische Auslassungen der Erzählung schneller ins Auge. Sie überraschten mich bereits bei der frischen Lektüre von *Unterleuten* im Frühjahr 2016, bekamen aber mit der ZDF-Verfilmung *Unterleuten – Das zerrissene Dorf* aus dem Frühjahr 2020 (Regie: Matti Geschonneck) etwas durchaus Eklatantes.

Erstens schweigt bereits der Roman über rechtes und rechtsradikales Dorfgeschehen. Er spart die hässliche Seite der Politik damit aus und wirft nicht zuletzt auch die Frage auf, ob es ihm in den Bildern der strukturschwachen Provinz und all dem Hin und Her zwischen den sommerlichen Schauplätzen, wie dem Märkischen Landmann (Dorfkneipe) und der Schiefen Kappe (potenzielles Windgebiet am Ortsrand), nicht unterschwellig doch um Kolorit geht. Politisch gesehen ist *Unterleuten* ein Idyll. Zweitens gibt es den Klimawandel allenfalls in Randbemerkungen, aber nicht als ein gesellschaftlich relevantes Geschehen. Es ist ein heißer Sommer, aber ökologisch ist die Welt völlig intakt. Die Jahreszeiten nehmen ihren Lauf und der Landwirt hat zwar notorisch leere Kassen, aber auf den Feldern reiche Ernte. Vor dieser Kulisse wird es leicht, die Energiewende als simples Geschäftsmodell durchzuspielen. Es ist, wie gesagt, ein Erzählen von der Ökonomie und nicht von der noch weitaus komplexeren Frage der Ökologie her.

Buch und Verfilmung

Zwischen der Buchveröffentlichung und der Ausstrahlung der Verfilmung vergingen vier Jahre. Eine bewegte Zeit, in der es zur Unterzeichnung der Pariser Klimaverträge kommt, Greta Thunberg bekannt wird, die Bewegungen Extinction Rebellion und Fridays for Future entstehen, ein Reststück des Hambacher Forsts erhalten bleibt, in Berlin der Kohleausstieg beschlossen wird, die USA sich aus den

Pariser Klimaverträgen wieder zurückziehen, Mitteleuropa unter Hitze- und Dürrewellen leidet, in Gegenden Brandenburgs beginnende Versteppung zu beobachten ist und Waldbrände auftreten, die in Jüterbog, Kalifornien, Australien und am Amazonas neue Ausmaße erreichen.

Mühe los ließe sich nun eine Aufzählung anhängen, die im Zeitraum zwischen 2016 und 2020 das Aufwallen rechter Ressentiments im lokalen, nationalen und globalen Rahmen veranschlagt. In diesem Zusammenhang reicht es darauf hinzuweisen, dass hierzulande gerade Klimaschutz und Energiewende (mit zurückgehender öffentlicher Aufmerksamkeit für die Flüchtlingsaufnahme) zur Hauptzielscheibe rechter Polemik wurden. Dieser lautstarke und mit reichlich Diskreditierung durchgesetzte Diskurs rückte die sogenannte Klimälüge ins Zentrum ihrer Auseinandersetzung mit den demokratischen gesellschaftlichen Kräften. Wenn die Energiewende also in den letzten Jahren an der Frontlinie eines massiven kulturellen Konflikts erscheint, bekommt es etwas Unverständliches und unpassend Artifizielles, sie sich – gerahmt als großes Fernsehesevent – abermals als dörfliche Eigentumsintrige und damit nahezu entpolitisiert erzählen zu lassen. Das Buch und die Verfilmung sparen die zentralen Vokabeln der Debatte aus. Wobei gerade die am Anfang des neuen Jahrzehnts platzierte Verfilmung umso schiefer geraten erscheint, zumal sie gegenüber der Romanvorlage viele Freiheiten zeigt, aber deren Auslassungen getreu übernimmt.

Vergangenheit Unterleuten

Allerdings macht vor allem die starke spielende Besetzung der Fernsehversion nochmals jenen Zeitpfeil sichtbar, der dem *Unterleuten*-Stoff angeheftet ist. Alle Dorfprotagonisten sind von altem, erlittenem oder verübtem Unrecht gezeichnet oder sie werden, falls neu zugezogen, rasch in die alten Geschichten verwickelt. Was getan wird, macht irgendwie die Male der Vergangenheit sichtbar und so tragen die Unterleutener ihre Dorfbiografien wie schlecht verheilte Wunden mit sich herum. (In diesem zurückgewendeten Blick kann man sogar das Spukmotiv vom fluchbeladenen Haus auftauchen lassen.) In *Unterleuten* leben Menschen, denen sich der Dorfraum eingepägt hat und fortwährend ihr Handeln, ihr Empfinden und ihre Affekte bestimmt. Dabei schafft die Verfilmung, gerade wenn sie sich, was oft geschieht, Zeit lässt, eindrücklich-kunstvolle Bilder von den ihren Dorfbiografien und -traumata festhängenden Figuren.

Unterleuten: Ein Dorf voller Altlasten und Ballast, voller Versehrt- und Verrücktheiten. In der Subtraktion der wesentlichen Themen unserer Zeit wird aus dem Stoff aber keine Gesellschaftserzählung, sondern ein manieristisch geratenes Dorfdrama um die Wunden der DDR- und Wendezeit.

Schattin: Windtürme und Kälber

2017 erscheint ein Kontrapunkt zu den Eigentumsintrigen um Dorf und Energiewende: Alina Herbings (*1984) Roman debüt *Niemand ist bei den Kälbern* erzählt die Geschichte einer Eigentumslosen. Christin heißt die Figur, ist Anfang zwanzig, hat eine Lehre als Friseurin abgebrochen, arbeitet und lebt nun auf einem Milchviehhof, der der Familie ihres Freundes gehört. Der Hof steht im Dorf Schattin, wiederum in der nordostdeutschen strukturschwachen Provinz, und wiederum bedeutet geografisch abgelegen zu sein auch ökonomisch und sozial abgehängt zu sein. Den Milchbauern und -bäuerinnen geht es wirtschaftlich schlecht. Zähe und erfolglose Routinen prägen den Alltag. Die Dorfschauplätze haben etwas Abgestandenes, erzeugen viel Tristesse und wenig Perspektiven. Die Profite aus den Windtürmen, die Schattin umstehen, ändern daran nichts. Am Rande erfährt man, dass dies mit der individuellen Lage der Grundstücke und mit Pachtangelegenheiten zusammenhängt. Diese Schauplätze durchquert die Heldin Christin und die Erzählung begleitet sie für ein paar Wochen durch den mecklenburgischen Sommer. Die Aufmerksamkeit liegt dabei auf den Empfindungen der Figur: Wie fühlen sich Sommerlandschaft, Dorfmonotonie, Jungsein, bäuerliches Tun, das Gras und der Lehmboden unter Windrattürmen an?

Über Lübeck startet ein Flugzeug und fliegt direkt in die Sonne. Und sofort hab ich das Gefühl, ein dickes Kind klammert sich an meinen Rücken und schlingt seine Arme so fest es geht um meinen Hals. Manchmal glaub ich, jedes Flugzeug, das ich sehe, existiert überhaupt nur, um mich daran zu erinnern, dass ich einer der unbedeutendsten Menschen der Welt bin. Wieso sollte ich sonst in diesem Moment auf einem halb abgemähten Feld stehen? Nicht mal in einer Nazi-Hochburg, nicht mal an der Ostsee oder auf der Seenplatte, nicht mal auf dem Todesstreifen, sondern kurz davor, daneben, irgendwo zwischen alldem. Genau da, wo es eigentlich nichts gibt außer Gras und Lehmboden und ein paar Plätze, die gut genug sind, um da Windräder hinzustellen.

Madame Bovary des Windkraftzeitalters

Eigentumsprojekte werden nicht das Thema von Christin, aber es folgt ein Kennenlernen unter dem Windratturm: Klaus, er ist Windkraftarbeiter, wartet Windräder und startet seine Touren von Hamburg aus. Die nicht allzu ferne Großstadt hat einige Anziehungskraft auf die junge Frau, aber die Liaison erzeugt keinen wirklich frischen Wind im Schattin-Leben. Was dennoch folgt, da im Dorf nichts geheim bleibt, ist eine Reihe von Hofdramen und -zerwürfnissen. Aushalten statt ausgestalten, das gilt im Wesentlichen auch für das Dorfleben in Herbings Erzählung, aber *Niemand ist bei den Kälbern* ist keine reine Stillstandserzählung, denn die

Geschichte von Christin läuft auf Verdichtung und auf einen Moment zu, der die Verhältnisse ändern wird.

Die Hauptfigur in Alina Herbings Roman wird schnell als Blaupause eines Monumentalcharakters der Provinzliteratur kenntlich: Emma Bovary aus Gustave Flauberts (1821-80) Roman von 1856. Christin wird entworfen als Emma Bovary des Windkraftzeitalters und seiner Landschaften. Anders als bei Flaubert kommt es aber nicht zum tödlichen Ende, jenem Gift-Suizid der Frau, der auf Dorfverzweiflung und -affäre folgt. Und so verlässt man Herbings Roman mit Neugier, was aus seiner Heldin werden wird. Immerhin. Aber auch dieser Stoff findet nicht Zentrum und Herzschlag in Figuren, die für Projekte und Engagement stünden. Unter den Windrattürmen macht sich nichts Progressives, sondern eine schütterere Posthistoire breit. Es sind nicht Projekte, es sind schlicht Affekte, die das Geschehen bestimmen. Oder noch einmal kurz und anders gesagt: Die Leute haben anderes im Kopf als Energiewende.

Transformationsbelange, Ökologie, Klimaschutz ...?

Diese realistische Prosa der Windlandschaften aus den 2010er-Jahren vollzieht kritische Bestandsaufnahmen, es geht um Probleme der Verödung, der wegbrechenden Daseinsvorsorge, der ungleich oder ungerecht verteilten Reichtümer und Perspektiven. Beschrieben werden Regionen, die strukturell zu schwach und kulturell zu ausgedünnt sind, um sich neu zu erfinden. So gut sich das Erzählen in die Kritik und Inszenierung von Strukturschwächen eingeübt hat, so blind bleibt es für Transformationsbelange, Ökologie und Klimaschutz. Geschwächt und gefährdet sind immer die Strukturen, nie der Raum als solcher. Transformation würde dagegen bedeuten, die adäquaten Strukturen für den gefährdeten Raum – für unsere ökologische Situation – zu erfinden. Dies wiederum kann nur kulturell *und* technisch zum Ausdruck kommen.

In den Dörfern. Energien erzählen in den 2010er-Jahren – Literatur, Quellen und Texte aus der Forschung

Rem Koolhaas, *countryside architecture*,
www.iconeye.com/architecture/features/rem-koolhaas-in-the-country

Rem Koolhaas, *Countryside, A Report*, Taschen Verlag, Köln, 2020.

Werner Nell, Marc Weiland (Hg.), *Dorf. Ein interdisziplinäres Handbuch*, Verlag J. B. Metzler, Berlin, 2019.

Monika Maron, *Flugasche*, S. Fischer Verlag, Frankfurt a. M., 1981.

Carola Clasen, *Spiel mir das Lied vom Wind*, KBV-Verlag, Hillesheim, 2009.

Ole Kristiansen, *Der Wind bringt den Tod*, DTV, München, 2012.

Nele Neuhaus, *Wer Wind sät*, Ullstein Verlag, Berlin, 2012.

Michael Elsaß, *Tod unterm Windrad*, Cocon Verlag, Hanau, 2014.

Markus Palic, *Windtod. Ein Energiekrimi*, hg. v. d. Tagungsgesellschaft Energie, 2016.

Dirk Zanddecki, *Windspiele. Ein neuer Fall für Ben Ruste*, Gmeiner Verlag, Meßkirch, 2016.

Natascha Manski, *Fanggründe*, Rowohlt Verlag, Reinbek b. Hamburg, 2012.

Josef Kelnberger, *Der Grenzer. Kommissar Wolf ermittelt*, Kindler Verlag, Reinbek b. Hamburg, 2013.

Juli Zeh, *Unterleuten*, Luchterhand Verlag, München, 2016.

Matti Geschonneck, *Unterleuten – Das zerrissene Dorf*, ZDF 2020.

Alina Herbing, *Niemand ist bei den Kälbern*, Arche Verlag, Zürich u. Hamburg, 2017.

Gustave Flaubert, *Madame Bovary. Sittenbild aus der Provinz*, aus dem Französischen übers. v. Ilse Perker u. Ernst Sander, Reclam Verlag, Stuttgart, 2017.

ARCH+. Zeitschrift für Architektur und Städtebau: Stadtland. Der neue Rurbanismus, Jg. 50, 2017, Nr. 228.

Claudia Neu (Hg.), *Daseinsvorsorge. Eine gesellschaftswissenschaftliche Annäherung*, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, 2009.

Ingo Uhlig, „Raum und Figur. Beobachtungen zur aktuellen Energieliteratur“, in: Maria Kulik-Frölich, Sigrun Langner (Hg.), *Rurbane Landschaften. Perspektiven des Ruralen in einer urbanisierten Welt*, Transcript Verlag, Bielefeld, 2018, S. 75-85.

Ingo Uhlig, „Literatur unter Strom. Energiewende im Roman“, in: *FAZ* 9.2.2019, <https://www.faz.net/aktuell/feuilleton/buecher/themen/deutsche-gegenwartsliteratur-energiewende-im-roman-16031488.html>

Schlusswort

Georg Erdmann

Liebe Leserin, lieber Leser. Falls Ihnen bislang die Methoden und Aufgabengebiete in der Elektrizitätswirtschaft noch unbekannt waren, sollten Sie nach der Lektüre dieses Buches einen fundierten Einblick in das komplexe Zusammenspiel der verschiedenen Aufgaben und Rollen haben, die für eine kontinuierliche und zuverlässige Versorgung mit Strom erforderlich sind. Vielleicht verstehen Sie jetzt, warum hier „alles so kompliziert sein muss“. Auch sollten Sie ein Gefühl davon haben, dass sich der Umbau der Elektrizitätsversorgung in Richtung Nachhaltigkeit nicht darauf beschränken kann, alle fossilen Kraftwerke durch Wind-, Photovoltaik- oder andere erneuerbare Erzeugungsanlagen zu ersetzen. Es braucht mehr, nämlich die Integration der erneuerbaren Erzeugung in unser Energieversorgungssystem und eine dazu passende Marktorganisation.

Getrieben von den Impulsen des Paris-Abkommens 2015 sowie den neuen politischen Zielen aus Brüssel, Berlin und anderen Hauptstädten befindet sich der Umbau der Energiewirtschaft im vollen Gange und kommt sichtbar voran, auch wenn einige ein noch höheres Tempo wünschen. Heute tragen viele Unternehmen und Forschungsinstitutionen – auch aus dem WindNODE-Konsortium – mit ihrem Engagement aktiv und mit beträchtlichen Investitionen zu diesem Umbau bei. Kaum jemand kann mit der Aussage „So haben wir das noch nie gemacht“ noch einen Blumentopf gewinnen. Es liegt allerdings in der Natur der Sache, dass auf dem Weg zu einem 100 Prozent erneuerbaren Elektrizitätssystem immer wieder neue und teilweise unerwartete Herausforderungen technischer und institutioneller Natur auftauchen. Solche Herausforderungen haben auch wir in unserem WindNODE-Konsortium erlebt. Beispielsweise hat sich das erwartete Rollout intelligenter Stromzähler um mehrere Jahre verzögert, was die im Projekt vorgesehenen Praxistests für entsprechende Anwendungsmodelle erschwerte. Auch leidet die von uns und anderen Konsortien initiierte Entwicklung von Flexibilitätsmärkten unter dem noch im Fluss befindlichen

Regulierungsrahmen. Zwar konnten sich unsere Partner nach intensivem Ringen auf ein konkretes Modell verständigen, doch wurde dies obsolet, als neue und mit diesem Modell nicht mehr kompatible Regierungsverordnungen in Kraft traten. Zu den Ergebnissen des WindNODE-Projekts gehört deshalb auch die Erkenntnis, bei den Bemühungen zum Umbau des Elektrizitätssystems unvorhersehbare Änderungen des Regulierungsrahmens mit zu berücksichtigen.

Aus diesen Feststellungen leitet sich dann doch die Erwartung ab, dass der Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem wohl noch lang sein wird und insbesondere bei der Stromversorgung noch etliche technische, organisatorische und institutionelle Innovationen erforderlich sein werden. Nicht nur bei der Erzeugungsstruktur, sondern auch bei der Organisation der Elektrizitätsmärkte ist schon einiges passiert, wie wir mit diesem Buch zu erläutern versuchten. Aber es handelt sich beim Erreichten nur um einen Zwischenschritt auf dem Weg zum Ziel. Auch die im Rahmen des WindNODE-Projekts erzielten Ergebnisse müssen in diesem Sinne gewertet werden. Aber die weitere Entwicklung wird auf unseren Ergebnissen aufbauen können.

Bei den anstehenden Veränderungen handelt es sich vor allem um Chancen! Chancen insbesondere für findige Menschen, sich mit kreativen Ideen und Modellen an der weiteren Entwicklung und Umsetzung von zielführenden Innovationen der Energiewirtschaft zu beteiligen. Vielleicht sind Sie motiviert, hier persönlich mitzumachen. Wenn dieses Buch dazu beiträgt, Ihnen den Einstieg in die komplexe Materie zu erleichtern und Ihnen die „Fachterminologie der Elektriker“ auf verständliche Weise näherzubringen, wäre dies ein willkommenes Ergebnis unserer Bemühungen. Wir hoffen aber auch auf Leserinnen und Leser, die mit besserem Hintergrundwissen kompetent mitdiskutieren und politisch engagiert mitentscheiden wollen. Auch sie können damit zum Gelingen der Energiewende beitragen. In diesem Sinne freuen wir uns auf den weiteren Fortgang der Energiewende.

Autor:innen

Dr. Constanze Adolf

ist Kulturökonomin und hat mehr als 10 Jahre Energie- und Klimapolitik auf EU-Ebene mitgestaltet. Sie ist der Überzeugung, dass Energiewende und Klimawandel nicht an nationalen Grenzen haltmachen. Daher sind ihre WindNODE-Themen Hochtemperaturspeicher für Flexibilisierung, Sektorkopplung und Wärmewende in Quartieren für sie zukunftsweisend.

Dr. Severin Beucker

ist Gründer und Gesellschafter des Borderstep Instituts für Innovation und Nachhaltigkeit. In WindNODE hat er die Erprobung von Flexibilitäten in Stadtquartieren koordiniert und Lösungen für die Energiewende im Gebäudesektor entwickelt.

Andreas Corusa

hat Versorgungstechnik sowie Energie- und Gebäudetechnik studiert. Als wissenschaftlicher Mitarbeiter und Projektmanager am Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin arbeitete er in WindNODE an Kennzahlensystemen und an Querschnittsthemen wie der Digitalisierung und neuen Geschäftsmodellen in der Energiewirtschaft.

Hannes Doderer

studierte Rechtswissenschaften an der Eberhard Karls Universität Tübingen und leitet das Energierechtsteam des IKEM. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Flexibilisierung, Sektorkopplung sowie der Wärmewende, einschließlich der Wärmeinfrastruktur (Wärmenetze und -speicher).

Dr. Niels Ehlers

promovierte an der TU Berlin über die Integration von erneuerbaren Energien in den Strommarkt. Seit 2010 arbeitet er in verschiedenen Funktionen bei 50Hertz. Unter anderem entwickelte sein Team neue Prozesse zur Senkung von Engpasskosten im Stromnetz. Seit 2020 betreut er das Thema der weiteren Digitalisierung der Gruppe 50Hertz und Elia.

Prof. a. D. Dr. Georg Erdmann

war von 1995 bis 2018 Inhaber des Lehrstuhls für Energiesysteme an der Technischen Universität Berlin. Forschungsschwerpunkte sind Fragestellungen an der Schnittstelle zwischen Energiemärkten und Technologien. Er gehörte zu den Initiatoren des WindNODE-Projekts.

Marcus Franken

von der Kommunikationsagentur Ahnen&Enkel hat die „WindNODE konkret“-Reportagen umgesetzt. Er studierte Umwelttechnik in Berlin, war viele Jahre Chefredakteur eines Umweltmagazins und hat 2014 mit einem Partner die Kommunikations-Agentur Ahnen&Enkel für Energiethemen gegründet.

Markus Graebig

war Gesamtprojektleiter von WindNODE. Er hat Elektrotechnik in Berlin und Sustainable Development in Cambridge studiert. Seine Leidenschaft gilt der Umstellung unseres Energiesystems auf 100 % Erneuerbare. Seit Jahren fragt er sich, wie sich diese Leidenschaft mit anderen Menschen teilen lässt. Dieses Buch ist ein Versuch.

Prof. Andreas Grübel

ist selbstständiger Berater, Honorarprofessor an der FH Münster und Lehrbeauftragter des Fachgebiets Energiesysteme der TU Berlin. Das WindNODE-Team unterstützte er im Bereich Energiemarkt und Digitalisierung.

Gregor Hampel

hat Elektrotechnische Energietechnik studiert und war bis zu seinem Ruhestand 2017 Leiter des Kundenmanagements bei der Stromnetz Berlin GmbH. Er war Mitinitiator des WindNODE-Projekts und Mitglied des Lenkungskreises.

Dr. Christopher Koch

hat am Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin zum Zusammenspiel des kurzfristigen Stromhandels und des Regelenergiesystems in Deutschland promoviert. Für WindNODE hat er sich mit der multikriteriellen Bewertung von Energiesystemen beschäftigt. Er arbeitet in der Energie-wirtschaftsabteilung bei 50Hertz.

Anja Lehmann

arbeitet im Team Stakeholdermanagement & Kommunikation der Stromnetz Berlin GmbH. Im Rahmen von WindNODE hat sie gemeinsam mit einem Spiele-Entwickler das Brettspiel „Hertzschlag“ entwickelt, das spielerisch versucht, die schwer greifbare Welt des Energiesystems etwas nachvollziehbarer zu machen.

Dr. Sandra Maeding

ist Senior Expert Energiewirtschaft bei der Stromnetz Berlin GmbH. Sie steht als Programmleiterin bei Stromnetz Berlin für Energiewende, Digitalisierung und Change Management und hat WindNODE in vielfältiger Weise begleitet, so z. B. als Koordinatorin des Arbeitspakets „Vernetzter Endkunde“.

Dr. Matthias Müller-Mienack

ist Manager der DNV. DNV übernahm 2018 die GridLab GmbH, wo er als CTO im Unterauftrag der Uni Leipzig auch für ein WindNODE-Teilprojekt verantwortlich war. Im Ergebnis dessen wurde im GridLab-Dispatchertrainingszentrum die Möglichkeit geschaffen, zukunftsfähige Engpassmanagementwerkzeuge am Netz 2030 zu testen.

Dr. Fernando Oster

hat Physik an der Uni Heidelberg studiert und im Bereich Energiewirtschaft an der TU Berlin promoviert. Als wissenschaftlicher Mitarbeiter und kurzzeitig als kommissarischer Leiter hat er am Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin unter anderem zur Systemintegration erneuerbarer Energien geforscht und gelehrt. Er arbeitet aktuell in der Energieabteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Niko Rogler

hat Wirtschaftsingenieurwesen mit Fokus auf Energiewirtschaft und Nachhaltigkeitsmanagement in Dresden und Berlin studiert. Innerhalb WindNODE hat er als Projektmanager in der Verbundkoordination die Ergebnissynthese zu den wesentlichen Handlungsfeldern koordiniert.

Thomas Röstel

hat Elektrotechnik an der TU Berlin studiert. Bei der Stromnetz Berlin GmbH ist er für die Planungsgrundsätze und Entwicklung des Primär- und Sekundärnetzes verantwortlich. Für WindNODE hat er Betriebsmesstechnik mit Eignung zum Verbau in Kompakt-Netzstationen und Datentransport über nicht breitbandige Übertragungstrecken entwickelt.

Simon Schäfer-Stradowsky

ist Jurist und Geschäftsführer des IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität. Er ist Experte für Klimaschutz- und Energierecht und setzt sich für einen innovativen Rechtsrahmen ein, der den Einsatz erneuerbarer Energien in allen Sektoren zügig ermöglicht.

David Schröder

hat Energietechnik und Regenerative Energiesysteme in Berlin und Stockholm studiert. Für WindNODE hat er am Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin zur multikriteriellen Bewertung energiewirtschaftlicher Handlungsoptionen gearbeitet.

Jan Suchanek

ist Diplom-Volkswirt und Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Berlin. Innerhalb von WindNODE hat er Kommunikationsformate organisiert und durchgeführt, darunter der Expertenaustausch in der WindNODE-Akademie, ein Bürgergutachten zur CO₂-Bepreisung sowie die Ausstellung „Energy in Motion @ TU Berlin“.

Prof. Dr. Ingo Uhlig

lehrt und forscht am Germanistischen Institut der Uni Halle. Für WindNODE hat er am Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin gearbeitet und war den kulturellen und narrativen Dimensionen der Energiewende auf der Spur. Im Team mit Ingenieur:innen am ökologischen Umbau des Energiesystems zu arbeiten, zählt zu seinen besten akademischen Erfahrungen.

Malte Viefhues

hat Politikwissenschaften und Physik in Nancy, Oxford und Berlin studiert. Er war Projektmanager in der WindNODE-Verbundkoordination mit den Schwerpunkten Quartierslösungen und vernetzte Endkunden und arbeitet jetzt als Softwareentwickler für die Wirtschaftlichkeit dezentraler Energielösungen.

Ellery Studio

gestaltet Transformation an der Schnittstelle von Innovation, Wissenschaft und Design. Das mehrfach international ausgezeichnete Team moderiert co-kreative Prozesse, erarbeitet Systemmodelle, unterstützt Autorinnen und Autoren bei der nutzerzentrierten Aufbereitung komplexer Sachverhalte und nutzt Storytelling und Infografik zur Kommunikation auf Augenhöhe.

Abkürzungen

| | | | |
|-----------------|---|---------|---|
| °C | Grad Celsius, Einheit der Temperatur | e2m | Energy to Market GmbH |
| A | Ampere, Einheit der elektrischen Stromstärke | EE | erneuerbare Energie |
| AC | Wechselstrom oder -spannung (von engl. alternating current) | EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| AG | Arbeitsgemeinschaft | EEX | European Energy Exchange (Energiebörse in Leipzig) |
| API | Application Programming Interface | EinsMan | Einspeisemanagement |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung | EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| BEA | Berliner Energieagentur | EPEX | European Power Exchange (Energiebörse in Paris) |
| BEHG | Bundesemissionshandelsgesetz | EU | Europäische Union |
| BENE | Berliner Programm für nachhaltige Entwicklung | g | Formelzeichen der Erdbeschleunigung (9,81 m/s ²) |
| BHKW | Blockheizkraftwerk | GHD | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen |
| BKV | Bilanzkreisverantwortlicher | GuD | Gas- und Dampf |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie | GW | Gigawatt = Milliarde Watt, Einheit der Leistung |
| BNetzA | Bundesnetzagentur | GWh | Gigawattstunde = 1.000 Megawattstunden = 3,6 Terajoule, Einheit der Energie |
| BSI | Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik | h | (1) Formelzeichen der Höhe (Länge); (2) Stunde, Einheit der Zeit |
| BSR | Berliner Stadtreinigung | HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| BVG | Berliner Verkehrsbetriebe | HöS | Höchstspannung |
| c | Formelzeichen der spezifischen Wärmekapazität | HS | Hochspannung |
| CAPEX | Capital Expenditure | Hz | Hertz, Einheit der Frequenz |
| CO ₂ | Kohlendioxid | I | Formelzeichen der elektrischen Stromstärke |
| ct | Cent | J | Joule, Einheit der Energie |
| DC | Gleichstrom oder -spannung (von engl. direct current) | kg | Kilogramm, Einheit der Masse |
| E | Formelzeichen der Energie | | |

| | | | |
|------------------|---|----------|---|
| km/h | Kilometer pro Stunde, Einheit der Geschwindigkeit | PtG | Power-to-Gas, bezieht sich speziell auf die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff |
| kV | Kilovolt = 1.000 Volt, Einheit der elektrischen Spannung | PtH | Power-to-Heat, aus Strom wird Wärme |
| kW | Kilowatt = 1.000 Watt, Einheit der Leistung | PV | Photovoltaik |
| kW _{el} | Kilowatt elektrisch, Bezeichnung der elektrischen Erzeugungsleistung eines BHKW | SAIDI | System Average Interruption Duration Index |
| kW _{th} | Kilowatt thermisch, Bezeichnung der Wärmeerzeugungsleistung eines BHKW | SDL | Systemdienstleistungen |
| kWh | Kilowattstunde = 1.000 Wattstunden = 3,6 Megajoule, Einheit der Energie | SINTEG | Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung | SINTEG-V | Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm SINTEG („Experimentierklausel“, engl. „regulatory sandbox“) |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz | SMGW | Smart Meter Gateway |
| m | (1) Meter, Einheit der Länge; (2) Formelzeichen der Masse | SRL | Sekundärregelleistung |
| m ³ | Kubikmeter, Einheit des Volumens (1 m ³ = 1.000 Liter) | StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| MJ | Megajoule = 1 Million Joule, Einheit der Energie | StromNZV | Stromnetzzugangsverordnung |
| MRL | Minutenreserveleistung (auch: Tertiärregelleistung) | T | Formelzeichen der Temperatur |
| ms | Millisekunde (0,001 Sekunden), Einheit der Zeit | t | Formelzeichen der Zeit |
| MS | Mittelspannung | TCP/IPTE | Transmission Control Protocol / Internet Protocol Technische Einheiten |
| MsbG | Messstellenbetriebsgesetz | TFR | Tonfrequenzrundsteuerung |
| MW | Megawatt = Million Watt = 1.000 kW, Einheit der Leistung | TWh | Terawattstunde = 1 Billion Wattstunden = 1 Mrd. kWh, Einheit der Energie |
| MWh | Megawattstunde = 1 Million Wattstunden = 1.000 kWh, Einheit der Energie | U | Formelzeichen der Spannung |
| NABEG | Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz | ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| NS | Niederspannung | v | Formelzeichen der Geschwindigkeit |
| OTC | Over-the-Counter-Handel (Direkthandel) | V | Volt, Einheit der elektrischen Spannung |
| PE | Polyethylen (ein Kunststoff) | VKW | Virtuelles Kraftwerk |
| PFR | Pager-Funkrundsteuerung | VNB | Verteilungsnetzbetreiber |
| PJ | Petajoule = 1 Billiarde Joule, Einheit der Energie | VPE | Vernetztes Polyethylen (ein Kunststoff) |
| PRL | Primärregelleistung | W | Watt, Einheit der Leistung |
| PtC | Power-to-Cold, aus Strom wird Kälte | Wh | Wattstunde = 3.600 Joule, Einheit der Energie |

Impressum

Über WindNODE

WindNODE war Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Es umfasste die sechs ostdeutschen Bundesländer inklusive Berlin und stand unter der Schirmherrschaft der Regierungschefs der teilnehmenden Bundesländer. Verbundkoordinator von WindNODE war die 50Hertz Transmission GmbH. In WindNODE arbeiteten über 70 Partner vier Jahre lang, von 2017 bis 2020, gemeinsam an übertragbaren Musterlösungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft. WindNODE zeigte ein Netzwerk flexibler Energienutzer, die ihren Stromverbrauch nach dem schwankenden Angebot von Wind- und Sonnenkraftwerken ausrichten können. Ziel war es, große Mengen erneuerbaren Stroms ins Energiesystem zu integrieren und zugleich die Stromnetze stabil zu halten.

Weitere Informationen unter:
www.windnode.de

Über SINTEG

Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) wollte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zeigen, wie die Zukunft der Energieversorgung aussehen kann. Die Idee von SINTEG bestand darin, übertragbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei veränderlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu entwickeln und zu demonstrieren. Geeignete Lösungen aus den Modellregionen sollten als Vorbild für eine breite Umsetzung in ganz Deutschland und darüber hinaus dienen. In den fünf Schaufensterregionen kooperierten Partner aus der Energiewirtschaft sowie der Informations- und Kommunikationsbranche. Seit 2017 arbeiteten mehr als 300 Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Kommunen, Landkreise und Bundesländer gemeinsam an der Umsetzung der Zukunftsvision Energiewende.

Weitere Informationen unter:
www.sinteg.de

Die Projektträger Jülich · Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) betreute die SINTEG-Schaufenster bei der Durchführung des Förderprojekts.

Weitere Informationen unter:
www.ptj.de/projektfoerderung/sinteg

Über Ellery Studio

Das Ellery Studio ist eine kreative Strategie- und Innovationsagentur, die sich an der Schnittstelle zwischen kreativer Strategieberatung, Wissenschaftskommunikation und sozialwissenschaftlicher Zukunftsforschung bewegt. Dabei begleitet das Ellery Team vor allem Transformationsprozesse und Forschungsprojekte von national und global agierenden Organisationen und Konsortien in den Bereichen Klimaschutz, erneuerbare Energie und soziale Innovation.

Kernkompetenzen von Ellery Studio sind die kreativ-strategische und zukunftsorientierte Beratung von Entscheidungsträger:innen in Politik, Wirtschaft und Forschung, die Planung und Moderation partizipativer Programme und die Entwicklung innovativer Kommunikationsformate insbesondere zur Wissensvermittlung oder zur Begleitung von sozialökologischen Veränderungsvorhaben.

Zudem entwirft Ellery Studio, basierend auf Ansätzen des Spekultativen Designs, in gemeinsamer Auseinandersetzung mit Praxis-Akteur:innen und Expert:innen wünschenswerte Zukünfte und beschäftigt sich mit der Gestaltung von Diskursräumen und sensorisch erfahrbaren Zukunftsszenarien.

Weitere Informationen unter:
www.ellerystudio.com

Herausgeber:innen

Markus Graebig

Prof. a. D. Dr. Georg Erdmann

Niko Rogler

Prof. Dr. Ingo Uhlig

Ellery Studio, Berlin
Ellery Studio
Glogauer Straße 19
10999 Berlin

T +49 30 814 562 340
info@ellerystudio.com
www.ellerystudio.com

Konzept und Gestaltung

Ellery Studio, Berlin

Kreativdirektion:
Eugen Litwinow, Dodo Vögler, Bernd Riedel

Projektleitung:
Julia Zimmermann, Eugen Litwinow

Art Direction:
Julia Zimmermann, Gaja Vičič

Layout:
Gaja Vičič

Infografik und Illustration:
Julia Zimmermann, Bernd Riedel, David Ramirez Fernandez

Layer-Modell Prozessgestaltung:
Bernd Riedel, Dodo Vögler, Julia Zimmermann,
Hanna Rasper, Simon Schabel

Disclaimer

Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben und Informationen wurden, soweit nichts Anderweitiges vermerkt ist, von den Herausgebern oder Dritten im Rahmen des Zumutbaren sorgfältig recherchiert und geprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität übernehmen jedoch weder die Herausgeber noch Dritte eine Haftung oder Garantie. Die Herausgeber haften nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind.

WindNODE ist ein pluralistisches Projekt – auch und gerade mit Blick auf die mitwirkenden und angesprochenen Personen. Für uns zählen Menschen, unabhängig von ihrem Geschlecht. Den Autorinnen und Autoren des vorliegenden Buchs liegt daher eine durchgehend geschlechterneutrale Sprache am Herzen, um die wir uns nach bestem Vermögen bemüht haben.



**ellery
studio**



Dieses Buch ist geschrieben und illustriert von Menschen, deren berufliche Leidenschaft der Energieversorgung und der Wissenschaftskommunikation gilt.

Die Energiewende ist für uns so etwas wie der erste Flug zum Mond – eine unglaublich spannende Herausforderung, ein Quantensprung unserer Innovationskraft und eines der größten Menschheitsprojekte unseres Jahrhunderts. Wir möchten ein Stück unserer Leidenschaft mit unseren Leserinnen und Lesern teilen – für Branchenneulinge ebenso wie für alle Interessierten, die sich einen Einblick in die sonst verborgene Welt der Stromversorgung wünschen.

Zuerst zeigen wir, wie das System heute funktioniert. Das Beziehungsgeflecht zentraler Akteure haben wir in einem „Akteurs-Layer-Modell“ aufgezeichnet, und zwar in vier Ebenen: Physik (wie fließt der Strom?), Markt (wie wird Strom gehandelt?), Daten (welche Informationen werden ausgetauscht?) und Spielregeln (welcher regulatorische Rahmen gilt?). In Zoom-ins erklären wir wichtige Grundbegriffe wie Systemdienstleistungen, Bilanzkreis, Merit Order und Unbundling.

Danach erkunden wir die Zukunft: Modellvorhaben auf dem Weg, 100% Erneuerbare ins System zu integrieren, aufbauend auf dem Projekt „WindNODE – Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“. Dazu gehört der Blick auf die gesellschaftlichen Herausforderungen.



**ellery
studio**

