UNTERRICHTSMATERIALIEN FÜR LEHRKRÄFTE

ENERGIE MACHT SCHULE 03

THEMA

Stromnetze

Vorwort

Sehr geehrte Lehrkräfte,

die Erziehung und die Ausbildung junger Menschen sind zwei wesentliche Herausforderungen einer jeden Gesellschaft. Ein Großteil der in diesem Bereich erforderlichen Arbeit wird in der Schule geleistet. Um Lehrerinnen und Lehrer bei dieser wichtigen Aufgabe zu unterstützen, hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) die Reihe „Energie macht Schule“ erarbeitet. Mit diesen Materialien für die Sekundarstufe 1 möchte der BDEW einen Beitrag zur Unterrichtsvorbereitung leisten. Ziel unseres Angebots ist es, Verständnis für den Wert unserer Ressourcen zu schaffen, den bewussten Umgang mit Strom, Gas und Wasser im Alltag zu fördern und die Urteilsfähigkeit der Schülerinnen und Schüler zu stärken.

Im vorliegenden Heft 3 der Reihe „Energie macht Schule“ wollen wir einen Einblick in die technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge des deutschen Stromnetzes ermöglichen. Vor dem Hintergrund der politischen Vorgaben der Europäischen Union und deren daraus resultierenden gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland, ist die Energiewirtschaft auf dem Weg, das deutsche Netz für die Herausforderungen der Energiewende fit zu machen. Um die Dimension dieser Aufgabenstellung zu verdeutlichen, wird in einem kurzen Abriss als Erstes die fast 150-jährige Geschichte des Stromnetzes betrachtet.

Die Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsebenen, die Funktion und Arbeitsweise eines Transformators und die zentrale Bedeutung einer stabilen Frequenz im Netz als technische Grundvoraussetzung für die Versorgungssicherheit der Energieversorgung werden erläutert. Diese Voraussetzungen sind die physikalische Basis für alle Überlegungen und Maßnahmen, die die europäische Staatengemeinschaft ihrem Ziel einer CO_2-armen Energieversorgung ein Stück näherbringen soll.

Die deutsche Stromerzeugung soll bis zum Jahr 2035 zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien erfolgen. Das kann nur gelingen, wenn das Stromnetz, aber auch das Erdgasnetz, auf die sich daraus ergebenden Bedingungen ausgelegt wird. Das ist ein kostspieliges Unterfangen, das gut geplant und vorbereitet sein will. Dieser Planungsprozess wird dargestellt und erläutert. Die Transparenz dieses Prozesses und die daraus resultierende Akzeptanz der Bevölkerung für den Systemumbau ist für den Erfolg des notwendigen Netzausbaus von existenzieller Bedeutung.

Welche Rolle kommt dem privaten Verbraucher in dem neuen System zu? Welche technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen sind für das Gelingen des Umbaus aus heutiger Sicht unabdingbar? Auf welche technischen Fragestellungen müssen aber erst noch Antworten gefunden werden? Und welche Potenziale gilt es für eine effiziente Energieversorgung zukünftig zu erschließen? Anhand dieser komplexen Fragestellungen soll herausgearbeitet werden, wie weitreichend die zu treffenden Entscheidungen sind, wie wichtig die reibungslose Verzahnung der verschiedenen Bereiche ist und welche Zeithorizonte dabei eine Rolle spielen.

Wir hoffen, Ihnen und Ihren Schülern mit diesem und den folgenden Heften einen differenzierten Einblick in das Thema Stromnetze geben zu können und Ihre Unterrichtsvorbereitung auf eine fundierte Basis zu stellen.

Kerstin Andreae
Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Inhaltsverzeichnis

Materialien für den Unterricht finden Sie unter **www.energie-macht-schule.de**

Einleitung 6

1 Warum ist das Netz, wie es ist? 8

2 Technische Voraussetzungen
- 2.1 Was hängt am Mast? 13
- *Exkurs: Was ist ein Kabel?* 14
- 2.2 Oder doch lieber in die Erde? 15
- 2.3 Dreiphasenwechselstrom 16
- 2.4 Spannungsebenen 17
- 2.5 Warum Hochspannung? 17
- 2.6 Funktionsprinzip des Transformators 18
- 2.7 Die Frequenz 19
- 2.8 Schwankender Bedarf – angepasstes Angebot 20
- 2.9 Netzleittechnik 20
- 2.10 Belastungsverlauf 21
- *Exkurs: Haben elektromagnetische Felder Auswirkungen auf unsere Gesundheit?* 22

3 Politische Vorgaben – Ziele der EU-Länder
- 3.1 Der Energie-Binnenmarkt 25
- 3.2 Versorgungssicherheit 26

4 Gesetzliche Rahmenbedingungen in Deutschland
- 4.1 Die BNetzA 29
- 4.2 Aktuelle Netzausbauprognosen 30

5 Blick in die Zukunft
- 5.1 Der Verbraucher wird flexibler und zum Erzeuger 33

6 Technische und wirtschaftliche Entwicklungen
- 6.1 Ohne Speicher wird es nicht gehen 38
- 6.2 Großes Speicherpotenzial liegt in den Gasnetzen 39
- 6.3 Offshore-Anbindung – eine große Herausforderung für das Netz 40
- *Exkurs: Die ersten Offshore-Windparks* 41
- 6.4 Finanzierung des Netzausbaus 44

7 Smart Grid konkret – intelligente Netze
- 7.1 Sensorik im Netz 47
- 7.2 Temperaturmonitoring 47
- 7.3 Steuerung und Regelung in Verbindung mit Verteilnetz-Automatisierung 48
- *Exkurs: Wärmepumpe und Kraft-Wärmekopplung* 48

8 Das deutsche Netz in der europäischen Netzgemeinschaft
- 8.1 Technische Voraussetzungen 50
- 8.2 Struktur der Lastflüsse in Europa 52
- 8.3 Wettbewerb 53
- 8.4 Energieeffizienz 53

Ausblick 54

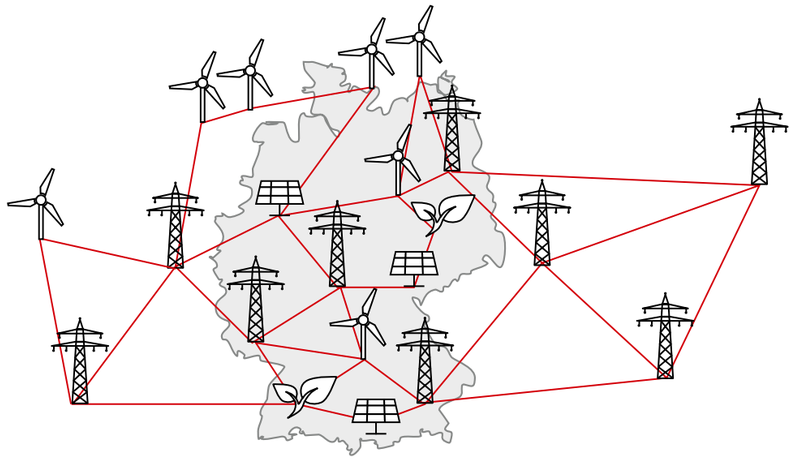
Impressum 55

Neue Wege in der Energie

Windkraftanlagen und Netze gehören in der Energiewende zusammen.

Deutschland geht neue Wege in der Energiepolitik. Der schnelle Ausstieg aus der Kohle und der beschleunigte Einstieg in die Erneuerbaren Energien wurde im Juli 2011 von Bundestag und Bundesrat beschlossen. Das aktuelle Kohleausstiegsgesetz sieht bis spätestens 2038 einen kompletten Ausstieg aus der Kohleverstromung vor. Bereits 2035 sollen 100 Prozent des nationalen Strombedarfs durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden.

Die Neugestaltung der deutschen Energielandschaft läuft auf Hochtouren. Sie ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Politik, Wirtschaft und Bürger sind auf dem Weg zu einer klimafreundlichen und nachhaltigen Energieversorgung gemeinsam gefordert.



NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIEN

Bei der Neugestaltung der Energielandschaft haben die Stromnetze eine Schlüsselfunktion. Sie bilden die Basis der Energieinfrastruktur. Der Ausbau und der Einsatz Erneuerbarer Energien stellen neue Anforderungen an die Stromnetze. Die Distanzen zwischen Stromerzeugung und Verbrauch verändern sich. Die Anzahl der Stromerzeuger vervielfacht sich. Die stark fluktuierenden Einspeisungen von Wind- und Sonnenenergie müssen zusammen mit anderen Stromquellen jederzeit mit dem gerade benötigten Bedarf in Einklang gebracht werden. Damit hohe Netzstabilität und Versorgungssicherheit weiter gewährleistet bleiben, sind die Modernisierung und der Ausbau der Stromnetze notwendig. Eine zukunftsfähige und nachhaltige Energieinfrastruktur muss stärker, flexibler und schneller werden. Sie muss fit gemacht werden für das neue Energiezeitalter.

HIGHTECH FÜR DIE ERNEUERBAREN

Die Energiewende wird die deutsche Energielandschaft in den kommenden Jahrzehnten auch technologisch tiefgreifend verändern. Neue Technologien für Erzeugung, Verteilung und Verbrauch bestimmen schon heute das Bild. Konventionelle Kraftwerke werden durch eine Vielzahl neuer Kraftwerkstypen ersetzt, die aus Wind, Sonne, Wärme und Biomasse Strom erzeugen. Neue Speichertechnologien kommen zum Einsatz, intelligente Kommunikationstechnologien sorgen für die optimale Balance zwischen Erzeuger, Speicher und Verbraucher.

1

Warum ist das Netz, wie es ist?

Die noch heute existierende Nord-Süd-Leitung wurde zwischen 1924 und 1929 in Betrieb genommen und war als erste Verbundleitung weltweit bereits teilweise auf eine Betriebsspannung von 380 kV ausgelegt.

Die ältesten deutschen Stromversorger sind Stadtwerke oder aus solchen hervorgegangen. Die prominentesten Beispiele solcher Unternehmen sind die Bewag in Berlin (1884), die HEW in Hamburg (1894) und das RWE in Essen (1898).

Um auch die ländlichen Gebiete und kleinere Gemeinden zu elektrifizieren, entstanden etwas später die so genannten Überlandzentralen, die eine flächendeckende Versorgung ermöglichten. Damit verbunden war oft die Umstellung von Gleichstrom auf Wechselstrom, mit dem ein Stromtransport über größere Entfernung möglich wurde. Bald verflochten sich städtische Netze mit denen von Überlandzentralen. So entstand über den Stadtwerken eine zweite Ebene der Stromversorgung, aus der die heutigen Regionalversorger hervorgingen.

DIE HERAUSBILDUNG DER VERBUNDEBENE

Nach dem Ersten Weltkrieg zeichnete sich eine dritte Ebene der Stromversorgung ab, die auch die Netze der Regionalversorger landes- und reichsweit verknüpfte. Am Ende entstand eine das ganze Reich durchziehende „Sammelschiene“ für 220 kV, welche die 110-Kilovolt-Leitungen der Landesversorgungen überlagerte, sie miteinander verknüpfte und zum heutigen Verbundsystem weiterentwickelte.

KONZESSIONS- UND DEMARKATIONSVERTRÄGE

Trotz des von Anfang an dominierenden Einflusses der öffentlichen Hand, entwickelte sich die Elektrizitätswirtschaft zunächst im privatwirtschaftlichen Rahmen. Den Unternehmen wurden keine rechtlichen Privilegien wie der Post und Staatsbahn zugestanden. Auch die Herausbildung geschlossener Versorgungsgebiete erfolgte sozusagen naturwüchsig, durch die technischen Besonderheiten der Stromversorgung wobei die Versorger ihr faktisches Netzmonopol zusätzlich durch den Abschluss von Konzessions- und Demarkationsverträgen absicherten:

- Die Städte besaßen durch das Wegerecht ein Monopol für die Verlegung von Leitungen, dass sie entweder selbst nutzen oder gegen Zahlung einer „Konzessionsabgabe“ einem anderen Stromversorger überlassen konnten.

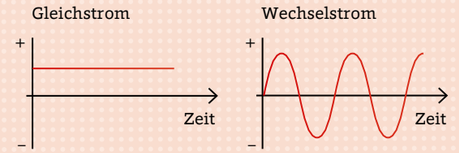
- Die großen Regionalversorger und späteren Verbundunternehmen sicherten sich ihre Versorgungsgebiete privatrechtlich durch Demarkationsverträge, in denen feste Versorgungsgebiete vereinbart wurden.

Strom ist nicht gleich Strom

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist. Weltweit wird diese Art der Übertragung bevorzugt, weil in ihr Erzeugung und Transformation am einfachsten sind und sie somit für die verlustarmen Fernübertragung das kostengünstigste Verfahren darstellt.

So entwickelte sich in Deutschland ein dreistufiges System der öffentlichen Stromversorgung: Die Verbundunternehmen waren für die Großstromproduktion, das Transportnetz und die Frequenzhaltung zuständig. Die Regionalversorger übernahmen die flächendeckende Verteilung. Die Stadtwerke schließlich brachten den Strom dort bis zur Steckdose.

Als **Gleichstrom** wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Bevorzugt wird Gleichstrom aus chemischen Elementen wie galvanische Zellen, Akkumulatoren und Brennstoffzellen bezogen. Solarzellen können ebenfalls nur Gleichstrom erzeugen. Wenn Photovoltaikanlagen die von ihnen produzierte elektrische Energie ins öffentliche Stromnetz einleiten, muss ein Wechselrichter zwischen geschaltet werden.



DIE LIBERALISIERUNG

Diese Situation galt bis in die 1990er Jahre. Die Liberalisierung des Strommarkts im Jahr 1998 hatte eine Kostensenkung durch marktwirtschaftlichen Wettbewerb zum Ziel. Zugleich verpflichtete sie die Netzbetreiber dazu, ihre Netze auch anderen Stromanbietern für die Belieferung von Kunden zur Verfügung zu stellen. Der nun einsetzende Wettbewerb veränderte die deutsche Stromwirtschaft binnen weniger Jahre sehr stark.

DAS NETZ STELLT EIN „NATÜRLICHES MONOPOL“ DAR

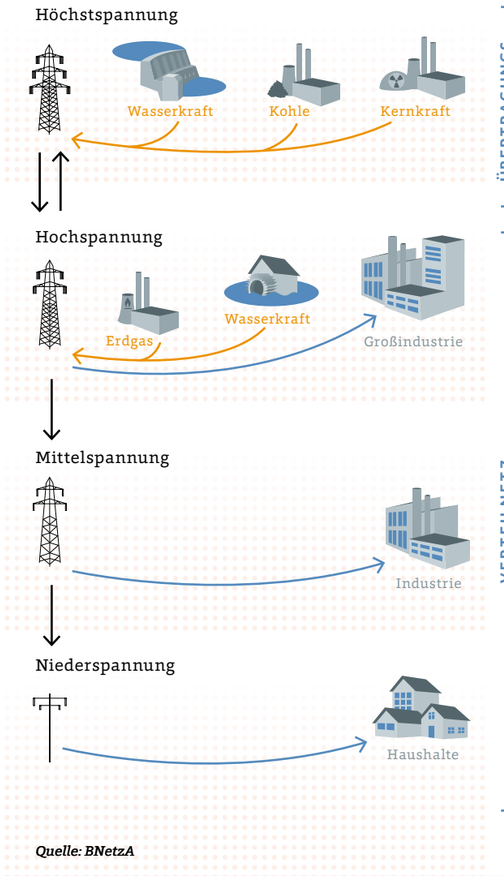
Im liberalisierten Strommarkt kann grundsätzlich jeder seinen Strom dort kaufen, wo er will. Insofern funktioniert dieser Strommarkt ähnlich, als würde der Kunde bei irgendeinem Brennstoffhändler eine Ladung Briketts oder eine Tankfüllung Öl bestellen. Dennoch kann man den Strommarkt nicht einfach mit dem Brennstoffhandel vergleichen. Denn Strom unterscheidet sich grundsätzlich von Gas oder Öl: Strom ist nicht nur ein Energieträger, wie die erwähnten Brennstoffe, sondern Nutzenergie, die unter anderem aus der Verfeuerung solcher Brennstoffe, sogenannter Primärenergie, erst gewonnen wird. Strom besitzt keine Masse. Er lässt sich folglich auch nicht stofflich transportieren, so wie man Kohle in Waggons oder Gas durch eine Pipeline transportieren kann. Strom ist unmittelbar zur Stelle. Im selben Moment, in dem er im Kraftwerk entsteht, ist er auch schon beim Verbraucher in der Steckdose.

Strom ist bewegte elektrische Ladung. Er muss deshalb immer im selben Moment erzeugt werden, in dem er verbraucht wird. Wenn Strom und Gas dennoch häufig unter dem Oberbegriff „leitungsgebundene Energien“ zusammengefasst werden, hat das einen anderen Grund. Sowohl Stromleitungen als auch Gas-Pipelines können nicht beliebig durch die Landschaft verlegt werden. Erst recht gilt dies für komplette Netze mit ihren zahlreichen Verästelungen und Verknüpfungen. Es wäre eine ungeheure Umweltbelastung und unwirtschaftlich, wenn jeder Energieanbieter sein eigenes Leitungsnetz bis zu den Kunden verlegen würde.

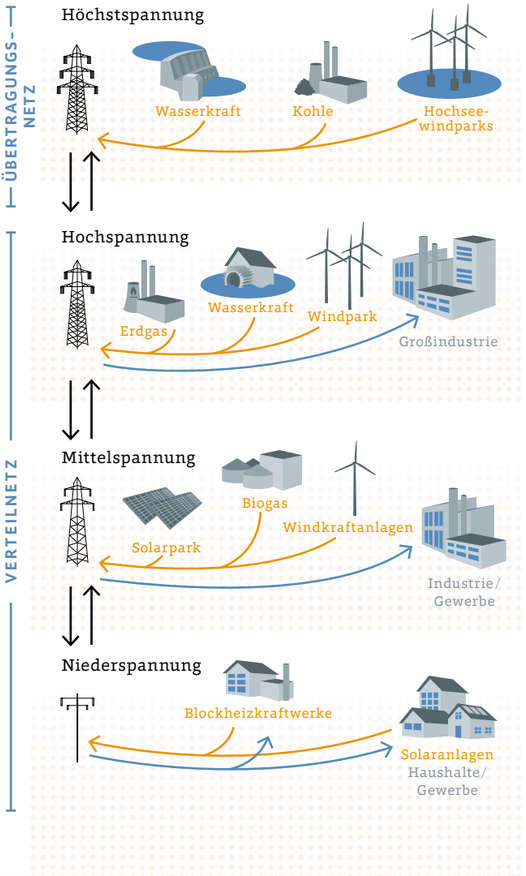
DAS NETZ GEHÖRTE ZUM STROM WIE DIE SCHIENEN ZUR EISENBAHN

Aus den genannten Gründen stellt ein einziges Netz das wirtschaftliche Optimum dar. Man spricht daher von einem „natürlichem Monopol“. Bei der Stromversorgung ist dieses Netz, wie wir gesehen haben, in vielen Jahrzehnten entstanden. Die Netze der Stromversorgung haben längst nationale Grenzen hinter sich gelassen. Heute ist die deutsche Stromversorgung Bestandteil eines umfassenden Verbunds von Portugal bis ins Baltikum und von Jütland bis Sizilien, in dessen Leitungen der Strom überall mit derselben Frequenz schwingt. Die Verantwortung für das Funktionieren dieses Systems obliegt den großen Netzbetreibern, die sich in dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) zusammengeschlossen haben. Zu diesem Netz der Stromversorgung, wie es sich in über hundert Jahren herausgebildet und bewährt hat, gibt es praktisch keine Alternative. Es ist nicht wünschenswert, die Landschaft mit weiteren solcher Netze zu überziehen.

Das klassische Stromnetz



Das heutige Stromnetz



ÜBERTRAGUNGSNETZ

VERTEILNETZ

Quelle: BNetzA

VON DER DURCHLEITUNG ZUR NETZNUTZUNG

Vor der Liberalisierung wurde die Netznutzung durch Dritte in aller Regel als „Durchleitung“ bezeichnet. Solche Durchleitungsfälle waren sehr selten, wenn man vom Stromaustausch absieht, den die Stromversorger untereinander betrieben. Sie beschränkten sich im Wesentlichen auf große Industriebetriebe, die ihren Strombedarf mit eigenen Kraftwerken deckten. Wenn ein solches Industriekraftwerk auch andere Standorte desselben Unternehmens versorgen wollte, musste es dafür das Netz der öffentlichen Stromversorgung benutzen. Technisch-physikalisch war der Begriff Durchleitung aber nicht stimmig, da er den Transport einer bestimmten Menge Strom von Punkt A zu Punkt B unterstellt. Strom ist aber nicht von stofflicher Beschaffenheit. Die Energieübertragung erfolgt auf der subatomaren Ebene und wird dort von negativ geladenen Elementarteilchen bewirkt, die man als Elektronen bezeichnet. Dabei handelt es sich um sogenannte freie Elektronen, wie sie in allen Metallen vorhanden sind. Diese Elektronen stoßen sich innerhalb des Stromleiters gewissermaßen gegenseitig an und sorgen so mit Lichtgeschwindigkeit für die Fortpflanzung der Spannung. Aus technisch-physikalischer Sicht lässt sich der Sachverhalt eher so beschreiben, dass der Entnahme von Strom an einer Stelle des Netzes die Zeit und mengengleiche Einspeisung von elektrischer Energie an anderer Stelle gegenübersteht. Da sich Einspeisungen und Entnahme die Waage halten, bleibt das Netz im Rahmen seiner Bilanz im Gleichgewicht. Der Netzbetreiber muss nur dann regelnd eingreifen, wenn Einspeisung und Entnahme voneinander abweichen.

Blindleistungskompensationsanlage im Umspannwerk Engstlatt

Die Übertragungsnetzbetreiber

Die **Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB) sind Dienstleistungsunternehmen, welche die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze zur elektrischen Energieübertragung operativ betreiben, für die Instandhaltung des Netzes sorgen, Stromleitungen ausbauen und modernisieren und Stromhändlern/-lieferanten diskriminierungsfrei Zugang zu diesen Netzen gewähren. Darüber hinaus haben sie die Aufgabe, Netzschwankungen, welche sich durch Abweichungen zwischen aktuell erzeugter Strommenge und Stromnachfrage ergeben, möglichst gering zu halten.

Durch die gesetzlich vorgeschriebene Entflechtung der Geschäftsbereiche Netzbetrieb und Stromvertrieb einerseits und Stromerzeugung, -handel und -vertrieb andererseits, wurde der Begriff Durchleitung auch in wirtschaftlicher Hinsicht überflüssig. Das Geschäft des Netzbetreibers beschränkte sich nun auf den Transport und die Verteilung elektrischer Energie. Im Prinzip spielte es nun keine Rolle mehr, wer den Strom ins Netz einspeist und wer ihn abnimmt. Der neuen Situation angemessener ist der Begriff „Netznutzung“. In Deutschland werden die Kosten für das Netz dabei auf alle Verbraucher und Verbraucherinnen umgelegt.

2

Technische Voraussetzungen

Stromtransport über große Entfernungen erfolgt über Freileitungen.

Strom kann überirdisch über Freileitungen oder unterirdisch über Erdkabel übertragen werden. Auf der Ebene der Verteilernetze sind in Deutschland erdverkabelte Stromleitungen üblich. Der Stromtransport über große Distanzen auf Höchstspannungsebene, also über sogenannte Übertragungsnetze, erfolgt dagegen im Regelfall bislang über Freileitungen.

2.1 Was hängt am Mast?

Eine Freileitung (auch Überlandleitung) ist eine elektrische Leitung, die von Freileitungsmasten getragen wird. Deren Leiter sind in der überwiegenden Zahl nur durch die dazwischen liegende Luft voneinander isoliert. Dabei werden die Leiterseile an bzw. auf Isolatoren von Freileitungsmasten getragen.

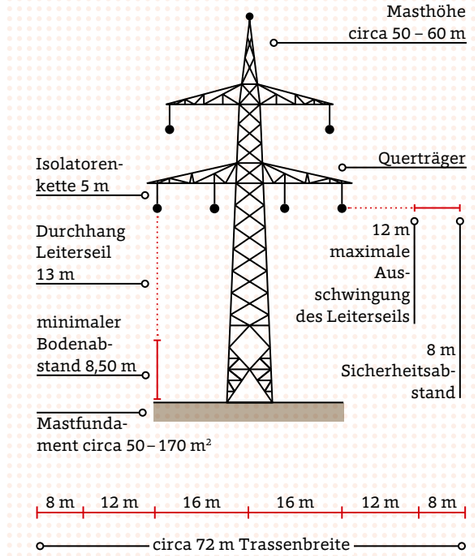
- **Leiter:** Für sie werden blanke Drähte oder Seile verwendet. Dazu werden Aluminiumdrähte um einen Stahlkern zu einem Seil gelegt. Die Stahlseele übernimmt die mechanische Zugspannung der Leiterseile. Die Stromleitung erfolgt in den Aluminiumadern.

- **Isolatoren:** Sie haben die Aufgabe, die spannungsführenden Leiter mechanisch mit den Masten zu verbinden und sie sowohl untereinander als auch gegen den geerdeten Mast galvanisch zu trennen. Sie brauchen ein gutes Isoliervermögen auch bei ungünstigen Betriebsbedingungen (Wärme, Kälte, Nebel, Regen, Verschmutzung) und hohe mechanische Festigkeit bei wechselnder Belastung (Zugspannung, Wind, Eis). Als Werkstoff haben sich Glas und Porzellan mit Oberflächenglasur bewährt. Es finden aber auch Kunststoffisolatoren Verwendung.

- **Masten:** Stützpunkte sind in der Regel Stahlgittermasten. Sie bestehen aus Winkelstahlkonstruktionen, die verschraubt sind. Man unterscheidet hier zwischen Tragmasten, Abspannmasten, Winkelabspannmasten und Endmasten. Wichtig für die Standfestigkeit der Freileitungsmasten ist ihre sichere Verankerung im Erdreich. Gittermasten erfordern zum Teil aufwendige Betonfundamente. Tragmasten erhalten Stufen- oder Plattenfundamente und Masten für vertikale Kraftaufnahme (Winkel- und Abspannmasten) Bohr- oder Rammfundamente.

Zum Schutz gegen Blitze erhalten die Masten eine Blitzschutzerdung. An der Mastspitze wird ein Erdseil verlegt und mit dem Mast leitend verbunden. Die Erfahrung hat gezeigt, dass Blitzentladungen vorzugsweise über das Erdseil erfolgen. Die Fachleute sprechen von einem Schutzbereich für die Phasenleiter, der sich unterhalb des Erdseils bildet.

Typische Abmessungen bei einem Freileitungsmast



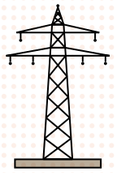
Quelle: 50Hertz

In ein bis zwei Prozent der Fälle treten trotzdem Blitzentladungen direkt in die Frei- aber auch in Telefonleitungen auf, die eine kritische Überspannung zur Folge haben. Durch die induktiven Wirkungen der Blitze werden in Leiterschleifen der Umgebung von ca. 200 Metern unzulässige Spannungen induziert. Bis ca. zwei Kilometer können durch den Erdwiderstand noch gefährlich hohe Potenzialdifferenzen auftreten, die elektrische Bauteile zerstören.

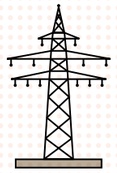
Isolator eines Hochspannungsmastes

Freileitungstypen

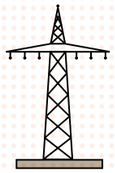
Donau
Beste Bauart im Hinblick auf Masthöhe und Trassenbreite und daher in Deutschland am häufigsten eingesetzt.



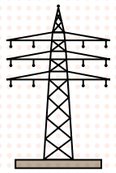
Donau-Einebene
Bei Mitführung von 110-kV-Leitungen eignet sich der Donaumast mit einer zusätzlichen Einebenentraverse.



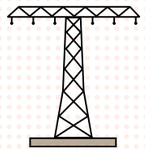
Einebene
Diese Bauform eignet sich, wenn geringe Masthöhen erforderlich sind.



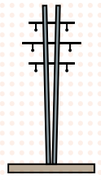
Doppeltonne (Donautonne)
Die Doppeltonne ist die Mastbauform zur Führung von 4-Systemen 380-kV.



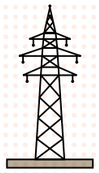
Dieses Einebene-Modell wurde hauptsächlich in Ostdeutschland gebaut.



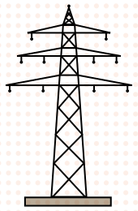
Kompaktmastgestänge
Alternative Mastbauformen werden entwickelt und deren Einsatz kontinuierlich geprüft und können bei Bedarf eingesetzt werden.



Tonne
Wird häufig eingesetzt, wenn nur eine schmale Trasse zur Verfügung steht.



Tannenbaum
Auf den drei Ebenen nimmt die Spannweite der Traversen nach oben ab.



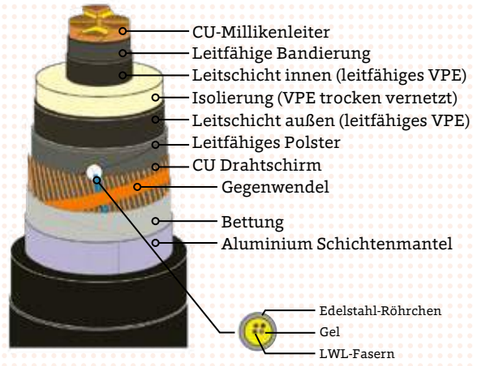
EXKURS: WAS IST EIN KABEL?

Seit Werner von Siemens 1846 das isolierte Kabel erfand, hat sich daran im Prinzip nichts verändert. Es besteht aus einem oder mehreren Drähten, die mit Isolierstoff ummantelt sind. Sie dienen der Übertragung von Energie oder Information. Elektrische Leiter bestehen meist aus Kupfer, seltener auch aus Aluminium oder geeigneten Metalllegierungen. Als Isolierstoffe werden Kunststoffe verwendet, welche die als Leiter genutzten Drähten (man sagt auch Adern) umgeben und gegeneinander isolieren.

Am Anfang eines Kabels steht also in der Regel eine Kupferlitze. Sie wird von spezialisierten Unternehmen hergestellt und hat einen Durchmesser von 8mm. In der Kabelfabrik werden die Litzen in eine Drahtziehmaschine eingespeist. Hier werden sie in der Maschine bis zu neun Mal durch Öffnungen gezogen, die jeweils einen kleineren Durchmesser haben als der Draht. Der Vorgang wird mit Wasser gekühlt. Schließlich hat die Ader nur noch einen Durchmesser von einem halben Millimeter. Das ist der internationale Standard für Kupferkabel. Durch diese Prozedur wird der Draht natürlich auch länger. Aus etwa 100 Metern Kupferlitze werden am Ende leicht 1,5 Kilometer Kupferdraht.

Die Ader wird nun in einem Extruder mit einer Isolation aus schwer entflammbarem Polypropylen überzogen. Extruder sind Fördergeräte, die nach dem Funktionsprinzip der archimedischen Schraube feste bis dickflüssige Massen unter hohem Druck und hoher Temperatur gleichmäßig aus einer formgebenden Öffnung herauspressen. Die Isolierschicht, die am Draht haften bleibt, ist hauchdünn und hat je nach Bedarf eine andere Farbe. Wie die Adern, härtet man auch die Isolierschicht mit kaltem Wasser aus. Anschließend werden die isolierten Adern einfach oder paarweise verseilt, erneut isoliert, ausgehärtet und auf eine Trommel aufgespult.

Aufbau eines Erdkabels



Quelle: Amprion GmbH

Die volle Trommel wiegt zwischen 100 und 150 kg. In großen modernen Werken werden auf Mehrfachzugmaschinen 8 oder 16 Einzeldrähte gleichzeitig gezogen und anschließend verdrillt. Hier entscheidet sich, ob aus der Ader eine einfache Steuerleitung, eine Twisted-Pair-Kabel oder gar ein Robotkabel wird. Wie beim Drahtziehen darf auch beim Verseilen die Zugbelastung nicht überschritten werden. Außerdem darf es bei keinem Arbeitsgang eine zusätzliche Verdrehung geben. Nur dann kann man ein Kabel in jede Richtung bewegen, ohne dass dieses mit der Zeit verknotet oder es zu dem berühmten Korkenzieher Effekt kommt.

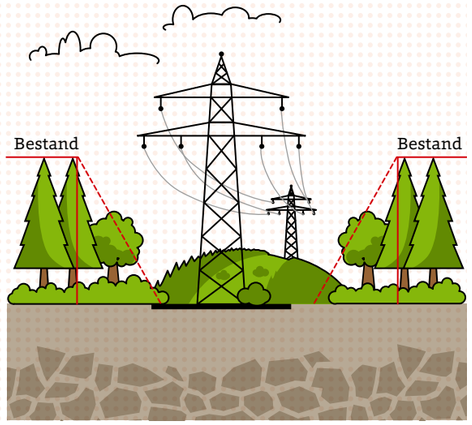
Damit bei der Produktion von hochflexiblen Leitungen das Aderseil nicht mit dem Außenmantel verklebt, wird es entweder mit Talkum bestäubt oder mit einer Folie umwickelt. Dies dient der Beweglichkeit der Leitung und gewährleistet eine gute Abmantelbarkeit. Während des Verseilvorgangs überwachen mehrere Geräte die Toleranz und elektrischen Werte der Kabel. Bei geringfügigsten Abweichungen heult eine Sirene auf, damit die Anlage nachjustiert oder gestoppt werden kann. Nun müssen nur noch die technischen Daten auf die Kabel gedruckt werden. Ausgeliefert werden die Kabel auf großen Spulen, die 300 Meter fassen können.

2.2 Oder doch lieber in die Erde?

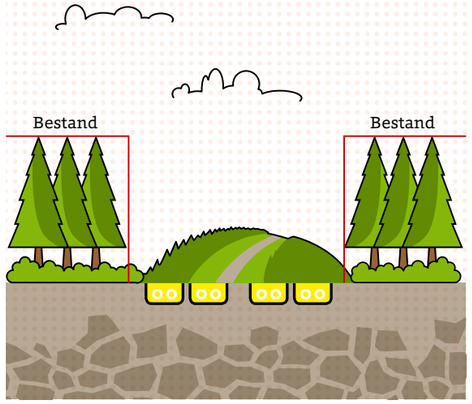
Ein Erdkabel ist ein im Erdboden verlegtes elektrisch genutztes Kabel mit einer besonders robusten Isolierung, die eine Zerstörung durch chemische Einflüsse im Erdreich bzw. im Boden lebender Nagetiere verhindert.

Die Baukosten und der Wartungsaufwand sind bei einem im Boden verlegten Netz höher. Dafür stören sie das Landschaftsbild nicht. Anderseits ist das Risiko, dass die Kabel durch Bauarbeiten beschädigt werden, größer. Bei energie-

Trasse Freileitung



Trasse Kabelanlage



Während bei Bauaktivitäten für Freileitungen hauptsächlich auf oberirdische Behinderungen im Schneisenbereich geachtet wird und die Fundamente der Maststandorte gelegt werden, müssen bei der Erdverkabelung einer Leitung umfangreichere Bauarbeiten durchgeführt werden. Nicht nur die Schneise muss komplett befreit, sondern auch ein etwa zwei Meter tiefer Graben ausgehoben werden. Dieser wird dann zu einem Meter mit thermisch stabilem Material aufgefüllt, um eine hohe Wärmeableitung zu gewährleisten.

Quelle: 50Hertz

technischen Anwendungen im Hochspannungsbereich sind im Vergleich zu Freileitungen die Übertragungsverluste größer. Auch hierdurch entstehen höhere Kosten.

Die Diskussionen um den Netzausbau machen deutlich: Viele Bürger wollen, dass die neuen Stromleitungen so wenig wie möglich auffallen. Erdkabel bieten hier eine interessante zusätzliche Option für den erforderlichen Netzausbau im Zusammenhang mit der Energiewende.

Für die Verwendung von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene in Drehstromtechnik liegen bislang nur wenige Betriebserfahrungen vor. Anders als im Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ-)Netz, das aus einfachen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen besteht, ist das Wechselstromnetz eng in sich „vermascht“, was zu vielfachen Wechselwirkungen der einzelnen Netzbestandteile führt. Bislang gibt es nur wenige Erfahrungswerte, wie sich Erdkabelabschnitte in diesem Zusammenspiel verhalten, insbesondere was Störungen und ihre Behebung betrifft. Im Gleichstrombereich ist der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene weltweit gut erprobt.

Bislang gibt es nur wenige Erfahrungswerte, wie sich Erdkabelabschnitte in diesem Zusammenspiel verhalten, insbesondere was Störungen und ihre Behebung betrifft. Im Gleichstrombereich ist der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene weltweit gut erprobt.

2.3 Dreiphasenwechselstrom

Werden in einem Drehstromgenerator drei Spulen im Kreis um jeweils 120° versetzt angeordnet, entstehen bei einem dazu zentrisch rotierenden Drehfeld drei zeitlich ebenso versetzte Wechselspannungen. Im einfachsten Fall geschieht dies durch einen rotierenden Dauermagneten. Gegenüber einem einzelnen einphasigen Wechselstromsystem halbiert sich bei einem symmetrischen Dreiphasensystem der Materialaufwand für elektrische Leitungen einer gleich großen elektrischen Leistung. Der Einsatz des Dreiphasensystems ist ab einigen Kilowatt wirtschaftlich sinnvoll.

Drehstrom kann in Stromnetzen durch Dreiphasentransformatoren in Umspannwerken zwischen den verschiedenen Spannungsebenen technisch einfach und mit hohem Wirkungsgrad von über 99 Prozent transformiert werden. Zur Energieübertragung in Stromnetzen werden deshalb fast ausschließlich Dreiphasensysteme im Rahmen der Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung (DHÜ) verwendet. Ausnahmen stellen in einigen Ländern Bahnstromnetze dar, die historisch bedingt als Einphasennetze aufgebaut sind, und für Verbindung zwischen zwei Punkten unter speziellen Bedingungen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ).

Im Gegensatz zu Gleichstromnetzen können Wechselspannungsnetze und somit auch Dreiphasensysteme als vermaschte Netze betrieben werden. Hier speisen mehrere Stromerzeuger an verschiedenen Punkten des Netzes Energie ein und an unterschiedlichen Punkten wird elektrische Energie für die Verbraucher entnommen. Alle Erzeuger müssen dabei synchron arbeiten. Die Steuerung der Leistungsflüsse zur Vermeidung von Überlastungen einzelner Leitungen erfolgt in vermaschten Netzen über die Einstellung der Knotenspannungen und die Beeinflussung der Blindleistung über die Phasenlage. Bei Gleichspannungsnetzen wie HGÜ fehlt die Möglichkeit. Allerdings betragen die Übertragungsverluste in Dreiphasensystemen in Mitteleuropa etwa 6 Prozent der Netzleistung, gemittelt über die verschiedenen Spannungsebenen. Um die Vorteile beider Systeme zu kombinieren, werden HGÜ-Punktverbindungen vor allem bei Freileitungslängen über 750 km und bei Seekabeln von einigen 10 km bis zu einigen 100 km Kabellänge eingesetzt. Ab diesen Entfernungen aufwärts weist die HGÜ trotz der zusätzlichen Konverterverluste in der Summe geringere Netzverluste als die Übertragung mit Dreiphasenwechselstrom auf.

Wartungsarbeiten an den Freileitungen werden hier von einer Arbeitsgondel aus erledigt.

2.4 Spannungsebenen

Strom ist und wird auch in Zukunft auf Freileitungen und Erdkabel angewiesen sein. Alle elektrischen Leitungen, die untereinander leitend verbunden sind, bilden zusammen ein Netz. Das Versorgungsnetz ist wegen der unterschiedlichen Aufgaben, die es erfüllen muss, in verschiedene Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung) gegliedert. Jedes dieser Netze hat ganz spezielle Aufgaben. Es wird unterteilt in Übertragungsnetze (Höchstspannung) und Verteilnetze (Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung). Die Spannungsebenen sind nicht-leitend miteinander verbunden.

Im Höchstspannungsnetz beträgt die maximale elektrische Spannung 380.000 V (380 kV) oder 220.000 V (220 kV). Dieses Netz ist ausschließlich für weiträumige Verbindungen zuständig, beliefert regionale Stromversorger und sehr große Industriebetriebe. Es ist circa 37.500 Kilometer lang und mit so genannten Kuppelleitungen an das europäische Verbundnetz angeschlossen. In Deutschland ist das Höchstspannungsübertragungsnetz im Wesentlichen Eigentum der vier Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW.

Die nächstniedrigere Ebene ist das Hochspannungsnetz mit einer Spannung von 110.000 V (110 kV). Es ist circa 94.800 Kilometer lang. Die Leitungen dieser regionalen und großen städtischen Verteilnetze übertragen elektrische Energie zu den Verbrauchszentren, zum Beispiel zu Industriebetrieben, lokalen Stromversorgern oder Umspannanlagen. In solchen Umspannanlagen wird die Spannung auf Mittelspannungsniveau – meist 20.000 V (20 kV) – abgesenkt (transformiert). Kunden sind hier Industrie und größere Gewerbebetriebe. Die Stromkreislänge beträgt ungefähr 524.500 Kilometer.

Systemdienstleistungen

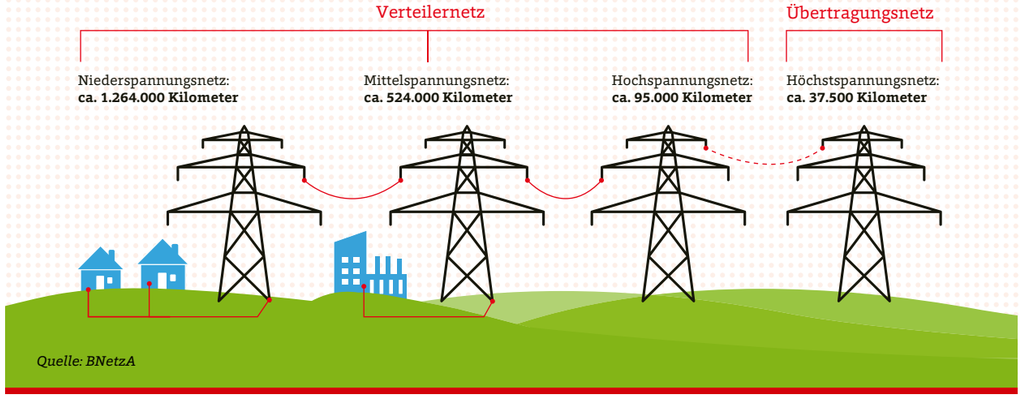
Systemdienstleistungen sind jene für die Funktionstüchtigkeit notwendigen Dienste in der Elektrizitätsversorgung, die Netzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen. Dies sind unter anderem: Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau. Die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung ist die Systemdienstleistung mit dem ökonomisch höchsten Gewicht.

Private Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft verfügen jedoch ausschließlich über Geräte, die mit Spannungen von 230 V beziehungsweise 400 V betrieben werden. Folgerichtig muss die Mittelspannung zur Einspeisung ins örtliche Niederspannungsnetz erneut transformiert werden. Die Länge aller Niederspannungsnetze ist zusammengenommen die Größte unter den Versorgungsnetzen. Die Stromkreislänge beträgt circa 1.263.900 Kilometer. In diesem Bereich ist eine Vielzahl von regionalen und kommunalen Netzbetreibern tätig. (Stand 01.12.2021 BNetzA)

2.5 Warum Hochspannung?

110 kV, 220 kV, 380 kV – das sind die Spannungen, mit denen elektrische Energie über weite Strecken transportiert wird. Dabei ist diese hohe Spannung lebensgefährlich (nur bei Berührung; Sicherheitseinrichtungen verhindern das selbstverständlich) und für die meisten Verbraucher völlig ungeeignet.

Das deutsche Strom-Verteilernetz ist rund 1,92 Millionen Kilometer lang



Quelle: BNetzA

Warum dann trotzdem Hoch- oder gar Höchstspannung? Ein kurzer Ausflug in die Physik liefert die Antwort: Nur mit Hoch- oder Höchstspannung lassen sich sehr hohe Leistungen übertragen und dabei die Verluste in den Leitungen in Grenzen halten. Wird die Spannung (Volt) erhöht, nimmt – gleichbleibende Leistung vorausgesetzt – die Stromstärke (Ampere) ab. Ein niedriger Wert für die Stromstärke bedeutet aber automatisch: geringerer Verlust. Denn die Verlustleistung ist vom Widerstand der Leitung und vom Quadrat(!) der Stromstärke abhängig:

$$P_{Verlust} = I^2 \times R$$

$P_{Verlust}$ = Verlustleistung
I = Stromstärke, R = Widerstand

Mit der Verringerung der Stromstärke nimmt also die Verlustleistung entsprechend ab. Dazu kommt, dass mit zunehmender Stromstärke auch der Querschnitt der Leitung steigen muss. Doch selbst wenn man die Kosten für stärkeres Leitungsmaterial einmal außer Acht lässt, wären die statischen Probleme, die aus dem höheren Gewicht der Leitungen resultieren würden, für die Erbauer der Freileitungen nur mit großem technischem und damit erneut hohem finanziellem Aufwand für Bau und Unterhaltung der Leitungen zu bewältigen. Die technische Möglichkeit, relativ einfach und nach Bedarf von einer Spannungsebene auf eine andere übergehen zu können, ist die Lösung. Durch die vergleichsweise einfache Erhöhung oder Verringerung der Wechselspannung können die Verluste beim Transport so gering wie möglich gehalten werden. Dazu benutzt man Transformatoren.

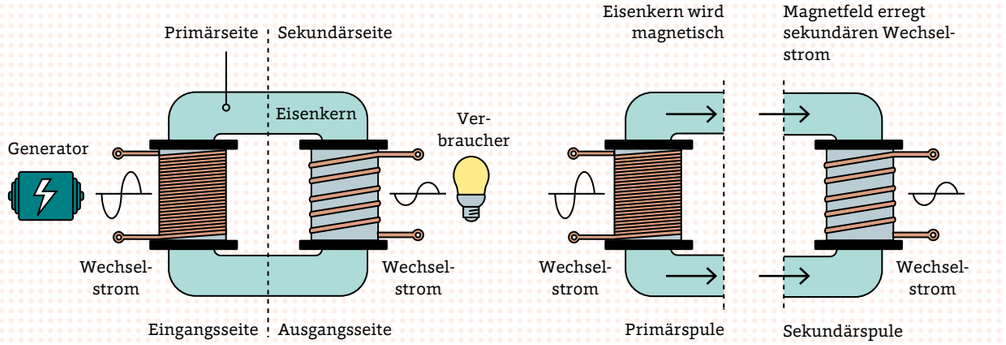
n–1-Kriterium

In einem Stromnetz muss die Sicherheit auch dann gewährleistet bleiben, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt. Es darf auch in diesem Fall zu keiner Versorgungsunterbrechung kommen. Diese allgemeine Regel der Technik gilt in der Elektrotechnik grundsätzlich auf allen Netzebenen, für Umspannwerke ebenso wie für Kraftwerke. Das (n–1)-Prinzip muss für die maximale Höchstlast einer jeden Anlage erfüllt sein. Sie wird von den Übertragungsnetzbetreibern in Simulationsrechnungen z. B. zur Abschätzung der Folgen bei Topologieänderungen in vermaschten Stromnetzen durchgeführt.

2.6 Funktionsprinzip des Transformators

Ein Transformator besteht aus einem Eisenkern, um den zwei elektrisch voneinander getrennte Spulen aus Kupferdraht gewickelt sind, eine davon mit vielen, die andere mit wenigen Windungen. Legt man an die Spule mit der höheren Windungszahl eine hohe Spannung, dann entsteht zwischen den Anschlussklemmen der Spule mit den wenigen Windungen eine niedrigere Spannung. Will man dagegen eine niedrige Spannung in eine höhere transformieren, funktioniert das Prinzip genau umgekehrt: Man legt die niedrige Spannung an die kleine Spule und greift an den Klemmen der größeren die hohe Spannung ab. Hinter dem Transformatorprinzip steckt das wechselnde Magnetfeld,

Aufbau eines Transformators



das von der angelegten Wechselspannung erzeugt wird und über den Eisenkern in der anderen Spule wiederum eine Wechselspannung erzeugt. Dabei entspricht das Verhältnis der Spannungen dem Verhältnis der Windungszahlen.

2.7 Die Frequenz

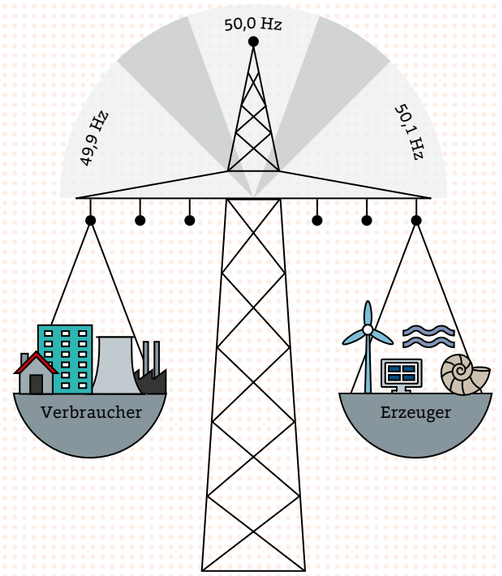
Das Kennzeichen des Wechselstroms ist die Frequenz. Das ist ein Maß für die Elektronenbewegung im elektrischen Leiter. Diese Bewegung muss man sich als eine Art Pendelbewegung vorstellen: immer hin und her. Unser Stromversorgungsnetz wird – unabhängig von der Spannungsebene – mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben. Anders ausgedrückt: Die Elektronen kommen auf 50 komplette Pendelbewegungen – in einer Sekunde! Ganz besonders wichtig ist es, diese Frequenz immer genau einzuhalten. Beispielsweise hängt davon die Drehzahl eines Motors ab. Deutlich wird das an der mit Wechselstrom betriebenen Uhr. Ist die Frequenz zu hoch (niedrig), läuft der kleine Motor in der Uhr zu schnell (langsam), die Uhr geht vor (nach).

Auch für die Erzeugerseite ist die Einhaltung der Frequenz „lebenswichtig". In allen Kraftwerken drehen sich die Generatoren im gleichen Takt, gerade so schnell, dass der Wechselstrom genau 50 Hz aufweist. Ändert sich nun plötzlich aus irgendeinem Grund (z. B. durch den Ausfall eines großen Kraftwerks oder eine plötzliche Veränderung der Netzbelastung) die Frequenz im Netz, können die Maschinen „aus dem Tritt" geraten. Schon geringfügige Abweichungen von der Sollfrequenz reichen aus, um in den Schaltzentralen Alarmstimmung aufkommen zu lassen.

Ursachen werden gesucht und – neben einigen automatisch ablaufenden Regelungsprozessen – entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet. Zusammensetzung und Leistungsfähigkeit des europäischen Kraftwerksparks und Verbundnetzes sind so ausgelegt, dass möglichst auch unter extremen Bedingungen, wie zum Beispiel beim Ausfall einzelner Kraftwerke, zu Zeiten extrem hoher Netzbelastung oder nach der Unterbrechung von Versorgungsleitungen, die tatsächliche Frequenz um nicht mehr als 0,05 Hz von der Netzfrequenz (50 Hz) abweicht.

Mit anderen Worten:
Der Kraftwerkspark muss so beschaffen sein, dass selbst unter ungünstigsten Bedingungen das Stromangebot nicht geringer als die Stromnachfrage ist. Sollte die Netzbelastung die Leistungsfähigkeit sämtlicher Kraftwerke eines Versorgungsnetzes dennoch übersteigen, so droht der (teilweise) Zusammenbruch der Stromversorgung.

Die Frequenz muss stimmen



Netztopologien

In welcher Art und Weise sind die im Netz angeschlossenen Stationen miteinander verbunden? Man unterscheidet grundsätzlich fünf logische Netztopologien:

- das Netz mit Baumstruktur (Strahlennetz)
- das Liniennetz (Bus)
- das Sternnetz
- das Ringnetz
- das vermaschte Netz

Auch im Stromnetz gibt es verschiedene Formen. Beim einfachsten Stromnetz, dem sogenannten Strahlennetz, verlaufen die Leitungen von einem Ausgangspunkt (z. B. Umspannstation zur nächsthöheren Spannungsebene) zu verschiedenen Endpunkten (z. B. Stromendverbraucher). Ringnetze werden von einer oder mehreren Stellen ausgespeist, die Versorgung der einzelnen Verbraucher erfolgt in Form einer Ringleitung: Ein Verbraucher kann also von zwei Seiten über den Ring versorgt werden. Bei einem technischen Defekt kann der Ring um die Fehlerstelle herum geöffnet werden, womit die Verbraucher abseits der Fehlerstelle weiter versorgt werden können. Im vermaschten Netz sind verschiedene Netzknoten miteinander verbunden. Ein Maschennetz bietet bei entsprechender Auslegung die höchste Versorgungssicherheit, erfordert aber einen deutlichen komplexeren Netzschutz. Das Übertragungsnetz ist ein Beispiel für ein Stromnetz sehr hoher Vermaschung.

2.8 Schwankender Bedarf – angepasstes Angebot

Die Frequenz muss stimmen. Daraus folgt, dass Stromerzeugung und -nachfrage immer im Gleichgewicht sein müssen. Denn speichern kann man elektrische Energie nicht, zumindest bisher nicht in dem Umfang, den man für die Belieferung von Dörfern, Städten oder noch größeren Versorgungseinheiten benötigt. Genau die Menge, die alle angeschlossenen Verbraucher zu einem bestimmten Zeitpunkt – übrigens ohne Vorbestellung – aus dem Netz beziehen, muss von den Generatoren zum gleichen Zeitpunkt erzeugt werden. In der Praxis sieht das so aus: Wenn morgens in den Fabriken die Montagebänder in Betrieb gehen oder um die Mittagszeit unzählige Elektroherde eingeschaltet werden, dann laufen die Generatoren für kurze Zeit geringfügig langsamer, weil sie plötzlich stark belastet werden. Geringere Drehzahl ist jedoch gleichbedeutend mit geringerer Frequenz. Messgeräte in den Leitzentralen registrieren diese Veränderung; automatisch wird dafür gesorgt, dass mehr Strom erzeugt wird. In laufende Turbinen wird mehr Wasser oder Dampf geleitet, bei Bedarf werden weitere Maschinensätze hinzu geschaltet – bis die Frequenz wieder stimmt. Nimmt die Belastung erneut ab, werden nach und nach Turbinen und Generatoren auf geringere Leistungen eingestellt oder gar „vom Netz genommen".

Wechselrichter

Ein **Wechselrichter** ist ein elektrisches Gerät, das Gleichspannung in Wechselspannung bzw. Gleichstrom in einen Wechselstrom umrichtet. Eingesetzt werden Wechselrichter, wo ein elektrischer Verbraucher Wechselspannung zum Betrieb benötigt, aber nur eine Gleichspannungsquelle, wie zum Beispiel eine Autobatterie, zur Verfügung steht, oder um Gleichstrom in das Wechsel- bzw. Drehstromnetz einzuspeisen. Als **Unterfrequenz** wird in der elektrischen Energietechnik eine Netzfrequenz bezeichnet, die geringer als die Soll-Netzfrequenz ist. Die Soll-Netzfrequenz in Europa beträgt 50 Hz.

2.9 Netzleittechnik

Die Netzleittechnik umfasst die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik von Netzen. Hauptsächlich eingesetzt wird die Netzleittechnik in leitungsgebundenen Netzen wie Stromnetzen, aber auch in Rohrnetzen wie Gas-, Wasser- (Trinkwasser/Abwasser) und Wärmenetzen (Fernwärme/Nahwärme).

Die Aufgabe der Netzleittechnik besteht darin, die Netzbetreiber in der Betriebsführung ihrer Netze zum Beispiel der Stromnetze zu unterstützen, d. h. dem Betriebspersonal (die Personen werden auch Operator, Schalttechniker, Schaltingenieure genannt) Entscheidungshilfen an die Hand zu geben und so weit wie möglich bei Routinearbeiten zu entlasten. Neben der Netzüberwachung muss auf sich ergebende Störsituationen reagiert und steuernd in das Netzgeschehen eingegriffen werden.

Zu den wesentlichen Grundaufgaben der Netzleittechnik gehört es, Prozessinformationen wie Zählwerte, Messwerte und Meldungen an eine zentrale Leitstelle zu übertragen, dort bedienergerecht aufzubereiten und darzustellen. In der Gegenrichtung besteht die Aufgabe, Steuer- und Stellbefehle an den Prozess auszugeben.

In der Netzleitstelle müssen die Ingenieure die Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik im Blick haben. Neben der Netzüberwachung müssen sie auf Störungssituationen reagieren.

In den Anfängen der Stromversorgung bestand die Netzleittechnik meist aus vielen dezentralen Steuerstellen mit einfachen Fernsteuer- und Fernüberwachungseinrichtungen. Der Fortschritt dieser Einrichtungen bestand im Wesentlichen in der richtigen chronologischen Erfassung der Prozessereignisse sowie deren fortlaufenden Protokollierung.

Schritthaltend mit der Entwicklung der Computertechnik seit den 1980er Jahren hat die Netzleittechnik stark an Bedeutung zugenommen. Neben den Kernaufgaben der Netzsteuerung und Netzüberwachung bietet die Rechnertechnik heute vielfältige Möglichkeiten der Störungsanalyse, der Simulation von Netzzuständen und Netzfehlern, unter anderem auch für Training- und Schulungszwecke des Betriebspersonals, sowie die Ermittlung und Einstellung optimaler Netzzustände.

Lastabwurf

Als **Lastabwurf** im Stromnetz bezeichnet man das Abschalten von Verbrauchsmitteln. Die Abschaltung wird, da dies im Allgemeinen ein nicht geplantes Ereignis darstellt, von automatischen Einrichtungen wie dem Netzschutz bei Erreichen bestimmter voreingestellter Messwerte ausgelöst und in automatischen Abläufen durch das Öffnen von Leistungsschaltern in Umspannwerken durchgeführt. Für die vom Lastabwurf betroffenen Teile des Netzes und die daran angeschlossenen Verbraucher führt diese Maßnahme zu einem Stromausfall. Ein Lastabwurf ist die letzte mögliche Maßnahme, um dem drohenden kompletten Zusammenbruch eines Verbundnetzes oder eines Teils davon zuvorzukommen und dient dazu verbleibende Netzsegmente zu stabilisieren.

2.10 Belastungsverlauf

Belastungsveränderungen erfolgen in der Regel ohne Ankündigung. Dass die Techniker in den Schaltzentralen dennoch in der Lage sind, auf plötzliche Änderungen der Nachfrage fast immer blitzschnell zu reagieren, hat viel mit Erfahrung zu tun. Denn ähnlich wie beim Verkehr gibt es auch beim Verbrauch elektrischer Energie Stoßzeiten und Flauten. Morgens, mittags und abends erreicht der Stromverbrauch Spitzenwerte. In der zweiten Nachthälfte ist er dagegen besonders niedrig. Im Wochenverlauf dominieren die Werktage, denn an den Wochenenden wird deutlich weniger Strom nachgefragt.

Auch übers Jahr gesehen gibt es erhebliche Verbrauchsschwankungen. Im Winter ist es nicht nur kälter, auch die langen und dunklen Nächte sorgen zusätzlich für höhere Nachfrage nach Strom. In der Summe ergeben sich so drei typische Stromverbrauchskurven: eine für den Tag, eine für die Woche und eine für das Jahr. Aus diesen Erfahrungswerten, den aktuellen Wetterdaten und anderen Faktoren ermitteln die Spezialisten in den Kraftwerken, den Netzleitstellen und im Handel den voraussichtlichen Strombedarf für die kommenden Stunden und stellen sich (und vor allem auch die Kraftwerke) darauf ein.

Das erklärt auch, wieso zur Ausstattung dieser Arbeitsplätze ein Fernsehgerät gehört. Mit dessen Hilfe können die Techniker zeitlich abschätzen, wann der Verbrauch sich voraussichtlich rapide verändert: in der Pause des Fußball-Länderspiels, nach dem Matchball in Wimbledon oder am Ende des letzten Teils vom großen Weihnachtsmehrteiler. Dann wird Kaffee oder Tee gekocht oder das Licht im Keller eingeschaltet, um Getränke zu holen. Wenig später ist es Zeit, ins Bett zu gehen und das Licht im Haus auszuschalten. All diese Erfahrungswerte helfen nicht weiter, wenn etwas völlig Unvorhersehbares passiert: der plötzliche Ausfall eines großen Kraftwerks oder die Unterbrechung einer wichtigen Höchstspannungsleitung. Dann gilt es, zusätzliche Kraftwerke zu mobilisieren, schnell Ersatz für die ausgefallene Erzeugungsleistung zu finden oder über Umleitungen Ersatzverbindungen zu schalten.

Schwarzstartfähigkeit

Unter **Schwarzstartfähigkeit** versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks(block), unabhängig vom Stromnetz vom abgeschalteten Zustand ausgehend hochzufahren. Dies ist insbesondere bei einem flächendeckenden Stromausfall von Bedeutung, um das Netz wieder in Betrieb zu nehmen. Die Energie schwarzstartfähiger Blöcke kann dann zum Anfahren nicht-schwarzstartfähiger Blöcke verwendet werden. Anders als Wasserkraftwerke benötigen Wärmekraftwerke ein hohes Maß an elektrischer Energie, bevor sie selber elektrische oder thermische Leistung bereitstellen können.

Stellt man einem Kohle- oder Kernkraftwerksblock eine schwarzstartfähige Einheit mit ausreichender Leistung zur Seite, so kann für das Gesamtsystem auch hier Schwarzstartfähigkeit erreicht werden. Meist handelt es sich dabei um Gasturbinen, die mit Energie aus Akkumulatoren oder Stromerzeugungsaggregaten in Betrieb genommen werden.

Grundsätzlich gilt: Je größer die Versorgungseinheit beziehungsweise der Stromverbund, desto geringer ist die Gefahr eines Netzzusammenbruchs. In einem kleinen Verbundnetz mit nur wenigen Kraftwerken macht sich der Ausfall eines dieser Kraftwerke sehr viel stärker bemerkbar als in einem Netz mit einer Vielzahl unterschiedlicher Stromerzeuger.

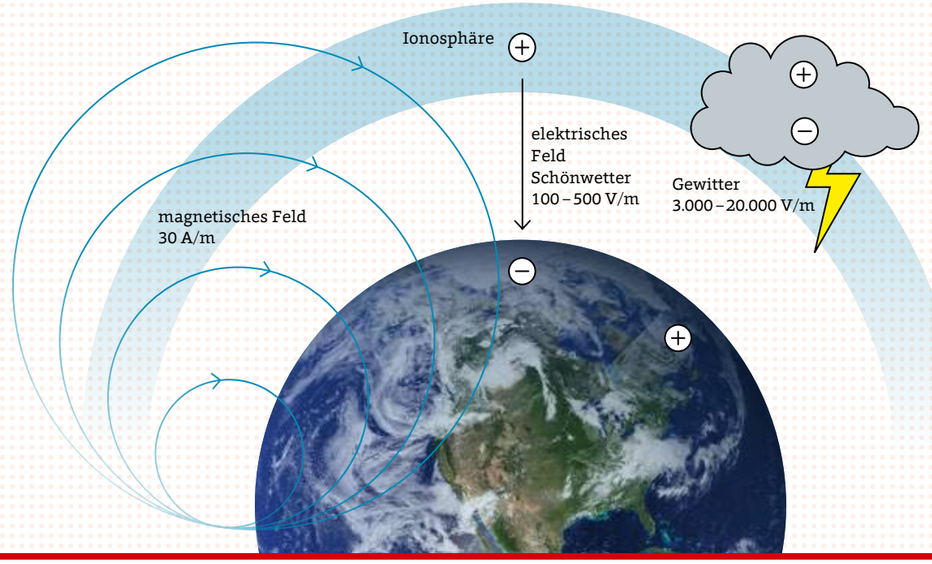
EXKURS: HABEN ELEKTROMAGNETISCHE FELDER AUSWIRKUNGEN AUF UNSERE GESUNDHEIT?

Seit den frühen 1970er Jahren wird in wissenschaftlichen Untersuchungen weltweit der Frage nachgegangen, ob durch den Einfluss technisch erzeugter elektrischer und magnetischer Felder unerwünschte biologische Wirkungen beim Menschen entstehen können. In der Öffentlichkeit kommt es unter dem Schlagwort „Elektrosmog“ immer wieder zu beängstigenden Meldungen. Die Befürchtungen richten sich sowohl auf die hochfrequenten Felder der Funkdienste als auch auf die niederfrequenten Felder der Stromversorgung. Die nachstehenden Ausführungen beziehen sich auf die Felder der Stromversorgung, bei denen sich das elektrische und das magnetische Wechselfeld wegen der relativ geringen Frequenz von 50 Hz separat betrachten lassen.

Elektrisches und magnetisches Feld physikalisch
Jede elektrische Ladung ist von einem elektrischen Feld umgeben. Auch ein spannungsführender elektrischer Leiter, in dem augenblicklich kein Strom fließt, hat um sich herum ein elektrisches Feld. Die Stärke dieses Feldes hängt von der Höhe der Spannung ab und wird in Volt pro Meter (V/m) gemessen. Wenn eine elektrische Ladung bewegt wird, entsteht um sie herum ein magnetisches Feld. Stromdurchflossene Leiter sind deshalb – zusätzlich zu dem vorhandenen elektrischen Feld – von einem magnetischen Feld umgeben. Die Stärke des magnetischen Feldes ist von der Stromstärke abhängig, die durch den Leiter fließt.

Sie wird in der Maßeinheit Ampere pro Meter (A/m) gemessen. Die elektrische Leitfähigkeit des menschlichen Körpers beruht auf dem Vorhandensein körpereigener Ionen, die unter anderem für Stoffwechselvorgänge bedeutsam sind. Im elektrischen Feld kommt es zu einer Verschiebung dieser Ladungsträger. Durch niederfrequente Wechselfelder entstehen kleine Wechselströme, die im Wesentlichen aber nur in den äußeren Körperschichten fließen. Das Körperinnere bleibt weitgehend abgeschirmt (Faraday’scher Effekt). Magnetische Wechselfelder verursachen dagegen Wirbelströme, die in allen Körperregionen fließen können. Da das Gewebe leitfähig, aber nicht magnetisierbar ist, durchdringt das magnetische Feld den Körper fast ohne Abschwächung.

Natürliche elektrische und magnetische Felder



Unbekannte Risiken durch Felder?
Da elektrische und magnetische Felder von den menschlichen Sinnesorganen nicht wahrgenommen werden können, haben Wissenschaftler Versuche mit dem Ziel durchgeführt, eventuelle Einwirkungen der Felder auf Körper und Psyche herauszufinden. So wurden Versuchspersonen eine Woche lang in zwei gleichartigen Kabinen untergebracht. In einer Kabine bestand ein starkes magnetisches Wechselfeld, die andere Kabine blieb unbeeinflusst. Während der Testzeit wurden an den Teilnehmern beider Gruppen umfangreiche medizinische Messungen und blutchemische Analysen durchgeführt. Die Auswertung ergab, dass bei den Versuchspersonen, die dem Feld ausgesetzt waren, keine Beeinflussung des objektiven oder subjektiven Befindens beobachtet werden konnte. Wegen fehlender Erkenntnisse über einen biochemischen Wirkungszusammenhang wird immer wieder der Versuch unternommen, einem möglichen Gesundheitsrisiko nieder- und hochfrequenter Felder durch epidemiologische Studien auf die Spur zu kommen.

Zum Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern und Strahlung sind im Bundes-Immissionsschutzgesetz Grenzwerte festgelegt worden. Die Normen beruhen auf Empfehlungen der Internationalen Kommission für den Schutz vor nichtionisierender Strahlung, eines die Weltgesundheitsorganisation beratenden Sachverständigengremiums.

Die Verordnung über elektromagnetische Felder erfasst zwei Frequenzbereiche:

- **Hochfrequenz:** ortsfeste Sendefunkanlagen, die elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 10 MHz bis 300.000 MHz (300 GHz) erzeugen,
- **Niederfrequenz:** ortsfeste Anlagen zur Umspannung und Fortleitung von Elektrizität:
  a) Freileitungen und Erdkabel mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 1.000 V oder mehr,
  b) Bahnstromfern- und Bahnstromoberleitungen einschließlich der Umspann- und Schaltanlagen mit einer Frequenz von 16,7 oder 50 Hz,
  c) Elektroumspannanlagen einschließlich der Schaltfelder mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Oberspannung von 1.000 V oder mehr.

Die Grenzwerte gelten für alle Bereiche, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten. Im Zuge der Netzausbauplanung wird diskutiert, ob die Grenzwerte für neue Netze noch einmal verschärft werden. Die Energiewirtschaft nimmt dieses Thema sehr ernst und tut alles zum Schutz der Bevölkerung.

Politische Vorgaben – Ziele der EU-Länder

Gut gesichert steigen die Techniker auf die bis zu 80 Meter hohen Masten.

Ganz oben auf der Agenda der Europäischen Union steht eine gemeinsame klimaschonende, nachhaltige und wirtschaftlich konkurrenzfähige Energiepolitik. Die sieben Prozent der Weltbevölkerung, die in der EU leben, verbrauchen 12,2 Prozent des Weltenergiebedarfs. Dieser Primärenergiebedarf wird jedoch heute nur etwa zur Hälfte aus heimischen Quellen von Kohle, Öl oder Erdgas gedeckt. Bereits vor der Erweiterung 2004 war die EU der größte Energie-Importeur der Welt und der zweitgrößte Verbraucher. Mit dem Beitritt der neuen Staaten ist der Primärenergieverbrauch der Union weiter um insgesamt rund 18 Prozent gestiegen.

Die Sektoren Energie und Verkehr haben einen wesentlichen Anteil am Klimawandel, denn sie weisen besonders hohe energiebedingte Treibhausgasemissionen auf. Daher gewinnt die Energiepolitik in der Gemeinschaftsstrategie zur nachhaltigen Entwicklung weiter an Bedeutung. Dazu kommt, dass die Europäische Union weiterhin stark abhängig von Energieimporten aus Drittländern ist, was zu wirtschaftlichen, sozialen, politischen und anderen Risiken führt. Im Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ sind eine Reihe von Handlungsschwerpunkten genannt, die darauf abzielen, die Sicherheit der Energieversorgung auszubauen, Klimaveränderungen entgegenzuwirken und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in der EU zu fördern.

Im Bereich der traditionell wichtigsten europäischen Energiequelle – der Steinkohle – wurde bereits 1951 die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl gegründet. Der Vertrag lief am 31. Dezember 2002 aus. Die friedliche Nutzung der Kernenergie wurde 1957 dem Euratom-Vertrag unterstellt. Die anderen Energieträger werden von den allgemeinen Regelungen des EG-Vertrags erfasst.

In den vergangenen Jahren hat der Umweltschutz in der Energiepolitik weiter an Bedeutung gewonnen. Die Begrenzung von Schadstoffemissionen, die Forderung nach mehr Energieeffizienz und einen sparsamen Umgang mit Energie zählen genauso zu den energiepolitischen Zielen der EU wie die Erschließung Erneuerbarer Energiequellen und die Verringerung der Umwelteinflüsse von konventionellen Energieträgern. Der Binnenmarkt hat schließlich die Notwendigkeit einer engeren energiewirtschaftlichen Zusammenarbeit sowie die Verwirklichung eines gemeinsamen Energiemarktes mehr und mehr in den Vordergrund der wirtschaftlichen Integrationsbemühungen gerückt.

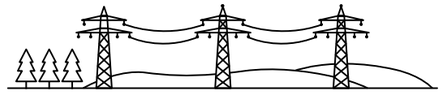
3.1 Der Energie-Binnenmarkt

Durch die Öffnung der Energiemärkte für den Wettbewerb sollten die Energiekosten gesenkt sowie die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den Weltmärkten gestärkt werden. Großbritannien initiierte 1990 als erster europäischer Staat die Öffnung seines Stromsektors. Mit der Absicht, die Effizienz zu steigern, wurde der staatliche, vertikal integrierte Energieversorger entflochten und der Markt für neue Produzenten, Händler und Lieferanten geöffnet.

Die EU folgte dem Beispiel und verabschiedete in den Jahren 1996, 2003 und 2009 drei Reformpakete, um einen europäischen Binnenmarkt im Gas- und Stromsektor zu schaffen. Dabei stand – neben der Einführung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Stromnetzen – zunächst die schrittweise Öffnung des Strommarktes für Großverbraucher im Zentrum. Seit 2007 haben auch Kleinkunden das Recht, ihre Lieferanten frei zu wählen.

Das dritte Energiebinnenmarktpaket aus dem Jahr 2009 beinhaltete neben gas- und stromspezifischen Themen umfangreiche Regelungen zum Verbraucherschutz, zur Entflechtung, zur Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit sowie zu den Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden und der neu zu gründenden Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörde (ACER).

Um den Klimaschutz weiter voranzubringen, wurde 2019 mit dem „Clean Energy Package“ das bestehende Strombinnenmarktpaket erneut umfassend angepasst. Ergänzend zu den bestehenden Regelungen wurden die Rechte für Stromkunden weiter ausgeweitet. Zudem wurden die Grundlagen dafür geschaffen, dass auch ein System mit hohem Anteil regenerativer Stromerzeugung sicher betrieben werden kann. Grundlegende Regeln zur Nutzung von Flexibilität auf der Verbraucherseite wurden ebenso geschaffen wie Bestimmungen dazu, wie Netzbetreiber die Systemdienstleistungen, die bislang durch die herkömmlichen Erzeugungstechnologien quasi „automatisch“ bereitgestellt wurden, auch von den neuen Erzeugungstechnologien oder aus speziellen Einrichtungen beschaffen können. Auch für den Betrieb von Stromspeichern und von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wurden Regelungen geschaffen.



3.2 Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit hat eine politische und eine technische Dimension. Beginnen wir mit der politischen. Seit der ersten Ölkrise 1973/74 ist die Versorgungssicherheit weltweit ein zentraler Bestandteil politischen Handelns. Standen zunächst die kurzfristige Versorgung mit (günstigem) Erdöl sowie die Reduzierung der Abhängigkeit von ölexportierenden Staaten im Vordergrund, wandelte sich im Laufe der Zeit die Wahrnehmung. So kamen zum Beispiel die Endlichkeit fossiler Energieträger und damit die langfristig gesehen unsichere Energiebasis der modernen Gesellschaft sowie Umweltprobleme durch konventionelle Energieträger neu hinzu. Daneben spielen heute auch Aspekte wie z. B. die mögliche politische Erpressbarkeit durch energieexportierende Staaten eine Rolle.

Der technische Aspekt kommt durch die Energiewende hinzu. Durch den forcierten Ausbau Erneuerbarer Energien ergibt sich einerseits eine größere Energiesicherheit infolge geringerer Abhängigkeit von sich erschöpfenden herkömmlichen Energieressourcen sowie deren Exportstaaten, andererseits aber die Notwendigkeit, die schwankende Produktion von Windkraft- und Photovoltaikanlagen durch geeignete Maßnahmen wie den Ausbau des Stromnetzes, den Einsatz schnell regelbarer Kraftwerke, Smart Grids und perspektivisch auch Speicherkraftwerke auszugleichen.

In Deutschland ist die Versorgungssicherheit zusammen mit der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung eines der zentralen energiepolitischen Ziele. Gemäß §1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) gilt es, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten, die zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruht.

Versorgungsengpässe kann sich ein so hoch entwickelter Industriestandort wie Deutschland nicht leisten. Dabei geht es um mehr als die Sorge um Licht und Komfort. Strom ist heute eine existenzielle Voraussetzung unseres Lebens. Wie wichtig eine störungsfreie Stromversorgung für unsere Gesellschaft ist, zeigt sich erst, wenn plötzlich „die Lichter ausgehen“.

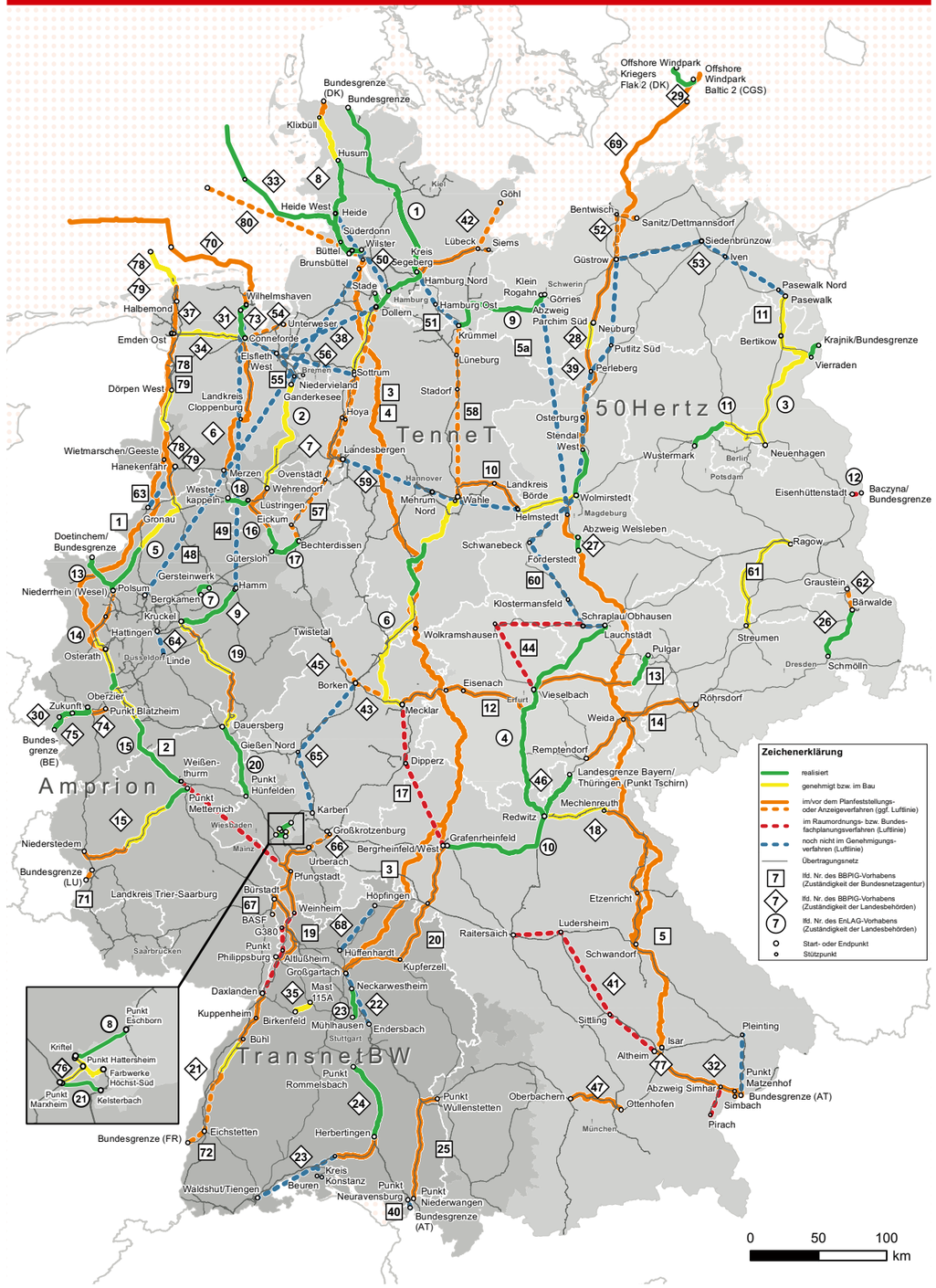
Bis zur Energiewende galt die Faustformel: „Je mehr (konventionelle) Kraftwerke an einer Stromversorgung beteiligt sind, desto sicherer ist sie“. Es war allerdings nie im Interesse der Stromunternehmen, so viele Kraftwerke wie möglich zu bauen und diese kostenintensiven Stromanlagen ungenutzt als Reserve für den Notfall vorzuhalten. Unter anderem deshalb kamen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber schnell auf die Idee, sich zu einem internationalen Verbund zusammenzuschließen.

Für die Versorgungssicherheit derzeit noch unverzichtbar: Steinkohlekraftwerk in Datteln bei Recklinghausen.

Auf Anregung der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit in Europa gründeten Vertreter der Elektrizitätswirtschaft aus acht europäischen Ländern 1951 die „Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie“ (UCPTE). Seit dem 1. Juli 2009 heißt der Verbund „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) und hat inzwischen 39 Mitglieder. Er hat sich das Ziel gesetzt, den internationalen Stromaustausch zu erleichtern und zu fördern. Einer der ersten Erfolge der UCPTE war in den 1950er Jahren das Vermeiden von Überlaufverlusten in den Wasserkraftwerken. Die Betriebsführung der Netze unterliegt jedoch, ebenso wie in den vier Regelzonen Deutschlands, ausschließlich der Zuständigkeit der einzelnen Partner. Wie leistungsfähig der europäische Verbund ist, verdeutlicht die für Notfälle zur Verfügung stehende Primärregelreserve: Plötzliche Leistungsabfälle bis zu 3.000 MW können durch die Gesamtheit der Versorgungsnetze aufgefangen werden.

Die Energiewende und der wachsende europäische Stromhandel stellen nun die europäischen Strom- und Gasnetze vor neue Herausforderungen.

Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplan (BBPIG)



Herausgeber: Bundesnetzagentur; Quellennachweis: © GeoBasis-DE/BKG 2022, © Übertragungsnetzbetreiber; Stand: 31.03.2022

Gesetzliche Rahmenbedingungen in Deutschland

Das deutsche Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung trat erstmals 1935 in Kraft. Es enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie. Artikel 1 beinhaltet das neue Gesetz über die Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) und in Artikel 2 ist das Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen festgeschrieben.

Deutschland verfügt heute über ein gut ausgebautes und weit verzweigtes Stromnetz. Für den sicheren Betrieb und die bedarfsgerechte Entwicklung der Netze sind in erster Linie die Netzbetreiber zuständig. Im Energiewirtschaftsgesetz werden ihre Verantwortlichkeiten klar geregelt: Die Netzbetreiber haben die Nachfrage nach Strom zu bedienen und mit zuverlässigen Netzen zur Versorgungssicherheit in Deutschland beizutragen.

Die Energiewende stellt nun völlig neue Herausforderungen an den Stromtransport. Die sich verändernde Erzeugungsstruktur und -landschaft macht den Aus- und Umbau der Stromnetze notwendig. Denn nur gut ausgebaute Netze ermöglichen einen kosteneffizienten Strombezug.

Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

Um die Umsetzung der EU-Wasserstoffstrategie zu unterstützen, hat die Kommission die „European Clean Hydrogen Alliance" ins Leben gerufen. Vorrangige Aufgabe dieses Zusammenschlusses aus EU-Mitgliedsstaaten ist es, Unternehmen, Zivilgesellschaft, Verbänden und Wissenschaft zusammenzubringen, gemeinsam Investitionsprojekte entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette zu identifizieren und zu fördern. Saubere Wasserstofftechnologien bieten das Potenzial, einige der Industriezweige mit den höchsten Treibhausgas-Emissionen in Europa umfassend zu dekarbonisieren. Sie spielen eine Schlüsselrolle für Europas Übergang zu einer CO_2-neutralen Wirtschaft.

RECHTLICHER RAHMEN DES NETZAUSBAUS

Vier Gesetze bilden die Grundlage für einen koordinierten, beschleunigten und transparenten Netzausbau: Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).

ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ (ENWG)

Das EnWG gewährleistet im Rahmen seiner Bestimmungen unter anderem eine fortlaufend transparente und koordinierte Netzausbauplanung für das deutsche Höchstspannungsnetz. Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs verläuft dabei in einem mehrstufigen Verfahren.

ENERGIELEITUNGSAUSBAUGESETZ (ENLAG)

Der erste wichtige Baustein für den Netzausbau der Energiewende wurde mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) im Jahr 2009 gelegt. Zum ersten Mal wurde der vordringliche Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in einem Bedarfsplan gesetzlich festgeschrieben. Damit sollte der Ausbau der erforderlichen Leitungen beschleunigt werden. Nach diesem Gesetz sind 22 Vorhaben erforderlich, die in der Zuständigkeit der Länder genehmigt werden. Diese Vorhaben sind Grundlage für jeden weiteren Übertragungsnetzausbau in Deutschland.

Den aktuellen Stand dieser Ausbauvorhaben finden Sie unter: www.netzausbau.de.

NETZAUSBAUBESCHLEUNIGUNGSGESETZ ÜBERTRAGUNGSNETZ (NABEG)

Der zweite wesentliche Baustein für den Netzausbau wurde nach den Energiewendebeschlüssen 2011 mit dem NABEG gelegt. Das 2011 beschlossene Gesetz erleichtert die Planung von Netzausbauprojekten nach dem Bundesbedarfsplangesetz, wenn diese mehrere Bundesländer betreffen oder die Bundesgrenze überschreiten: Trassenkorridorverläufe werden bei diesen Vorhaben zentral von der Bundesnetzagentur (BNetzA) unter frühzeitiger Beteiligung der Öffentlichkeit genehmigt. In der Folge ist die BNetzA bei diesen Vorhaben nach der Planfeststellungszuweisungsverordnung auch für die Planfeststellungsverfahren von Netzausbauprojekten zuständig. Sie kann damit auf Antrag der Netzbetreiber den exakten Leitungsverlauf festlegen. Der Übergang von der Landes- zur Bundesplanung soll eine Straffung der Verfahren ermöglichen, den Koordinierungsaufwand in und zwischen den Ländern senken. Außerdem haben die Vorhabenträger dann einen einheitlichen Ansprechpartner.

Um den Netzausbau zusätzlich zu beschleunigen, hat das Bundeskabinett am 12. Dezember 2018 dem Gesetzesentwurf zur Novelle des NABEG zugestimmt. Im April 2019 haben der Bundestag und der Bundesrat das Gesetz beschlossen. Wesentliche Inhalte des geplanten „Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus" sind die Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Neubau, Verstärkung und Optimierung von Stromleitungen. Dabei bleiben Umweltstandards erhalten und die Öffentlichkeit wird weiterhin umfassend und frühzeitig eingebunden.

BUNDESBEDARFSPLANGESETZ (BBPLG)

Mit dem 2013 in Kraft getretenen BBPlG wurde der nächste Baustein für den Netzausbau gesetzt. Das BBPlG stellt für die darin aufgeführten Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs fest. Zentrales Instrument für den Ausbau der Stromnetze auf Übertragungsnetzebene ist der im BBPlG enthaltene Bundesbedarfsplan. Dieser identifiziert auf Grundlage des Netzentwicklungsplans die vordringlichen Ausbauvorhaben, die für die Energiewende erforderlich sind. Entsprechend dem NABEG werden die Planungs- und Genehmigungsverfahren für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen nach Bundesbedarfsplangesetz durch die BNetzA durchgeführt.

Aktuell sind in Deutschland danach insgesamt 101 Vorhaben notwendig: 22 nach dem EnLAG und 79 Vorhaben nach dem BBPlG.

Die Energiewirtschaft ist geprägt von hoher Dynamik. Nicht nur Technologien und Infrastruktur entwickeln sich ständig weiter – beispielsweise Smart Grid oder Wasserstoff als Energieträger – auch die gesetzlichen Vorgaben werden regelmäßig angepasst und optimiert.

Ende Juli 2021 wurden umfangreiche Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Mit diesem „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht" hat der Gesetzgeber die rechtlichen Vorgaben der EU-Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie 2019/944 und Vorgaben zum Verbraucherschutz in deutsches Recht überführt und in Kraft gesetzt. Die Novellierung des EnWG 2021 umfasst insbesondere zahlreiche Änderungen sowie Neuerungen für Verträge und Rechnungen zum Bezug von Strom und Gas. Gleichzeitig werden die Vorgaben zur Gewährleistung dynamischer Endverbrauchertarife geschärft. Darüber hinaus gibt es neue Regulierungen zum Aufbau von Wasserstoffnetzen und zusätzliche Anforderungen für Betreiber Kritischer Infrastrukturen (KRITIS).

Die 2021 neu gewählte Bundesregierung plant, den Ausbau erneuerbarer Energien weiter zu beschleunigen, die Engpass-Beseitigung bei Stromnetzen und die Schaffung von Rechtsklarheit bei der Kündigung des Vertrags seitens des Energielieferanten in Zeiten steigender Energiepreise. Der dazu vorgelegte Gesetzentwurf „zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung" wird von Sachverständigen begrüßt und aktuell im Detail diskutiert.

4.1 Die BNetzA

Die EU-Richtlinien zur Beschleunigung des Binnenmarktes für Strom und Gas, die im Juni 2003 in Kraft getreten waren, verlangten für sämtliche Mitgliedsländer die Errichtung nationaler Regulierungsbehörden. Die Strom- und Gasmärkte waren bis spätestens 1. Juli 2007 vollständig zu liberalisieren. Industriekunden sollten ihren Versorger schon ab dem 1. Juli 2004 frei wählen können. Außerdem galten nun verschärfte Vorschriften für die Trennung von Netz und sonstigen Aktivitäten. Während sich die beiden ersten EU-Richtlinien für Strom (1996) und Gas (1998) mit einer buchhalterischen Trennung der Geschäftsbereiche begnügt hatten, wurde nun eine gesellschaftsrechtliche und operationelle Trennung von Netz und Vertrieb verlangt.

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, kurz Bundesnetzagentur (BNetzA), ist eine obere deutsche Bundesbehörde (Regulierungsbehörde). Ihre Aufgaben besteht in der Aufrechterhaltung und der Förderung des Wettbewerbs in sogenannten Netzmärkten. Verwaltungssitz der Bundesnetzagentur ist Bonn. Die technische Zentrale liegt in Mainz. Die Agentur untersteht dienstlich und – überwiegend – fachlich der Aufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Sie hat 46 Standorte, so dass eine bundesweite Flächenpräsenz gegeben ist. Die Bundesnetzagentur hatte 2021 rund 2.900 Mitarbeiter.

Regelleistung

Regelleistung ist „Ersatz"-Leistung, die bei unvorhergesehenen Ereignissen die Frequenz im Netz konstant hält. Regelleistung umfasst zusätzliche Leistungsbereitstellung oder zusätzliche Last. Die Regelleistung wird in drei Stufen unterteilt:

- Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden in vollem Umfang bereitstehen (automatische Aktivierung),
- Sekundärregelleistung muss für Einzelanlagen innerhalb von fünf Minuten, insgesamt innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein,
- Tertiärregelleistung (Minutenreserve) muss innerhalb von 15 Minuten für eine Dauer von bis zu 4 x 15 Minuten abrufbar sein.

Neubau einer Hochspannungsleitung in der Nähe von Bielefeld.

4.2 Aktuelle Netzausbauprognosen ...

Die Anforderungen an das deutsche Stromübertragungssystem wandeln sich. Bislang wurde der Strom in Großkraftwerken erzeugt, in die Höchst- und Hochspannungsebene eingespeist und über die Verteilnetze an den Endkunden weitergegeben. Heute wird Strom in Deutschland zunehmend dezentral aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen und auf der Verteilnetzebene bereitgestellt. Dies führt dazu, dass die Kapazität der Übertragungs- wie der Verteilnetze nicht mehr ausreicht, um überschüssig erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien abzutransportieren oder von den erzeugungsstarken Standorten im Norden in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren.

... FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG)
Auf die Notwendigkeit eines Netzausbaus hat der Gesetzgeber bereits im Jahr 2009 reagiert. Mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen definierte er erstmals Höchstspannungsleitungen, die energiewirtschaftlich notwendig sind. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sollen diese Vorhaben vordringlich planen und bauen.

In dem hierzu erstellten Bedarfsplan sind aktuell 22 Vorhaben aufgelistet. Hierbei handelt es sich um Freileitungen mit 380-kV-Wechselstrom. Sie dienen unter anderem der Entwicklung der Übertragungsnetze und der Kompatibilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union. Aufgeführt sind zudem Vorhaben für den Anschluss neuer Kraftwerke. Sie sollen helfen, strukturelle Engpässe zu vermeiden. Für die Auswahl dieser Projekte hat der Gesetzgeber verschiedene Quellen herangezogen. Zu den wichtigsten gehören die dena-Netzstudie I der Deutschen Energie-Agentur sowie die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E) der Europäischen Union.

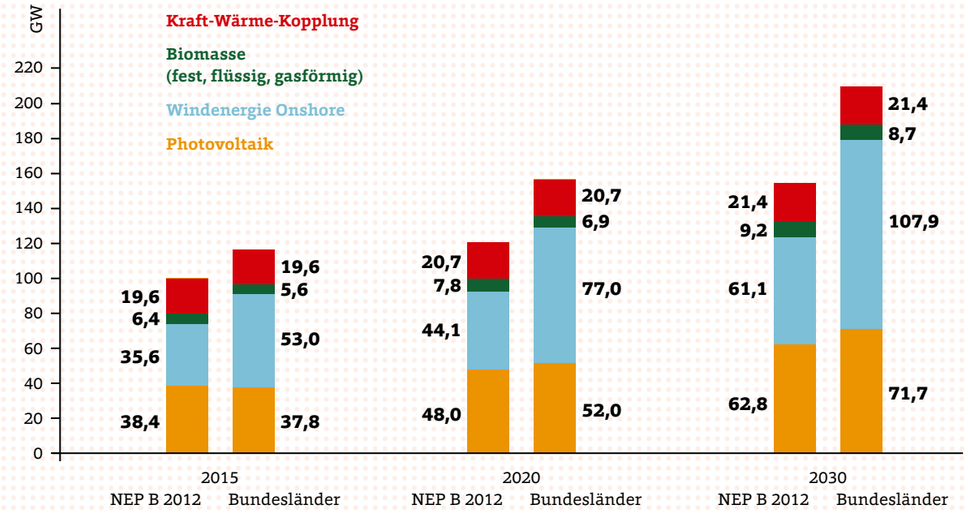
Die Vorhaben aus dem Bedarfsplan sind aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Sicherheit erforderlich. Damit ist gesetzlich verankert, dass die jeweilige Leitung gebraucht wird. Diese gesetzlich festgelegte Planrechtfertigung dient der Beschleunigung der Planungsverfahren.

... FÜR DIE VERTEILNETZE

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat 2012 in einer Studie den Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bis zum Jahr 2030 untersucht. Im Rahmen der Studie wurden die technischen Anforderungen an einen Aus- und Umbau der deutschen Stromverteilnetze identifiziert, der Investitionsbedarf ermittelt und der in Deutschland geltende regulatorische Rahmen überprüft. Ohne diese ermittelten Ausbaumaßnahmen kann die installierte Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien nicht vollständig zur Stromversorgung in Deutschland genutzt werden.

Die Bundesnetzagentur beobachtet nun in der Folge die Entwicklungen in diesem Bereich und stellt der Öffentlichkeit die Ergebnisse turnusmäßig zur Verfügung. So sind alle Verteilnetzbetreiber zu Angaben hinsichtlich aller in den nächsten fünf Jahren konkret geplanten sowie der für

Kumulierter Zubau der Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung bis 2030 in GW



Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

weitere fünf Jahre vorgesehenen Maßnahmen in der 110-Kilovolt-Ebene zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau ihres Netzes verpflichtet. Die Abfrage 2020 wurde an 59 Hochspannungsnetzbetreiber gerichtet.

Die 2020 vorgelegten Zahlen zeigen, dass der geplante 10-Jahres-Netzausbau im Vergleich zum Vorjahr um 17 Prozent gestiegen ist. Damit steigt der Netzausbaubedarf der Verteilernetze weiter an, jedoch weniger stark als der Anstieg zwischen den Berichten 2018 und 2019 (+23 Prozent). Insgesamt haben die befragten Verteilernetzbetreiber für den Zeitraum 2020 bis 2030 3.252 Maßnahmen mit einem Ausbaubedarf in Höhe von 16,05 Mrd. Euro gemeldet. Ein Drittel der Anzahl der Ausbaumaßnahmen betreffen die Hochspannungsebene und entsprechen einem gemeldeten 10-Jahres-Ausbaubedarf in Höhe von 7,81 Mrd. Euro, dies entspricht somit fast der Hälfte der 10-Jahres-Netzausbaukosten.

Häufig wird darüber diskutiert, ob eine stärkere dezentrale Stromerzeugung zu einem geringeren Netzausbaubedarf führt. Dies ist jedoch nur der Fall, wenn Erzeugung und Verbrauch zeitlich und räumlich zusammenfallen beziehungsweise die Energie am selben Ort zwischengespeichert werden kann. Die Menge an Solar- und Windstrom, die ins Netz eingespeist wird, ist stark abhängig von der Wetterlage und reicht von keiner Einspeisung bis zu sehr hohen Überschüssen. Die vorhandene Speicherkapazität reicht meist jedoch nicht aus, um in Zeiten von Stromüberschüssen Energie zu speichern und eine oder zwei Wochen Windstille oder Regenwetter zu überbrücken. Dies führt dazu, dass einzelne Regionen ihren Bedarf nicht zu jeder Zeit selbst decken können.

Um zu jedem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss der benötigte Strom darum gegebenenfalls von anderen Regionen importiert werden können. Umgekehrt muss bei einer Überproduktion der nicht benötigte Strom abtransportiert werden können. Durch diesen Austausch und eine damit verbundene stärkere Dezentralisierung erscheint ein weiterer Netzausbau wahrscheinlich. Zudem sollten Erzeugungspotenziale möglichst effizient ausgeschöpft werden. So ist das Potenzial von Windstrom an der Küste am größten und von Sonnenenergie im Süden Deutschlands. Wird dagegen der Strom aus Erneuerbaren Energien lastnah – und damit an weniger effizienten Standorten – produziert, führt dies oft zu geringeren Erträgen und einem größeren Flächenverbrauch.

Mit der Verabschiedung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes im Juli 2011 wurden weitere wichtige gesetzliche Grundlagen für das Voranschreiten der Energiewende geschaffen. In ihm wird die BNetzA gemeinsam mit den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern verpflichtet, einen Plan zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes, insbesondere von Höchstspannungsleitungen von Nord nach Süd, vorzulegen.

Blick in die Zukunft

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung hat sich zwischen den Jahren 2000 und 2022 von sechs Prozent auf 45 Prozent mehr als versiebenfacht. Das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung, diesen Anteil bis zum Jahr 2035 auf 100 Prozent zu steigern, bedeutet eine weitere starke Zunahme dieser Erzeugungsleistung.

Die aktuellen Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums geben den Zielpfad für eine weitere deutliche Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2035 vor: Sie soll sich bis dahin noch einmal verdoppeln. Große Wachstumsschübe sind besonders beim Ausbau der Wind- und Sonnenenergie zu erwarten. Gemäß einer Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) soll sich die Leistung von Windparks auf hoher See bis 2035 auf 32 GW erhöhen. Das ist mehr als derzeit insgesamt an Windenergieleistung an Land und auf See installiert ist. Das Potenzial der Energieerzeugung aus Wasserkraft ist dagegen bereits weitestgehend erschlossen, sodass der Beitrag der Wasserkraft annähernd stabil bleiben wird. Eine ähnliche steigende Tendenz zeigt sich wahrscheinlich bei der Biomasse: Hier soll sich die installierte Leistung im Jahr 2035 auf 10 GW belaufen. Insgesamt sollen nach der BMU-Leitstudie im Jahr 2035 Anlagen mit einer Leistung von 179 GW zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien installiert sein.

Heute werden Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse sowie Wind- und Sonnenenergie überwiegend auf der Ebene der Verteilnetze an das Stromsystem angeschlossen. Dabei übersteigt die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bereits heute zu vielen Zeiten die Stromnachfrage auf Verteilnetzebene. Um das Stromsystem in solchen Situationen im Gleichgewicht zu halten, muss die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in höhere Netzebenen weitergeleitet und in die Verbrauchszentren transportiert werden.

Mit der Verwirklichung des Ausbaus von Windparks in Nord- und Ostsee wird zukünftig ein wesentlicher Anteil der

Smart Grid – der Verbraucher wird zum Energieerzeuger

Moderne Informations-, Kommunikations- und Steuerungstechniken ermöglichen schnellere Reaktionen auf veränderte Einspeisung.

Quelle: Vattenfall

Stromerzeugung fernab der Verbrauchszentren erfolgen. Der Strom muss dann über die Übertragungsnetze – die sogenannten Stromautobahnen – zu den Lastschwerpunkten weitergeleitet werden. Dies erfordert einen Aus- und Umbau der Stromnetze unter Nutzung innovativer Technologien und Konzepte. In einigen Verteilnetzen hat die Zukunft bereits Einzug gehalten. In Niedersachsen übersteigt die installierte Einspeiseleistung aus Windenergie die Jahreshöchstlast schon heute um 70 Prozent. In Bayern ist die Anzahl der Photovoltaik-Anlagen seit 2010 enorm angestiegen: Mittlerweile sind hier über 620.000 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 14,777 GW im Netz. Damit werden ca. 4 Millionen Haushalte versorgt.

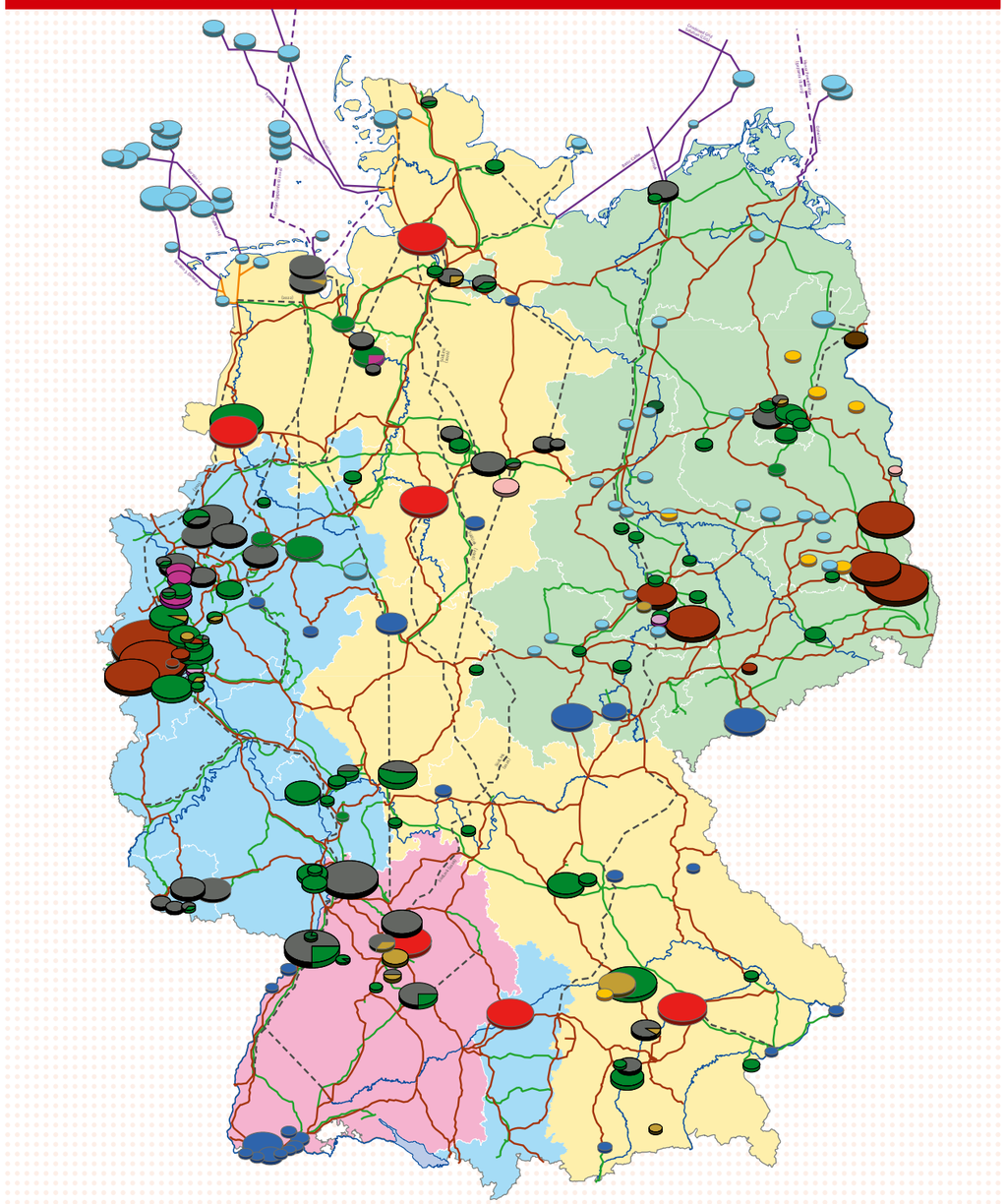
Bereits heute stammen bei einigen Netzbetreibern 50 Prozent der gesamten transportierten Strommenge aus regenerativen Energiequellen. Der Ausbau und der Einsatz alternativer Energien verändern das Stromnetz also in seiner grundsätzlichen Struktur. Die Distanzen zwischen Stromerzeugung und Verbrauch verändern sich, die Anzahl der Stromerzeuger vervielfacht sich, die stark fluktuierenden Einspeisungen von Wind und Sonnenenergie müssen jederzeit ausgeglichen werden.

5.1 Der Verbraucher wird flexibler und zum Erzeuger

Erneuerbare Energien ins Stromnetz integrieren, das ist die eine große Aufgabe. Es geht aber auch nach wie vor darum, den Energieeinsatz zu optimieren. Strom noch effizienter einsetzen, Stromsparpotenziale ausschöpfen und unnötigen Stromverbrauch vermeiden – so lassen sich die Herausforderungen zusammenfassen, denen sich die privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher in Zukunft stellen müssen. Die Optimierung des bestehenden Systems beginnt auf der Nachfrageseite – hier sind zukunftsweisende Mindestenergieeffizienzstandards und mehr Markttransparenz über den Energieverbrauch der vielfältigen Anwendungen gefragt. Durch energieeffiziente Techniken und Lösungen lässt sich der Stromverbrauch wirtschaftlich und vor allem ohne Qualitätseinbußen reduzieren. Besonders den Versorgungsnetzen wird heute eine ganz neue Bedeutung für die Energieeffizienz eingeräumt. In der Folge dieses Prozesses findet derzeit noch ein weiterer Paradigmenwechsel statt. Der Verbraucher wird selber zum Erzeuger. In dem Bestreben, individuell alle Energiepotenziale z. B. durch Photovoltaik oder Wärmepumpen zu heben, senken viele Verbraucher nicht nur ihren Eigenverbrauch drastisch, sondern produzieren sogar Strom und können diesen ins öffentliche Netz einspeisen. Die künftige Integration zehntausender kleiner, weit verteilter Energie-

Bevor es in die „echten" Masten geht, wird auf einem Übungsgelände jeder Handgriff geübt.

Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland



Quelle: Umweltbundesamt 2021; Download der Karte » http://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerke-verbundnetze-in-deutschland

erzeuger wie Windkraft-, Solar-, Kraft- Wärme-Kopplungsanlagen und Brennstoffzellen in die Versorgungsnetze wird eine große Rolle im Energiemix spielen – bis hin zum direkten Zusammenwirken.

Um dieses System zu steuern, müssen Informations- und Kommunikationssysteme entwickelt werden. Als neue Dimension werden zum Beispiel die Verbraucher ihren individuellen Bedarf je nach Tageszeit an die Versorger kommunizieren (natürlich weitgehend automatisiert). Die Stromnachfrage erhält dadurch mehr Flexibilität und verändert sich auch in Abhängigkeit von Preis und Verfügbarkeit. Auf diese Weise könnte es zu einer weiteren Abflachung der Lastspitzen im Tagesverlauf kommen. So können im Netzbetrieb zukünftig zentrale und dezentrale Ansätze mit Informations- und Kommunikationstechnik, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und moderner Bauweise kombiniert werden – das Netz wird intelligenter.

Der Vorteil dieser aufwändigen Technik liegt darin, dass Verbraucher und Erzeuger in ständigem Austausch stehen und so ihr Verhalten aufeinander abstimmen können. Über einen im Tagesablauf flexiblen Preis erfährt der Verbraucher, wann Strom in großem Ausmaß zur Verfügung steht – z. B. durch hohe Windenergieeinspeisungen – und kann so seinen Energiebedarf darauf einstellen. Hohe Preise signalisieren Knappheit und der Verbraucher wird angeregt, Geräte vom Netz zu nehmen. Dieser Vorgang kann vollkommen automatisch ablaufen, wenn die Geräte selbst mit den Kraftwerken kommunizieren. Eine Kühltruhe lädt sich nur dann auf, wenn Strom aufgrund günstiger Wetterlagen oder schwacher Last in der Nacht besonders preiswert ist. Auf diese Weise kommt es zu einem Ausgleich der Lastspitzen und insgesamt einem effizienteren Energieeinsatz.

Ein solches System wird aber nicht von einem Tag auf den anderen nutzbar sein, sondern muss sich erst entwickeln. Entscheidende Voraussetzung sind u. a. elektronische Zähler (Smart Meter), die bereits verfügbar sind und sich auch im Alltagsbetrieb schon bewährt haben. Seit 2011 werden diese neuen Geräte in allen Neubauten eingesetzt. Wir sehen an diesem Beispiel: Die künftige Vision kann sich nur Schritt für Schritt aus der heutigen Realität entwickeln.

Vision eines Netzes der Zukunft

6

Technische und wirtschaftliche Entwicklungen

Neubau, Wartung und Instandhaltung sind zum Teil noch echte Handarbeit.

Deutschlands Stromnetze sind seit Jahrzehnten die sichersten in ganz Europa: Mit unter 11 Minuten Stromausfall in 2020 weist die Stromversorgung in Deutschland die geringste Ausfallzeit seit der ersten Veröffentlichung durch die BNetzA in Jahr 2006 und eine sehr hohe Zuverlässigkeit aus. Über 800 Stromnetzbetreiber erhalten und betreiben in Deutschland Netze mit einer Länge von insgesamt rund 1,92 Millionen Kilometern. Dies entspricht 45 Erdumrundungen oder der viereinhalbfachen Entfernung von der Erde bis zum Mond.

Der größte Teil des Stromnetzes fällt mit einer Länge von 1,44 Millionen Kilometern auf die Erdverkabelung. Damit macht die unterirdische Verlegung von Kabeln einen Anteil von mehr als 80 Prozent am deutschen Stromnetz aus. Vor zehn Jahren waren es noch gut zwei Drittel (2002: 70 Prozent). Rund 400.000 Kilometer werden durch Freileitungen abgedeckt.

Der längste Teil der Stromnetze entfällt mit 1,26 Millionen Kilometern auf die Niederspannungsebene. In den regionalen Verteilnetzen kommt die Mittelspannungsebene auf eine Länge von 524.000 Kilometer und die Hochspannungsebene auf 94.800 Kilometer. Die überregionalen Höchstspannungsnetze sind in Deutschland 37.500 Kilometer lang.

Der bislang passive Kunde wandelt sich, wie wir gesehen haben, zum aktiven Marktteilnehmer. Die Konsequenz für das Mittel- und Niederspannungsverteilnetz ist die Veränderung zu einem multidirektional betriebenen, dynamischen Netzwerk. Die Überwachung und Steuerung dieses Systems ist die Voraussetzung, um das Netz auf effiziente Weise in Zusammenarbeit mit allen Netznutzern in Balance zu halten. Dabei ist zu beachten, dass jedes Verteilnetz individuell bezüglich der Netzstruktur (beispielsweise angeschlossene Verbraucher und Erzeuger) und der öffentlichen Infrastruktur (beispielsweise Last- und Einwohnerdichte) bewertet werden muss.

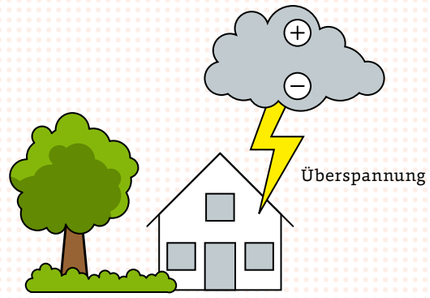
Verteilnetze sind in der Vergangenheit nur in eine Richtung zur Verteilung der Energie aus der nächsthöheren Spannungsebene betrieben worden. Dementsprechend war deren Aufbau und die notwendige Schutztechnik auf diese beschriebene Aufgabe hin ausgelegt. Bis heute findet somit eine umfassende Darstellung und Analyse der Netzsituation sowie eine echte Automatisierung nur in den wenigsten Verteilnetzen statt. Darüber hinaus wird die Effizienz von Steuer- und Regelmöglichkeiten nur begrenzt genutzt. Zur Bewältigung der Energiewende muss dies sich ändern. Die Übertragungs- und Verteilnetze müssen insbesondere durch die Einspeisung steigender Mengen aus Windkraft und Photovoltaik noch schneller und häufiger auf Änderungen der Erzeugung und der Lastflussrichtung reagieren.

Mehr Informationen und Steuerungsmöglichkeiten werden benötigt, um das Netz auf effiziente Weise in Zusammenarbeit mit den Stromerzeugern sowie –verbrauchern in Balance zu halten. Der Bedarf für diese Funktionen wird weiter steigen: Mit einer verstärkten Nutzung von dezentraler, vielfach fluktuierender Einspeisung und einer Durchdringung mit Elektromobilität im Bereich des individuellen Personenverkehrs beziehungsweise weiterer steuerbarer Lasten werden die Anforderungen an die Netze und deren Betreiber weiterwachsen. Auch die weitere Steigerung der Effizienz wird ein Treiber sein, das Mittelspannungs- und Niederspannungsverteilnetz für die Zukunft zu rüsten.

Schutztechnik

Der Netzbetrieb ist in der Praxis immer mit Störungen (z. B. Spannungseinbruch) verbunden. Solche Störungen verlaufen im Vergleich zu anderen Systemen (Fernwärme-, Gas-, Wassernetze) in elektrischen Netzen sehr schnell (< 0,2 s). Darum benötigt man automatisch arbeitende Netzschutzeinrichtungen, die in der Lage sind, Störungen sofort von normalen Betriebsvorgängen zu unterscheiden. Dazu ist es in einem ersten Schritt grundsätzlich erforderlich, dass es eine Vielzahl von Schaltstellen gibt. In ihnen messen Stromwandler den Strom und/oder Spannungswandler die Spannung. Werden die festgelegten Werte über- oder unterschritten wird der fehlerhafte Netzsegment durch Schutzrelais automatisch vom restlichen Versorgungsnetz getrennt. Dieses bleibt so vor den Auswirkungen des Fehlers geschützt. Ein fehlerfreies Teilsystem übernimmt zeitweise die Funktion des Ausgeschalteten. Da jeder Bereich nur eine begrenzte Transportkapazität hat, müssen alle Bereiche etwas überdimensioniert sein, damit sie diese Aufgabe zur Stabilisierung des Netzes zu jeder Zeit erfüllen können.

Was passiert, wenn ein Blitz einschlägt?



Stromausfall

Stromausfall ist die unbeabsichtigte Unterbrechung der Versorgung mit Elektrizität. Elektrischer Strom muss im selben Moment erzeugt und transportiert werden, in dem er gebraucht wird. Anlass für einen Stromausfall eines ganzen Gebiets kann z. B.. ein Defekt in einem Kraftwerk, die Beschädigung einer Leitung, einen Spannungseinbruch oder eine lokale Überlastung des Stromnetzes sein. Lässt sich für den momentanen Bedarf im jeweiligen Netz nicht genügend Energie aktivieren, sinkt die Netzfrequenz.

Dieser Fall wird als Unterfrequenz bezeichnet. Lässt sich durch die kurzfristige Aktivierung von Reserven das System nicht stabilisieren, wird der automatische Lastabwurf vollzogen. Kann auch dadurch keine Stabilisierung erreicht werden, erfolgt als letzte Konsequenz eine Auftrennung in mehrere, zueinander asynchrone Netzbereiche, zwischen denen kein Leistungsfluss mehr stattfindet. In einzelnen Netzbereichen kommt es damit zu totalen Ausfällen, da sich die Kraftwerke automatisch vom Netz trennen.

6.1 Ohne Speicher wird es nicht gehen

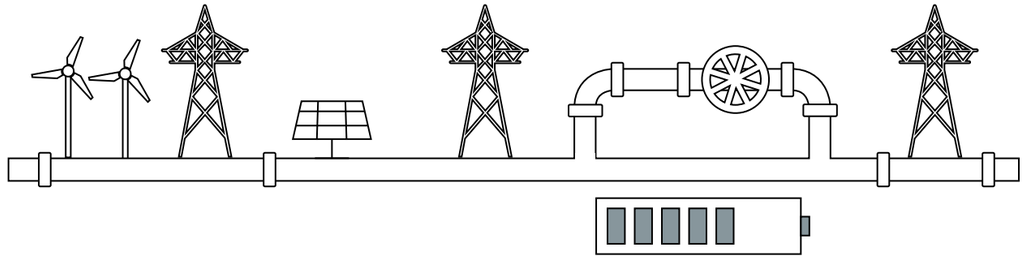
Speicher können „überschüssige“ Energie in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufnehmen und diese bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Somit können Erzeugungs- und Lastspitzen bewältigt und zusätzliche Wind- und PV-Erzeugungsleistung ohne einen Netzausbau genutzt werden, sofern der Speicher nahe am Erzeuger positioniert ist. Speicher können Verteilnetzbetreibern folgende Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen:

- Kapazitätsunterstützung durch Verschiebung einer Einspeisung von Spitzen- zu Grundlastzeiten,
- dynamische Spannungsregelung durch Einspeisung/Verbrauch von Wirk- und Blindleistung,
- Netzunterstützung im Falle von Komponentenausfällen. Stromspeicher sind bereits heute in der Mittel- und Hochspannung ein wesentliches Instrument zur Stabilisierung der Netze im täglichen Lastgang, bei Systemstörungen und beim Netzwiederaufbau.

Die Bereitstellung von Regel- und Blindleistung ist ein bedeutender Beitrag von Stromspeichern zur Netzsicherheit. In Bezug auf verfügbare Stromspeichertechnologien repräsentieren Pumpspeicherkraftwerke heute die einzige großtechnisch verfügbare und seit Jahrzehnten bewährte Speichertechnologie für elektrische Energie. Aktuelle Forschungsvorhaben haben sich daher zum Ziel gesetzt, Stromspeicher durch technologische Innovationen auch in intelligenten Verteilnetzen zur Verfügung zu stellen. Es gibt viele Speicheroptionen, die erforscht werden und sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden (so zum Beispiel Batterien, Druckluftspeicher, Kälte- und Wärmespeicher, Power-to-Gas oder Schwungräder). Für kurzfristige Speicherzeiträume werden Batterien, für langfristige Speicherzeiträume die Power-to-Gas-Technologie als vielversprechend eingeschätzt.

Batterien sind technisch grundsätzlich verfügbar. Man spricht im Zusammenhang mit dem Stromnetz auch von Batterie-Speicherkraftwerken, die zur Energiespeicherung Akkumulatoren auf elektrochemischer Basis verwendet. Im Gegensatz zu den Pumpspeicherkraftwerken mit Leistungen bis über 1.000 MW, bewegen sich die Leistungen von Batterie-Speicherkraftwerken im Bereich von einigen kW bis in den unteren MW-Bereich – die größten realisierten Anlagen erreichen Leistungen bis zu 300 MW. Batterie-Speicherkraftwerke dienen, wie alle Speicherkraftwerke, primär zur Abdeckung von Spitzenlast und in Netzen mit ungenügender Regelleistung auch der Netzstabilisierung. Kleine Batteriespeicher, sogenannte Solarbatterien mit wenigen kWh Speicherkapazität, werden zumeist im privaten Bereich im Zusammenspiel mit ähnlich dimensionierten Photovoltaikanlagen betrieben, um Ertragsüberschüsse tagsüber in ertragsärmere Zeiten in der Nacht mitzunehmen und den Eigenverbrauch zu stärken.

Sie sind vor allem unter dem Gesichtspunkt der Flexibilisierung interessant und könnten überschüssigen Strom aus Erneuerbaren für das Energiesystem nutzbar machen. Die intelligente Verbindung von Stromnetz und zentralen sowie dezentralen Batterien kann künftig Teil eines effizienten Last- und Erzeugungsmanagements sein. Das zukünftige Potenzial elektrochemischer Energiespeicher ist groß. Die Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung sollten vor allem auf eine höhere Leistungsdichte, geringeres Gewicht, höhere Lebensdauer (Anzahl der Ladezyklen) und Effizienz abzielen. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Batterien ist es erforderlich, dass über Skaleneffekte eine deutliche Kostendegression einsetzt.



Elektrische Leistung

Elektrische Leistung ist definiert als der Quotient aus gelieferter (oder bezogener) elektrischer Energie pro Zeiteinheit.

$$P\ (\text{Leistung}) = \frac{W\ (\text{Energie})}{t\ (\text{Zeit})}$$

Wirkleistung ist der Anteil elektrischer Leistung, der für die Umwandlung in andere Leistungsformen (z. B. mechanisch, thermisch oder chemisch) verfügbar ist.

Blindleistung ist in mit Wechsel- bzw. Drehstrom betriebenen Elektrizitätsnetzen zusätzlich fließende Energie, die durch induktive oder kapazitive Widerstände für den Aufbau elektromagnetischer Felder benutzt wird. Sie pendelt zeitversetzt zwischen Erzeugern und bestimmten elektrischen Verbrauchern (Spulen, Kondensatoren) ungenutzt und erzeugt weder Arbeit noch Wärme.

Scheinleistung ist die Summe aus Wirkleistung und Blindleistung.

6.2 Großes Speicherpotenzial liegt in den Gasnetzen

Die Power-to-Gas-Technologie (PtG) erscheint vor allem unter dem Gesichtspunkt der Flexibilisierung und der Verknüpfung von Strom- und Wärme- beziehungsweise Gasmarkt interessant und könnte überschüssigen erneuerbaren Strom, umgewandelt in grünen Wasserstoff, für das Energiesystem nutzbar machen.

Primär ist PtG gegenwärtig aber vor allem die einzige Option zur langfristigen Überbrückung von regelmäßig vorkommenden Defizitphasen, in denen die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen nicht zur Verfügung stehen. Die Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung sollten nach Ansicht von PtG-Fachleuten vor allem auf die Erhöhung der Wirkungsgrade in der Umwandlung, eine Senkung der Kosten, die intelligente Kopplung und flexible Steuerung von Elektrolyseuren sowie die Entwicklung von effizienten Katalyse-Verfahren zur Methanisierung konzentriert werden. Zum Gesamtverständnis dieser Zusammenhänge ist ein Blick auf die Entwicklung der Gasversorgung sowie auf den insbesondere in den 1970er Jahren forcierten Ausbau des Gasnetzes und der Gasspeicher in Deutschland hilfreich.

Power-to-Gas

Der Begriff Power-to-Gas steht für ein Konzept, bei dem erneuerbarer Strom dazu verwendet wird, per Wasserelektrolyse Wasserstoff zu produzieren, der bei Bedarf in einem zweiten Schritt unter Verwendung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) methanisiert wird. Das entstehende synthetische Methan ist voll mit herkömmlichem Erdgas kompatibel und kann ohne Einschränkungen in vorhandenen Leitungen transportiert sowie in Speichern gelagert werden. Produzieren beispielsweise Offshore-Windräder mehr Strom als gerade gebraucht wird, könnte dieser Strom über diesen Umweg gespeichert werden. Das Gas könnte durch bestehende Gasnetze über weite Strecken transportiert werden und so die Stromnetze entlasten. Das Gas könnte dann in konventionellen Gaskraftwerken bei Bedarf wieder in Strom umgewandelt werden. In der Fachliteratur wird davon ausgegangen, dass ab einem Erneuerbare-Energien-Anteil von etwa 40 % in größerem Maße zusätzliche Speicher benötigt werden. Daher werden zusätzliche Speicher in Deutschland ab dem Jahr 2020 für notwendig gehalten.

BARD Offshore 1 ist der erste Windpark, bei dem eine Gleichstromanbindung an das Höchstspannungsnetz realisiert wurde. Die 200 km lange Hochspannungsgleichstromverbindung setzt sich aus 75 km Landkabel und 125 km Seekabel zusammen.

6.3 Offshore-Anbindung – eine große Herausforderung für das Netz

Im Jahr 2020 wurden in Deutschland 32 Offshore-Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von rd. 220 MW neu in Betrieb genommen. Insgesamt sind Ende 2020 rund 1.500 Offshore-WEA mit einer Gesamtkapazität von etwa 7.700 MW am Netz. Zusammen haben die Offshore-Windparks in Deutschland nach vorläufigen Daten der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2020 rd. 27 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) Strom eingespeist, das sind rd. 10 Prozent mehr Strom als im Vorjahr (2019: rd. 24 Mrd. kWh). Um diesen Stand zu erreichen, mussten viele Fragen beantwortet werden: Der richtige Standort, der Bau, die Finanzierung oder die Netzanbindung – an diesem Prozess sind ganz unterschiedliche Behörden und Unternehmen beteiligt.

Beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) als zuständiger Behörde wird der Bau genehmigt. Das BSH ist aber nicht nur genehmigende Behörde. Es gibt auch Informationen über die Wassertiefe, die thermohalinen Bedingungen (Eigenschaft des Meerwassers, aufgrund von Temperaturänderungen oder Änderungen des Salzgehalts seine Dichte zu ändern), das Sediment und seine Beschaffenheit, die Beschaffenheit der oberen 50 m des Meeresbodens, Strömungsverhältnisse und darüber, mit welchem Wellengang in den Vorhabensgebieten zu rechnen ist. Wind, Wellen und Eis können Windrädern auf hoher See zum Verhängnis werden. Deshalb gibt das BSH strenge Standards für die Erkundung der Standorte und die Konstruktion der Anlagen vor.

Dafür hat es in Zusammenarbeit mit wissenschaftlichen Einrichtungen den Standard „Bauerkundung“ und den Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore- Windenergieanlagen“ entwickelt. Beide Standards definieren Maßnahmen der Bauerkundung und beschreiben die Konstruktion und Zertifizierung der Anlagen. Das BSH verlangt eine genaue Darstellung von Standort und Konfiguration des Windparks mit Umspannstationen, Kabeltrassen und anderen baulichen Komponenten. Die Bauherren müssen zusätzlich nachweisen, dass ihre Anlagen auch extremen Anforderungen gewachsen sind – der 50-Jahres-Bö, der 50-Jahres-Welle, dem Aufprall eines Service-Schiffes oder dem Eisdruck. Sie müssen den Anforderungen selbst dann gewachsen sein, wenn alle Ereignisse gleichzeitig eintreten. Die Bereitstellung dieser in den Standards geforderten Daten ist für das BSH der Beleg, dass der Erbauer eines Windparks die maritimen Bedingungen kennt und versteht und mit ihnen angemessen umgeht.

EXKURS: DIE ERSTEN OFFSHORE-WINDPARKS

alpha ventus – der Offshore-Windpark der ersten Stunde ermöglicht es, bereits frühzeitig die mit dem Ausbau der Offshore- Windenergie verbundenen Auswirkungen auf die Meeresumwelt zu erforschen und geeignete Maßnahmen zur Begrenzung dieser Auswirkungen zu entwickeln. 2011, im ersten kompletten Betriebsjahr, erzeugte alpha ventus mit seinen zwölf Windenergieanlagen etwa 268 Gigawattstunden Strom. Umgerechnet versorgte der Windpark fast 70.000 Haushalte – gemessen am Durchschnittsverbrauch von 3.500 Kilowattstunden pro Jahr. Das ist ein enormer Erfolg, lagen die Zahlen der Prognosen doch weitaus niedriger: Die Betreiber rechneten mit 3.900 Volllaststunden. Tatsächlich kam alpha ventus auf fast 4.500 Volllaststunden.

Auch die ersten kommerziellen Offshore-Windparks liefern Strom an das deutsche Netz. Baltic 1 umfasst 21 Windenergieanlagen mit jeweils 2,3 Megawatt Leistung und liegt 16 Kilometer vor der Küste Mecklenburg-Vorpommerns – und somit in der deutschen 12-Seemeilen-Zone der Ostsee. Laut Betreiber EnBW wird der Offshore-Windpark Baltic 1 pro Jahr 185 Gigawattstunden Strom produzieren. Damit kann er den Bedarf von 50.000 Haushalten abdecken.

35 Kilometer vor Helgoland wurde Ende 2014 der Park Nordsee Ost von RWE Innogy fertiggestellt, dessen 48 Windräder eine Leistung von 295 Megawatt bringen. Durchschnittlich lassen sich 4.000 Volllaststunden erreichen und rund 320.000 Haushalte mit Strom versorgen.

Sehr weit draußen in der Nordsee stehen die aktuell größten bereits in Betrieb genommenen Offshore-Windparks. Hier sind die Windparks EnBW Hohe See und EnBW Albatros mit insgesamt 87 Windrädern am Netz: Rund 95 Kilometer nördlich von Borkum und rund 100 Kilometer nordwestlich von Helgoland liegt Hohe See, jeweils 105 Kilometer von beiden Küsten entfernt Albatros. Auf einer Fläche von rund 42 Quadratkilometern bzw. 11 Quadratkilometern produzieren beide Windparks seit Januar 2020 mit 2,5 Milliarden Kilowattstunden Strom für rechnerisch rund 710.000 Haushalte.

INTENSIVE ÜBERWACHUNG LIEFERT NEUE ERKENNTNISSE

Im Rahmen der Untersuchung und Prüfung ökologischer Auswirkungen der Offshore-Windparks entwickelte das BSH in Zusammenarbeit mit Wissenschaftlern den Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“, der beschreibt, wie die Untersuchungen bau- und betriebsbegleitend durchgeführt werden sollen. Besonderes Augenmerk richteten die Wissenschaftler auf die Auswirkungen auf die Meeresumwelt.

Hierzu betreibt auch das BSH ein umfangreiches ozeanographisches Monitoringprogramm an festen Messstationen und im Rahmen von Überwachungsfahrten. Die physikalischen, chemischen und geologischen aus dem Wasser gewonnenen Daten werden durch operationelle Satelliten- und Modelldaten ergänzt. In den Projekt-Initiativen RAVE (Research at alpha ventus) und FINO (Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee) werden die ozeanographische Parameter in den Windparks erfasst. Die Messergebnisse der Projekte und die Langzeitdaten aus den operationellen Messprogrammen liefern eine belastbare Grundlage, um den Zustand der Meere auch in den Windparks zu bewerten, um den Ausgleich zwischen Nutzung der Meere und Schutz der Meere zu beobachten und zu beachten. Zusätzlich unterstützt das Bundesamt für Naturschutz (BfN) die Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land und auf dem Meer sowie den damit einhergehenden, notwendigen Um- und Ausbau der Energienetze. Der Klimaschutz und der Schutz der biologischen Vielfalt müssen bei der Energiewende gleichermaßen berücksichtigt werden, nicht zuletzt, weil sie sich gegenseitig bedingen.

Zu den Aufgaben des BfN gehört es, die Belange des marinen Naturschutzes bei der Realisierung von Offshore-Windparks auf Grundlage verpflichtender rechtlicher Vorgaben umzusetzen. Dafür führt das BfN unter Zugrundelegung einheitlicher Standards eine naturschutzfachliche Prüfung und Bewertung der Anträge

Übersicht Offshore-Windparks, Stand Juni 2022, Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie;
Download der Karte » http://www.offshore-stiftung.de/wie-erwartet-sorgen-nachholeffekte-für-rekord-bei-offshore-wind

für Offshore- Windparks durch. Dies liegt nicht nur im Interesse der Meeresumwelt, sondern schafft zugleich Investitions- und Rechtssicherheit für die Antragsteller. Die Intensität des Schalls, der beim Rammen der Fundamente von Offshore-Windenergieanlagen auftritt, wirkt sich über große Entfernungen auf die Meeresumwelt aus. Insbesondere marine Säugetiere, wie der nach europäischem Recht streng geschützte Schweinswal, sind auf die akustische Orientierung (Nahrungssuche, Verständigung) angewiesen. Sie können durch den Rammschall verletzt bzw. gestört werden. Aus Sicht des Naturschutzes ist es daher nötig und möglich, Schallimmissionen in Meeresökosystemen unter Einhaltung eines definierten Grenzwertes zu verringern, z. B.. mit technischen Schallschutzmaßnahmen während der Bauzeit oder alternativen Fundamentierungssystemen. Wird beim Bau von Offshore- Windanlagen von Anfang an – neben einer überlegten und verträglichen Standortwahl – auf einen koordinierenden Bauablauf geachtet und werden die notwendigen Maßnahmen zur Minderung von Baulärm ergriffen, lassen sich sehr gut einvernehmliche Lösungen mit dem Naturschutz finden.

Ein weiterer Teilnehmer an der gegenwärtigen Planung der Offshore Windparks ist die UNESCO Kommission. Sie hat im Jahr 2009 das Wattenmeer als Weltnaturerbe eingestuft und es damit unter einen besonderen Schutz gestellt. Einerseits sind mit der Aufnahme in die Welterbeliste bestandsgefährdende Eingriffe verboten, andererseits unterliegen alle Maßnahmen einer besonders kritischen Prüfung im Hinblick auf Bewahrung der Integrität, Verhältnismäßigkeit und Zukunftsverträglichkeit. Das gilt selbstverständlich auch für Eingriffe zur Nutzung Erneuerbarer Energien.

Logische Folge der Aufnahme des Wattenmeeres in die Welterbeliste war das Verbot der Errichtung von Windenergieanlagen im Wattenmeer. Dieser Naturraum wird gegen dauerhafte wirtschaftliche Nutzung, die eine Belastung für die Natur darstellt, geschützt. Aus diesem Grund ist in Deutschland sehr früh die Entscheidung gefällt worden, Offshore-Windanlagen nicht im Wattenmeer selbst zu errichten. So wie es an Land um Abwägungsfragen zwischen der Notwendigkeit einer zukunftsverträglichen Energieversorgung und den konkreten Belastungen für Mensch und Natur geht, so geht es auch im Wattenmeer um eine Abwägung. Einerseits sollte möglichst jeder Eingriff unterbleiben, andererseits muss im Interesse einer künftig ausschließlich aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energieversorgung auch berücksichtigt werden, dass eben diese Erneuerbaren Energien aus Wind und Meer langfristig auch die Naturerbestätten schützen und bewahren können.

Es geht also nicht um ein schlichtes Ja oder Nein, sondern um die Frage, wie bei höchstmöglicher Begrenzung der Eingriffe ins Naturerbe Wattenmeer Offshore-Energie ans Land kommen kann. Das macht eine weitgehende Bündelung aller Trassen vor Eintritt ins Wattenmeer zwingend erforderlich. Bei der Verlegung von Gasleitungen vor einigen Jahren hat sich gezeigt, dass bei einem die Natur schonenden Vorgehen die Wunden wieder geschlossen werden können. Allerdings muss sich jeder einzelne Eingriff einer strikten Prüfung auf Verhältnismäßigkeit und Zukunftsverträglichkeit stellen. An dieser Stelle kommen jetzt die Energieversorgungsunternehmen ins Spiel: Sie wollen die dezentralen Erzeugungsprojekte umsetzen. Im Projektportfolio der Unternehmen finden sich unzählige verschiedene Projekte, von der Geothermie über Photovoltaik bis hin zu On- und Offshore.

Um die Ziele der Bundesregierung umzusetzen, reicht die Realisierung regionaler Erzeugungsprojekte aber nicht aus. Offshore-Projekte sind unerlässlich. Die großen Offshore-Windparks sollen die Säulen bei der Umsetzung der Energiewende sein.

VIELE PROJEKTE, WENIGE BANKEN

Da die Investitionskosten hoch sind, können Projektentwickler und Energieerzeuger die Summe kaum allein tragen. Für die Offshore-Windparks ist zunehmend eine Mischfinanzierung üblich die sich aus Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt. Auch was die Kosten dieser Mischfinanzierung angeht, konstatiert die Studie „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ eine Reduzierung – nicht zuletzt aufgrund einer über die Jahre steigenden Projekterfahrung. Diese verringert das Risiko und steigert im Umkehrschluss das Vertrauen von Fremdkapitalgebern, also den Banken.

Die daraus resultierende verminderte Eigenkapitalquote senkt ebenfalls die Kapitalkosten. Zudem sinken Risikoaufschläge. Da ein Kreditinstitut oft nur eine begrenzte Summe für einen Offshore-Windpark zur Verfügung stellt, sind häufig mehrere Banken an der Finanzierung beteiligt. Für einige Vorhaben werden Kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) oder der Europäischen Investitionsbank (EIB) in Anspruch genommen, die Finanzierungslücken schließen und den Bau der ersten Windparks auf dem Meer unterstützen.

DAS ZIEL HEISST OFFSHORE-GRID

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist ein sehr komplexes Vorhaben und erfordert deshalb ein systematisches und planvolles Vorgehen, um ineffiziente Entwicklungen zu vermeiden und die einzelnen Akteure nicht durch unverhältnismäßige Risiken zu überfordern. Das Ziel sollte die Entwicklung eines Offshore-Grids sein, das die aktuellen Netzanschlussbegehren der verschiedenen Windparkinvestoren genauso berücksichtigt wie die Verbindung der Windparks untereinander. Nur so kann die Versorgungssicherheit auch in diesem Bereich erhöht werden.

Neben der Entwicklung eines Offshore-Grids muss vor allem auch die Einbindung in das deutsche Verbundnetz abgestimmt und realisiert werden, da der auf See erzeugte Strom hauptsachlich in den Süden Deutschlands transportiert werden muss. Für diesen Ferntransport könnten neue Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- Verbindungen (HGÜ) zum Einsatz kommen, allerdings sind die Rahmenbedingungen für einen entsprechenden Ausbau noch nicht vorhanden. Offshore-Windenergie ist noch immer eine junge Technologie und erst bei der Projektumsetzung zeigen sich viele Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt. Neben den finanziellen Risiken gilt es, Kapazitäten bei Zulieferern aufzubauen sowie Hafen- und Logistikstrukturen zu entwickeln und geeignete Health & Safety-Konzepte zu implementieren.

6.4 Finanzierung des Netzausbaus

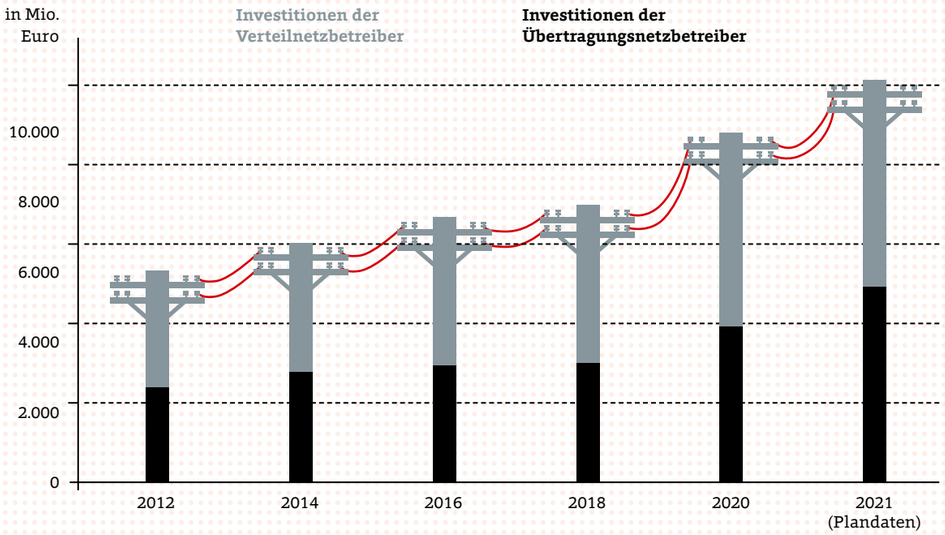
Die Energiewende ist für Deutschland nicht nur eine enorme technische Herausforderung. Es geht auch um ganz erhebliche Kosten. Diese lassen sich zu Beginn des Umbaus zwar noch nicht ganz genau beziffern, aber erste ernst zu nehmende Kostenschätzungen, die dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegen, rechnen mit einer Größenordnung von 20 bis 40 Milliarden Euro allein für die Höchstspannungsanbindung der On- und Offshore-Parks und machen den Finanzierungsbedarf deutlich.

Was heißt das genau? Wem gehören die Netze eigentlich und wer muss deshalb den Netzausbau planen, organisieren und finanzieren? In welchem rechtlichen Rahmen können die Eigentümer agieren? Reichen diese Rahmenbedingungen aus? Oder muss über neue Finanzierungsmodelle nachgedacht werden?

Netzbetrieb und Netzausbau sind in Deutschland privatwirtschaftlich organisiert. Vier Übertragungsnetzbetreiber und über 800 Verteilnetzbetreiber sorgen rund um die Uhr dafür, dass der Strom vom Stromerzeuger zum Kunden transportiert wird. Sie planen auch den Netzausbau. Um ihre Ausgaben zu decken, erheben die Netzbetreiber von ihren Stromkunden Netzentgelte.

Eine so existenzielle Aufgabe wie die Energieversorgung für ein ganzes Land und den damit verbundenen Kosten, überlässt der Staat allerdings nicht einzelnen Unternehmen, sondern kontrolliert sehr genau, wie die nationale Versorgung sichergestellt wird. Alle unternehmerischen Kostenüberlegungen müssen der Versorgungssicherheit untergeordnet werden. Die Versorgungssicherheit hat in Deutschland neben der Bezahlbarkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung oberste Priorität. Der Netzausbau in Deutschland wird deshalb durch die Bundesnetzagentur kontrolliert und reguliert. D. h. die BNetzA überprüft, ob die Netzbetreiber ihren gesellschaftlichen Auftrag wahrnehmen, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Über 8 Milliarden Euro haben die Netzbetreiber in die Netze investiert

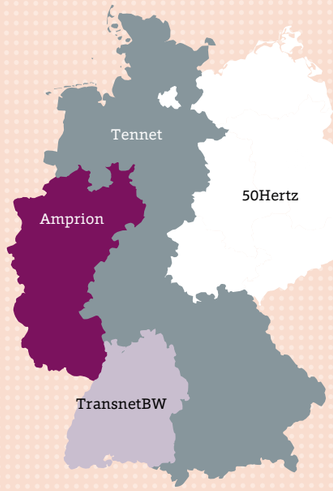


Quelle: BNetzA

Netzentgelte

Netzentgelte sind Zahlungen von Stromkunden an Netzbetreiber, die dazu dienen, die Kosten des Netzbetreibers für Netzbetrieb, -instanhaltung und Netzausbau abzudecken. Die Entgelte müssen angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Sie richten sich nach der Menge des bezogenen Stroms (Arbeitspreis) und dem Lastprofil der Kunden, also der Frage, wann der Kunde wie viel Strom abnimmt (Leistungspreis). Die Netzbetreiber erbringen für die Netzentgelte folgende Dienstleistungen:

- Bereitstellung und Nutzung der Netzinfrastruktur
- Systemdienstleistungen für den sicheren Netzbetrieb
- Ausgleich von Energieverlusten, die beim Transport von Strom entstehen



Das behördliche Instrument zur Marktregulierung ist die sogenannte Anreizregulierung. Die BNetzA stellt sicher, dass die Netzentgelte angemessen und diskriminierungsfrei sind. Die Netzbetreiber müssen also ihre Netze kostensparend betreiben und können so keine Monopolgewinne erzielen. Dazu werden den Netzbetreibern Obergrenzen für ihre Erlöse vorgegeben. Ein bundesweiter Effizienzvergleich ermittelt unternehmensindividuelle Schätzungen für die Kosteneffizienz. Alle Netzbetreiber müssen sich dann am effizientesten Betreiber messen. Weniger effiziente Unternehmen haben wenige Jahre Zeit, um die ermittelte individuelle Ineffizienz abzubauen.

Neben den Beschaffungskosten und den staatlichen Belastungen sind die Netzentgelte der dritte wichtige Bestandteil des Strompreises. Diese variieren je nach Region zum Teil stark. In vielen Regionen sind die Netzentgelte aufgrund des erforderlichen Aus- und Umbaus der Stromnetze im Rahmen der Energiewende gestiegen und machen aktuell im Durchschnitt einen Anteil von etwa 23 Prozent am Strompreis aus.

Die Energiewirtschaft ist einem ständigen Erneuerungsprozess unterworfen. Strom- und Gasleitungen werden permanent gewartet und durch neue ersetzt. Innovative Technologien drängen auf den Markt und ersetzen ältere Technologien. Die Anreizregulierung definiert also den Investitonsrahmen für diese unternehmerischen Aktivitäten. Der rasante Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verursacht nun einen zusätzlichen Investitionsbedarf in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Dieser ist regional unterschiedlich hoch. Seit 2012 sind deshalb wieder vermehrt steigende Netzentgelte zu verzeichnen und es wird diskutiert, ob die Effizienzvorgaben der Anreizregulierung für die Anforderungen, die der notwendige Netzausbau an einzelne Unternehmen stellt, die geeigneten Rahmenbedingungen setzt.

Das Geld für die neuen Netze können die Netzbetreiber nicht ausschließlich über ihr Eigenkapital aufbringen. Sie müssen es sich am internationalen Finanzmarkt beschaffen. Hier spielt die jeweilige Situation auf den Finanzmärkten eine große Rolle. Ähnlich wie bei der Finanzierung der Offshore-Windparks wird eine Vielzahl von Banken benötigt, um das für den Netzausbau notwendige Fremdkapital aufzubringen. Die Banken ihrerseits brauchen stabile, berechenbare Vorgaben, um die Bedingungen für die Kreditvergabe kalkulieren zu können. Die entstandenen Kosten der Netzausbaumaßnahmen werden auf die Netzentgelte umgelegt. Somit tragen alle Stromkunden einen Anteil an der Erneuerung der Netze. Diesen Kosten stehen Einsparungen durch den geringeren Verbrauch fossiler Brennstoffe gegenüber. Sie können dazu beitragen, dass die Kostenbelastung der Verbraucher für den Bezug von Energie langfristig verringert wird.

Smart Grid konkret – intelligente Netze

Leistungsschalter im Umspannwerk sind für besonders hohe Ströme ausgelegt.

Wir haben gesehen, dass durch die Verlagerung der Standorte, an denen Strom produziert wird, in erster Linie ein Ausbau der Verteil- und der Übertragungsnetze notwendig geworden ist. Es muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass sich die Anzahl der Stromerzeuger vervielfacht hat. Zudem verlangt die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien eine besondere Netz-Charakteristik. Zentrale und dezentrale Erzeugung werden sich zukünftig ergänzen, Stromtransport ist keine Einbahnstraße mehr und die stark fluktuierenden Einspeisungen von Wind und Sonnenenergie müssen jederzeit stabilisiert werden können. Dazu muss in intelligente Technologie investiert werden, um die bestehende Netzinfrastruktur zu ertüchtigen, diese Herausforderungen zu meistern.

Es ist eine große Chance, aber auch eine große Herausforderung: Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien müssen Netzausbau und -modernisierung Hand in Hand gehen. Jede Investition in regenerative Erzeugung muss durch Investitionen in das Netz begleitet werden, damit die Systemintegration der Erneuerbaren nicht durch fehlende Netzinfrastruktur limitiert wird. Viele wichtige technische Lösungen stehen heute bereits zur Verfügung.

7.1 Sensorik im Netz

Die Ermöglichung einer systemoptimierenden Netz-, Einspeise- und Verbrauchssteuerung setzt eine Verbesserung der Informationsbasis für alle Akteure im Energiesystem voraus. Damit auch künftig eine hohe Versorgungsqualität der Netze in Deutschland gewährleistet werden kann, muss die sekundengenaue Kenntnis über den aktuellen Netzzustand verbessert werden. Erst auf Basis dieser Informationen wird zum Beispiel eine sinnvolle Steuerung von Lasten, das normgerechte Einhalten des Spannungsbandes oder eine Auslastungsbewertung der Netzsegmente möglich.

Damit wird der Aufbau von Sensorik zur Erfassung der Netzsituation quasi zur „Pflichtübung“ einer intelligenten Netznutzung und -steuerung, soweit Verbrauchs- und Laststruktur im entsprechenden Netzgebiet dieses erfordern. Verbunden ist hiermit eine entsprechende IT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen. So muss in den Aufbau von Kommunikationsanbindungen, Serverstrukturen und Rechenzentren investiert werden. Die Sensorik im Netz liefert schließlich eine Fülle von aktuellen Messwerten. Diese Werte können an ausgewählten Punkten durch weitere Messungen mittels des Einsatzes von Smart Metern ergänzt werden.

Auf Basis der aus der Sensorik gewonnenen Informationen kann eine bestmögliche Nutzung des Netzes in Verbindung mit dem Einsatz der im Folgenden beschriebenen Technologien erfolgen. Die umfassende Kenntnis über die wichtigen Systemparameter (Spannung, Stromstärke und Frequenz) wird benötigt, um den aktiven Komponenten (regel- / steuerbare Einspeiser und Lasten) und den aktiven Netzelementen systemstabilisierende Vorgaben zu geben.

Smart Meter

Der **Smart Meter** ist ein komplexes Hightechgerät. Es ist in der Lage, Netzzustandsdaten zu liefern, die für die Netzsteuerung oder das Asset-Management genutzt werden können. Dem Messstellenbetreiber ermöglicht der Smart Meter die Fernablesung der Zählerstände. Unter bestimmten Bedingungen sind Einsparmöglichkeiten auf der Betriebskostenebene gegeben.

7.2 Temperaturmonitoring

Die Übertragungskapazität von Freileitungen wird durch die maximale Betriebstemperatur des Leiterseils begrenzt. Haupteinflussfaktoren für diese Betriebstemperatur sind der Stromfluss im Leiter und die klimatischen Umgebungsbedingungen. Die dafür wesentlichen Faktoren sind Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und Niederschlag.

Bei einer konventionell betriebenen Freileitung wird der Stromfluss anhand eines definierten Normklimas (Wind: 0,6 m/s; Temperatur 35 Grad Celsius) begrenzt. Statt der Annahme eines Normklimas wird beim Freileitungs-Monitoring die Betriebstemperatur entweder direkt gemessen, oder die Kühlwirkung des Wetters wird entlang der Trasse anhand realer Klimadaten modelliert. Freileitungs-Monitoring wird zunehmend auf bestehenden Trassen des Höchstspannungsnetzes eingesetzt und kann deren nutzbare Übertragungskapazität um bis zu 50 Prozent der Nennleistung erhöhen.

7.3 Steuerung und Regelung in Verbindung mit Verteilnetz-Automatisierung

Ein großes Potenzial für das Smart Grid steckt in moderner Steuerung und Regelung auf der Ebene der Verteilnetze, wobei es vor allem auf automatisierte Prozesse ankommt. Wesentliche Gründe für Investitionen in Verteilnetz-Automatisierung sind unter anderem:

- Integration dezentraler Energieerzeugung in die Verteilnetze,
- Aufrechterhaltung der hohen Zuverlässigkeit von Verteilnetzen/Erhöhung der Verteilnetzqualität und Vermeidung negativer Einflüsse auf die Spannungsqualität,
- Verbesserung des Verteilnetzbetriebs und der Wartung,
- schnelle Störungsanalyse und Fehlerortung,
- Überwachung der bestehenden Infrastruktur und zielgerichtete Investitionslenkung,
- Transparenz über den Lastfluss,
- aktive Lastverteilung und -neuordnung im Betrieb von Verteilnetzen,
- Verwendung neuester Technologien für Kommunikationsknoten mit Breitbandinfrastruktur.

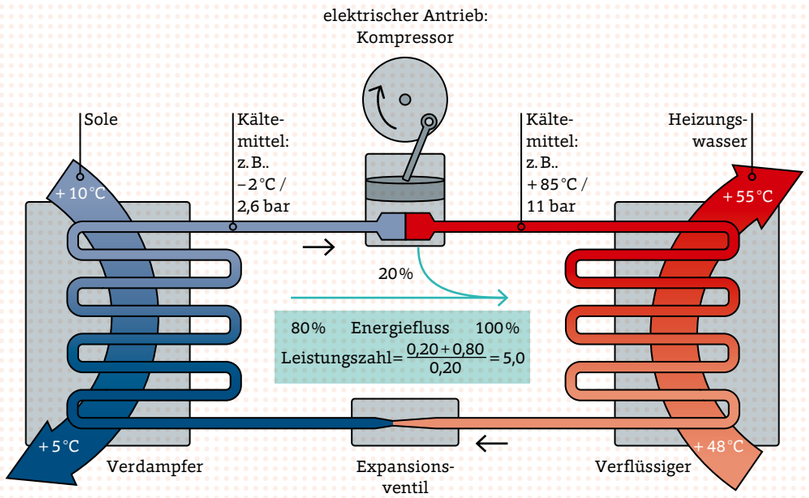
In folgenden technologischen Feldern der Automatisierung versprechen sich die Experten die größten Entwicklungsmöglichkeiten:

- regelbare Ortsnetztransformatoren,
- steuerbare, blindleistungsfähige Wechselrichter,
- Kommunikations- und Dateninfrastruktur,
- Netzleittechnik,
- systemorientierte Ein- und Ausspeisung,
- Photovoltaik- und Windenergieanlagen,
- Wärmepumpenanlagen.

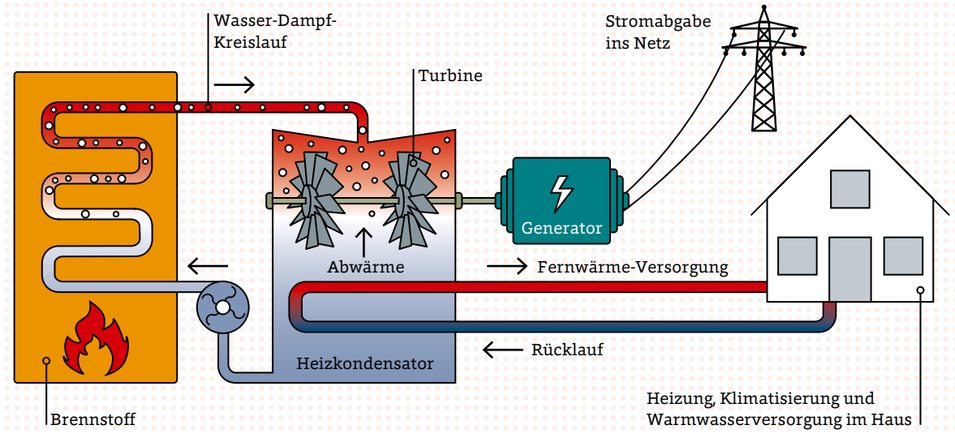
EXKURS: WÄRMEPUMPE UND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Die Wärmepumpe nutzt unter thermodynamischen Prinzipien die Umweltwärme (Erde, Wasser, Luft), um bis zum fünffachen der elektrischen Antriebsenergie als Nutzenergie zum Heizen und Kühlen bereitzustellen. Sie kann (bei Vorhandensein eines ausreichenden Wärmespeichers) ohne Komfortverlust geschaltet und gesteuert werden und bietet damit Potenzial für den Einsatz in intelligenten Netzen. Die Wärmepumpe kann lokale Einspeise-Überschüsse, die bei Wind und Photovoltaik auftreten, in Form von Wärme speichern. Sie wird von vielen Netzbetreibern in Abhängigkeit der gesetzlichen Regelungen mit einem hohen Potenzial für eine netzentlastende Nutzung des Stroms aus Photovoltaikanlagen vor Ort bewertet.

Wärmepumpen nutzen Umgebungswärme



Kraft-Wärme-Kopplung: schematische Darstellung



Parallele Erzeugung von Strom und Fernwärme in einem Heizkraftwerk unter optimaler Nutzung der eingesetzten Primärenergie.

Quelle: Mainova

Wärmepumpen können flexibel eingesetzt werden und beispielsweise über ein Preissignal gesteuert werden (vertriebliches Lastmanagement). Der Bestand von derzeit circa 1,1 Mio. Wärmepumpen bietet bereits heute ein nennenswertes Potenzial für das Lastmanagement. Um die nutzbare Leistung und die Zeitdauer zu vergrößern und relevante Mengen an Regelenergie anzubieten, können einzelne Wärmepumpen gebündelt und zu virtuellen Großverbrauchern zusammengeschlossen werden. Durch die lokale Netzeinbindung bietet sich die Wärmepumpe insbesondere für die dezentrale Netzentlastung an. Mit zusätzlichen Investitionen in größere Pufferspeicher oder bei Gebäuden mit einer hohen thermischen Speicherfähigkeit können Wärmepumpen über deutlich längere, zusammenhängende Zeiträume in ein regionales Lastmanagement einbezogen werden.

Das Hauptpotenzial der Wärmepumpe liegt derzeit im Heizungsbereich und fällt oftmals mit den saisonalen Windspitzen zusammen. Die Warmwassernutzung kann ganzjährig zum Lastausgleich herangezogen werden. Zusätzliche Potenziale können sich durch den reversiblen Betrieb von Wärmepumpen zur Kühlung, die saisonal mit der Photovoltaik-Einspeisung zusammenfällt, sowie aus der Erzeugung industrieller Prozesswärme und -kälte ergeben.

MINI-/MIKRO-KRAFT- WÄRMEANLAGEN

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gekoppelte Erzeugung von thermischer und elektrischer (mechanischer) Energie bezeichnet. Die anfallende Wärme wird direkt beim Verbraucher vor Ort produziert und kann für die Wärmeversorgung des Gebäudes genutzt werden. Der entstehende Strom kann zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet oder ins Stromnetz eingespeist werden. Der Begriff „Mikro-KWK“ bezeichnet die kleinste Anlagenklasse der KWK. Die Anlagen können ineffiziente Altanlagen in Gebäuden ersetzen. Bei größeren Anlagen (Mini-KWK) kann zudem Strom zur Netzstützung in das Versorgungsnetz eingespeist werden. Die Mini-KWK-Anlagen können bei ausreichender Verfügbarkeit nach Nutzung der Lastverschiebungen von regelbaren Lasten ab- und zugeregelt werden, um den verbleibenden Energiebedarf zu decken. Dazu ist eine Ergänzung des Blockheizkraftwerkes (BHKW) um einen entsprechend dimensionierten Wärmespeicher für eine stromgeführte Anlagenfahrweise sinnvoll.

Außerdem ist, zusammen mit weiteren Stromerzeugungsanlagen, eine Bündelung zu größeren Kapazitäten denkbar (Virtuelle Kraftwerke), um einen signifikanten Beitrag zum Bilanzkreismanagement (Ausgleichsenergie, Regelenergie) zu leisten. Die Marktnähe kann als mittel bis hoch angesehen werden. Aktuelle Aufgabe: Zu entwickeln sind ein stromgeführter Betrieb mit angepasstem Wärmemanagement (zum Beispiel Wärmespeicher) bei zeitlicher Verschiebung von Strom- und Wärmebedarf sowie die entsprechenden Regelmechanismen.

Das deutsche Netz in der europäischen Netzgemeinschaft

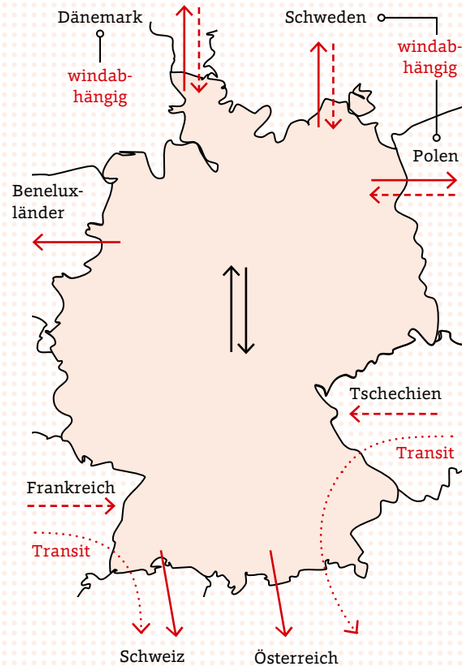
8.1 Technische Voraussetzungen

Einen Stromaustausch innerhalb Europas gab es im europäischen Verbundsystem schon immer. Hatte dieser vor der Liberalisierung der Strommärkte hauptsächlich eine ausgleichende Funktion zur Gewährleistung der Systemstabilität haben sich die Stromaustäusche innerhalb Europas im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte und der Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes deutlich erhöht.

Die Exportbilanz und die tatsächlichen physikalischen Flüsse sind in der Summe zwar identisch, können aber an einzelnen Grenzkuppelstellen (sogenannte Interkonnektoren sind Netzverbindungsstellen zwischen zwei Ländern. Sie sind Teil der Übertragungsnetze.) abweichen, da der tatsächliche physikalische Fluss der rein physikalischen Gesetzmäßigkeit des geringsten Widerstands folgt und aufgrund der Vermaschtheit der Netze ein Lastfluss auch indirekt von Regionen hoher Erzeugung über Drittländer stattfinden (z. B. von Frankreich über Deutschland und die Schweiz nach Italien) kann. Vor der Liberalisierung der Strommärkte betrug der Stromaustauschsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern nur selten mehr als fünf TWh/a (Terawatt-Stunden pro Jahr).

Mit der Liberalisierung und der schrittweisen Entwicklung des europäischen Binnenmarktes werden die Stromflüsse zunehmend durch marktliche Entwicklungen mitbestimmt. Im Jahr 2021 sind im Saldo 50 Mrd. kWh Strom mehr ins Ausland geflossen, als Deutschland aus dem Ausland bezogen hat. Das entspricht gut 9 % der deutschen Bruttostromerzeugung und bedeutet den höchsten Lastflussüberschuss, den Deutschland bislang erreicht hat. Generell haben die Stromflüsse zwischen den Ländern deutlich zugenommen, insbesondere Deutschland mit seiner zentralen Lage in Mitteleuropa hat sich dabei auch zu einem Transitland für grenzüberschreitende Stromflüsse entwickelt.

Deutschlands Stromaustausch mit seinen Nachbarstaaten



Quelle: BDEW

Großbritannien und die skandinavischen Länder sind über Hochspannungsgleichstromverbindungen mit dem westeuropäischen Netz verbunden. Mit Gleichstromkabeln lassen sich große Wasserstrecken, wie z. B. der Ärmelkanal und die Ostsee, relativ preisgünstig überbrücken. Auch für Verbindungen über Land kann man mit Gleichstromleitungen viele der Vorteile des Verbundbetriebs erreichen. Allerdings sind die Verluste bei Entfernungen unter 750 Kilometer meist deutlich höher als beim Stromtransport mit Wechselstrom. Deshalb zieht man den synchronen Wechselstromverbund dem Verbund der Gleichstromkupplungen vor. Infolgedessen sind die Versorgungsnetze der beteiligten Länder direkt gekoppelt und arbeiten mit exakt derselben Frequenz.

Die internationale Stromwirtschaft hat ihrerseits die europäische Integration aktiv gestaltet. Während beispielsweise in der EU bis zu den Beitritten mehrerer ehemaliger Ostblockstaaten im Jahr 2004 lange Entscheidungswege abzuwarten waren, haben die östlichen und westlichen Stromversorger die Zusammenarbeit bereits kontinuierlich ausgebaut. Gleichstromverbindungen zwischen der damaligen UCPTE und den Netzen des europäischen Ostens gab es schon zu Beginn der 1980er Jahre. Der nächste Schritt in eine gemeinsame europäische Zukunft war die Synchronisierung der beiden deutschen Netze. Der Zusammenschluss von Polen und Tschechien, Ungarn und der Slowakei zum so genannten CENTREL-Verbund und die damit einhergehende technische Aufrüstung der Anlagen machte wenig später den synchronen Verbund auch dieser Länder mit dem damaligen UCPTE-System möglich. Auch die Staaten Rumänien und Bulgarien sind seit Mitte 2003 vollwertige Mitglieder eines umfassenden europäischen Verbundsystems. Heute reicht das Gebiet von Polen bis Portugal und von Griechenland bis Finnland.

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Wettbewerbs um die Ressourcen der Erde muss die EU für ihre 500 Mio. Bürger Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleisten. Die relative Bedeutung von Energiequellen wird sich ändern. Bei fossilen Brennstoffen, vor allem Erdgas und Erdöl, wird die EU noch abhängiger von Einfuhren werden.

Wasserstoff im Energiessystem

Bisher macht Wasserstoff sowohl weltweit als auch in der EU nur einen geringen Teil des Energie-Mixes aus. Grüner Wasserstoff aus Erneuerbaren Energiequellen kann die Dekarbonisierung der Schwerindustrie oder des Straßengüterverkehrs voranbringen und als Speichermedium die Volatilität Erneuerbaren Energien ausgleichen.

Um die Umsetzung der EU-Wasserstoffstrategie zu unterstützen, hat die Kommission die „European Clean Hydrogen Alliance" ins Leben gerufen. Vorrangige Aufgabe dieses Zusammenschlusses aus EU-Mitgliedsstaaten ist es, Unternehmen, Zivilgesellschaft, Verbänden und Wissenschaft zusammenzubringen, gemeinsam Investitionsprojekte entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette zu identifizieren und zu fördern. Saubere Wasserstofftechnologien spielen eine Schlüsselrolle für Europas Übergang zu einer CO_2-neutralen Wirtschaft.

8.2 Struktur der Lastflüsse in Europa

Im europäischen Kontext gibt es die Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur betreffend starke Unterschiede. Deshalb sollte die nationale Betrachtung der Stromsysteme und -märkte stärker um die europäische Sichtweise erweitert werden. Hinzu kommt, dass an einzelnen Grenzkuppelstellen die lokalen Erzeugungs- und Netzstrukturen den Lastfluss und die Fließrichtung bestimmen können, unabhängig von der Gesamtsituation der jeweiligen Länder.

Merit-Order

Als Merit-Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken. Sie wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung der einsatzbereiten Kraftwerke bestimmt.

Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.

Im Folgenden werden einige europäische Länder anhand typischer Charakteristika die bilateralen Lastflüsse betreffend grob kategorisiert und beschrieben:

TYPISCHE „EXPORTLÄNDER"

- **Frankreich:** Dauerhaft hohe Lastflüsse in alle benachbarten Länder, lediglich in Extremsituationen Lastflüsse in Gegenrichtung, beispielsweise Kälteperiode im Februar 2012.
- **Deutschland:** Im Saldo hohe Lastflüsse in das Ausland und Transitland, Abflüsse überwiegend in die Niederlande, aber auch nach Polen und situativ in die Schweiz und nach Österreich. Strombezüge überwiegend aus Frankreich, Tschechien und Skandinavien. Insgesamt sind die Lastflüsse aber saisonal unterschiedlich. Aus Frankreich erfolgen höhere Bezüge in den Sommermonaten, gegenüber Österreich und der Schweiz fällt Deutschland in den Sommermonaten in eine Importsituation. Gegenüber den Niederlanden und Luxemburg sind die Lastflüsse unterjährig relativ stabil. Zudem sind die Lastflüsse situativ je nach Höhe der Einspeisungen aus Wind und Sonne in ihrer Höhe und geografisch stark unterschiedlich.
- **Tschechien:** Dauerhaft hohe Lastflüsse nach Deutschland, Österreich und der Slowakei, dauerhaft hohe Bezüge aus Polen. Im Saldo dauerhaft hoher Stromfluss in das Ausland ohne erkennbares saisonales Muster.

SITUATIVE „EXPORTLÄNDER"/ SAISONAL SCHWANKEND

- **Schweiz:** Die Schweiz hat eher eine Lieferposition gegenüber dem Ausland, allerdings ist der Lastflusssaldo saisonal stark schwankend. Im Winter eher Strombezug aus dem Ausland, im Sommer deutliche Liefermengen in das Ausland. Die Schweiz mit seiner geografischen Lage zwischen Deutschland, Frankreich und Italien ist ein typisches Transitland für Strom und neben der direkten französisch-italienischen Grenze die zweite Hauptachse für Stromlieferungen aus Zentraleuropa nach Italien. Daher ist auch der Lastflusssaldo im Vergleich zur Absoluthöhe der Lastflüsse eher gering.
- **Polen:** Polen ist überwiegend Netto-Lieferant in das Ausland, allerdings deutlich stärker in den Wintermonaten und mit kurzzeitigem Nettobezug aus dem Ausland in den Sommermonaten. Auch die Fließrichtungen sind relativ stabil von Schweden und Deutschland nach Polen und von Polen vor allem nach Tschechien und in die Slowakei.

SITUATIVE „IMPORTLÄNDER"/ SAISONAL SCHWANKEND

- **Österreich:** Österreich ist in den Wintermonaten eher Bezieher von Strom und in den Sommermonaten eher Lieferant mit der Einschränkung, dass im Sommer an sonnenreichen Tagen starke Stromflüsse von Deutschland nach Österreich generiert werden, die aber teilweise über Slowenien und über die Schweiz nach Italien abfließen. Aber auch untertägig sind deutliche Schwankungen die Höhe und Fließrichtung betreffend erkennbar. Eine Besonderheit Österreichs ist, dass trotz des hohen Strombedarfs von Italien über die österreichischitalienische Grenze nur moderate Lastflüsse gehen. Dies liegt daran, dass hier nur geringe Grenzkuppelkapazitäten bestehen. Daher fließen diese Stromflüsse von Österreich über die Schweiz und über Slowenien nach Italien.
- **Dänemark:** Dänemark ist eher Netto-Bezieher von Strom aber mit saisonal starken Unterschieden. Aufgrund der hohen Nutzung von KWK-Strom – vor allem aus Steinkohle, aber auch Erdgas – produziert Dänemark vor allem im Winter Stromüberschüsse, die ins Ausland abgegeben werden. Dennoch ist auch im Winter die Fließrichtung zwischen Dänemark und den verbundenen Nachbarstaaten Norwegen, Schweden und Deutschland nicht unidirektional, sondern kann kurzfristig wechseln. In den Sommermonaten bei wenig Wärmebedarf aus KWK-Anlagen wird Dänemark dann je nach Windsituation Netto-Bezieher von Strom aus dem Ausland.

TYPISCHE „IMPORTLÄNDER"

- **Niederlande:** Die Niederlande erhalten konstant hohe Lastflüsse aus Deutschland sowie über ein Seekabel aus Norwegen. Gleichzeitig fließen konstant hohe Mengen aus den Niederlanden über ein Seekabel nach Großbritannien sowie nach Belgien ab. Insgesamt aber ist der Bezug aus Deutschland und Norwegen höher als der Abfluss nach Großbritannien und Belgien. Vereinfacht kann man sagen, dass gut die Hälfte des Strombezugs aus Deutschland und Norwegen in den Niederlanden verbraucht wird und knapp die Hälfte mittelbar nach Großbritannien und Belgien weiterfließt. Dies liegt u. a. an der hohen Ausstattung der Niederlande mit Gaskraftwerken, die eine relativ teure Erzeugungsoption darstellen, sodass der Strombezug aus dem Ausland – soweit möglich – günstiger für die niederländischen Stromnachfrager ist.
- **Belgien:** Belgien hat überwiegend Strombezüge aus Frankreich und den Niederlanden und ist mehr oder weniger dauerhaft Netto-Bezieher von Strom. Es gibt aber auch hier untertägig und saisonal Situationen, in den Belgien Stromlieferant gegenüber dem Ausland wird.
- **Italien:** Italien ist wohl das typischste Stromimportland in Europa. Aufgrund seiner Erzeugungsstruktur mit großen Kapazitäten an Gas- und Ölkraftwerken mit hohen Gestehungskosten, ist es für Italien meistens vorteilhaft, günstigeren Strom aus dem Ausland hinzuzukaufen, soweit dies die Grenzkuppelstellen zulassen. Daher sind auch stabil hohe Lastflüsse aus Frankreich, der Schweiz und Slowenien sowie via Seekabel aus Griechenland normal. Dabei wirkt die Position Italiens auch stark auf die Lastflusssituation in Mitteleuropa, so z. B. Lastflüsse aus Deutschland und Polen, die auf verschiedenen Wegen östlich an den Alpen vorbei oder durch die Alpenregion hindurch Richtung Italien fließen.
- **Großbritannien:** Aufgrund seiner Insellage hat Großbritannien eine mehr oder weniger autarke Stromversorgung. Dennoch gibt es Seekabel nach den Niederlanden und nach Frankreich sowie nach Irland und Nordirland. Diese Grenzkuppelkapazitäten sind im Vergleich zum Lastbedarf Großbritanniens zwar begrenzt, aber dennoch dauerhaft hoch in mehr oder weniger unidirektionaler Fließrichtung ausgelastet. So besteht ein nahezu konstanter Zufluss aus Frankreich und den Niederlanden und ein mehr oder weniger konstanter Abfluss auf deutlich niedrigerem Niveau nach Nordirland, wobei die Zuflüsse den Abfluss deutlich übersteigen. Damit ist Großbritannien dauerhaft Netto-Bezieher von Strom, in Relation zum Gesamtverbrauch sind die Mengen aufgrund der begrenzten Kuppelkapazitäten aber moderat. Grund für die derzeit konstanten Lastflüsse nach Großbritannien ist u. a. die hohe Ausstattung mit Gaskraftwerken als relativ teure Erzeugungsoption.

8.3 Wettbewerb

Zeitgleich beschäftigt sich die Europäische Kommission auch mit dem Funktionieren der Strom- und Gasmärkte unter Wettbewerbs-Gesichtspunkten. Dienstleistungen wie Verkehr, Energie, Post und Telekommunikation waren nicht immer so wettbewerbsorientiert, wie dies heute der Fall ist. Die Europäische Kommission hat zur Öffnung dieser Märkte für den Wettbewerb wesentlich beigetragen.

In den EU-Mitgliedsstaaten sind diese Dienstleistungen zuvor von nationalen Einrichtungen mit ausschließlichen Rechten zur Erbringung einer bestimmten Dienstleistung bereitgestellt worden. Durch die Öffnung dieser Märkte für den internationalen Wettbewerb können die Verbraucher nun aus einer Palette alternativer Serviceanbieter und Produkte wählen. Die Öffnung dieser Märkte für den Wettbewerb hat auch dazu geführt, dass die Verbraucher von günstigeren Preisen und neuen Dienstleistungen profitieren können, die in der Regel effizienter und verbraucherfreundlicher sind als vorher. Dies trägt dazu bei, unsere Wirtschaft wettbewerbsfähiger zu machen.

8.4 Energieeffizienz

Die Senkung des Energieverbrauchs und die Vermeidung von Energieverschwendung sind wesentliche Ziele der EU. Durch die Forderung einer verbesserten Energieeffizienz will sie entscheidend zur Wettbewerbsfähigkeit, zur Versorgungssicherheit sowie zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll über Klimaänderungen beitragen.

Ausblick: Ein Projekt für eine ganze Generationen

Der Umfang, die Vielschichtigkeit und Bedeutung der Herausforderungen der Energiewende für das ökonomische Wohlergehen unseres Landes ist in dem vorliegenden Material in allen Facetten beleuchtet worden. Man muss, ohne zu übertreiben, von einem Generationenprojekt sprechen, bei dem noch lange nicht alle Fragen gestellt, alle Probleme identifiziert und alle Antworten gefunden sind.

Die Kommunikationsexperten suchen dieser Tage nach griffigen Bildern, um die Bedeutung der anstehenden Aufgaben fassbar zu machen. Mit der Einführung welcher Technologie ist die Veränderung, die da auf uns zukommt mit all ihren Implikationen zu vergleichen?

Mit der Einführung der Eisenbahn, der Telefonie oder des Computers? Diese Vergleiche deuten die Größenordnung der technischen Dimension, um die es sich bei der Energiewende handelt sinnvoll an. Der Prozess aber, der in den nächsten Jahrzehnten gestaltet werden muss, wird in einem Bild fassbar, das unter technischen Experten kursiert: Es müssen einem Rennwagen bei voller Fahrt die Reifen gewechselt werden. Und ein weiteres Zitat: Forschung und Entwicklung in der Elektrotechnik waren in den letzten einhundert Jahren nicht so spannend wie heute.

Die Experten aus Politik, Wirtschaft und Technik arbeiten intensiv an den richtigen Fragestellungen, priorisieren die Themen und entwickeln Pläne, um die anstehenden Aufgaben auf den verschiedenen Ebenen und Themenfeldern koordiniert, kosteneffizient und die Versorgungssicherheit gewährleistend zu lösen. Es ist wichtig, dass wirtschaftliche und technische Einzelprojekte sich verzahnen und durch gesetzliche Rahmenbedingungen sinnvoll gelenkt werden. Folgende Arbeitsbereiche sind hier zu nennen:

- die integrierte Betrachtung der Energienetze und der Versorgungssicherheit,
- die Entwicklung eines tragfähigen Netzkonzeptes für Deutschland,
- der koordinierte Ausbau der Netze,
- die Berücksichtigung der neuen Aufgabenstellung der Energiewende bei der Anreizregulierung,
- eine neue Netzentgeltsystematik für die neue multidirektionale und dynamische Netzstruktur,
- die auf einer Kosten-Nutzen-Analyse basierende Implementierung des Smart-Grid,
- eine strategische Roadmap für einen Smart-Meter-Rollout,
- die systematische und koordinierte Unterstützung von energietechnischen Forschungsprojekten und der entsprechenden Grundlagenforschung,
- die Einbindung der deutschen Planungen in den europäischen Kontext,
- die Einbindung aller gesellschaftlichen Kräfte in die jeweiligen Einzelschritte, damit der Prozess transparent bleibt und die gesellschaftliche Akzeptanz erfährt, die notwendig ist, um das Generationenprojekt Energiewende umzusetzen.

Autorin

Birgit Henrichs, geboren 1960, ist Bildungsreferentin beim BDEW. Zu ihren Aufgaben gehört die redaktionelle Entwicklung der Lehrer- und Unterrichtsmaterialien. Die Kulturwissenschaftlerin und Pädagogin studierte in Tübingen. Weitere Stationen ihres Berufsweges waren das Deutsche Technikmuseum Berlin, das Ministerium für Bildung, Jugend und Sport des Landes Brandenburg und der Cornelsen Verlag Berlin.

Fotonachweise

Titel, Seiten 3, 7, 12, 20, 33, 36, 50, 53: BDEW/Roland Horn;
Seite 8: Historisches Konzernarchiv RWE;
Seite 11: TransnetBW GmbH;
Seiten 13, 16, 24, 26, 30: Amprion GmbH;
Seite 40, 43: TenneT; **Seite 46:** 50Hertz;
Seite 47: Christian Thomas

Impressum

HERAUSGEBER
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin

VERLAG
wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
Josef-Wirmer-Straße 3, 53123 Bonn
Tel. 0228 9191-40, Fax. 0228 9191-499
info@wvgw.de, www.wvgw.de

REDAKTION
Birgit Henrichs, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

DRUCK
Warlich Druck Meckenheim GmbH

2. Auflage, August 2022
Artikelnummer: 309553

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb des Urheberrechtsgesetzes ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in jedweder Form. Weiterhin sind Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen verboten.

Onlineportal Berufswelten Energie & Wasser

Die Energiewende ist eine der wichtigsten, aber auch eine der komplexesten Herausforderungen unserer Zeit. Für den Übergang zu den Erneuerbaren Energien und eine nachhaltige und sichere Energieversorgung von morgen benötigen die Unternehmen der Energiewirtschaft bereits heute motivierte und qualifizierte Nachwuchskräfte mit unterschiedlichen Stärken und Fähigkeiten. Das Onlineportal **„Berufswelten Energie & Wasser"** gibt einen fundierten Überblick zu den Einstiegsmöglichkeiten in diese vielfältige und zukunftsorientierte Branche. Nutzen auch Sie die „Berufswelten", um Ihre Schülerinnen und Schüler über die spannenden Studien- und Ausbildungsmöglichkeiten im Bereich der Erneuerbaren Energien zu informieren!

Berufswelten Energie & Wasser
ZUM ONLINEPORTAL
» www.berufswelten-energie-wasser.de

MATERIALIEN FÜR DEN UNTERRICHT FINDEN SIE UNTER

www.energie-macht-schule.de