Inhalt

1 Alles im Lot? Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch 2
2 Energie – was ist das überhaupt? 3
3 Alles ist relativ – auch der Strompreis 3
4 Smart! 5
5 Aller guten Leiter sind drei 5
5.1 Stromnetze »draußen«: Drehstrom 5
5.2 Dreieinigkeit, Dreifaltigkeit – oder was? 8
5.3 Stromnetze »drinnen«: Wechselstrom 8
6 Gemeinsamkeit macht stark 9
7 Das klappt nur im Verbund 10
8 Kann es auch »zu viel Verbund« geben? 11
9 Regelzonen 12
9.1 Mit Schwung: Sekunden-Reserve 13
9.2 Primär-Regelleistung 15
9.3 Sekundär-Regelleistung (Minuten-Reserve) 15
9.4 Tertiär-Regelleistung: Stunden-Reserve 15
9.5 Und wenn das mal nicht klappt? 16
10 Normen und Netze 16
10.1 Vergleich mit dem Alltag 17
10.2 Vergleich mit dem praktischen Störfall 18
11 Dennoch kommt es zu Ausfällen… 19
11.1 … nicht nur bei der Bahn … 19
11.2 … sondern auch im öffentlichen Netz 20
12 Ausscheren aus dem Verbund 21
13 Abfangen im Eigenbedarf 21
14 Schwarzstart 22
15 Und das Stromnetz im Auto? 23
16 Zukunftsmusik: HGÜ-Netze 23
17 Schummeln mit der Statistik 24

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V.
Heinrichstr. 24, D-40239 Düsseldorf, Tel.: +49 211 129469-10, www.kupferinstitut.de
Deutsche Bank AG, Düsseldorf, Konto-Nr.: 7 440 720, BLZ: 300 700 24
Amtsgericht Düsseldorf VR 9370, Geschäftsführer: Michael Sander

https://www.kupferinstitut.de/anwendungen/elektrotechnik-und-energie/stromnetze

Im Verbund läuft es rund: Euro-Verbundnetz – wie funktioniert das?

»Wie kommt es eigentlich, dass in der Steckdose immer sofort Strom ist, wenn man welchen braucht?« fragte die 14-jährige Tochter. Zunächst einmal gab es ein dickes Lob für diese überaus kluge Frage – und für das hiermit eingegangene Risiko, denn Papas ausführliche Erklärungen sind allgemein gefürchtet.

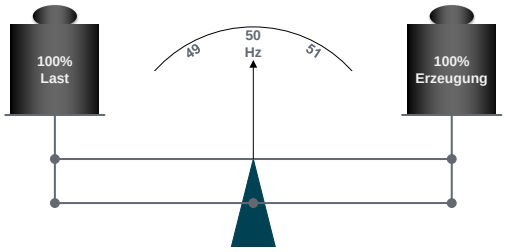

Bild 1: Alles im Lot im Verbundnetz?

In der Tat ist es überhaupt nicht selbstverständlich, dass Strom stets unverzüglich verfügbar ist. Alle anderen auf irgendwelchen Märkten zum Verkauf angebotenen Waren lassen sich mehr oder weniger lange, in größeren oder kleineren Mengen bevorraten. Elektrische Energie ist dagegen das einzige Produkt, das immer wort-wörtlich im selben Moment erzeugt werden muss, in dem es verbraucht wird. Ein Stromnetz verhält sich daher wie die im Physik-Unterricht so genannte »gleicharmige Balkenwaage« (Bild 1): Diese muss sich stets im Gleichgewicht befinden. Liegt aber vormittags eine Masse von 1 kg auf der linken und nachmittags 1 kg auf der rechten Waagschale, kann von Gleichgewicht keine Rede sein. Nur wenn **gleichzeitig** je 1 kg auf der linken und der rechten Waagschale liegt, besteht Gleichgewicht. Unterscheiden sich die Gewichte auf den Waagschalen links und rechts jedoch um nur ein Gramm – also ein Promille – so werden sich die Waagschalen innerhalb einer Sekunde oder höchstenfalls weniger Sekunden bis zum Anschlag bewegen.

1 Alles im Lot? Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch

Genau so verhält es sich auch mit einem Stromnetz: Die rotierende Masse des Generators in einem großen Kraftwerk enthält ungefähr so viel Energie wie der Generator **in einer Sekunde** in das Netz speist (siehe Abschnitt 7). Gilt dieses Verhältnis für einen einzelnen Generator und dessen Leistung, so gilt es in erster Näherung auch für die gesamte in das Netz eingespeiste Leistung und die Summe der trägen Massen aller in dieses Netz einspeisenden Generatoren: Eine Sekunde ohne Antrieb – und alle Generatoren stünden still. Mehr Energie ist im Netz nicht gespeichert! Man stelle sich vor, sämtliche Supermärkte eines Landes würden eine Sekunde lang nicht mit frischer Ware versorgt – was geschähe dann? Praktisch nichts! Von den meisten Waren lägen noch genügend in den Regalen (»Pufferspeicher«), und vor den eventuell auch schon mal leeren Regalen würden die auf die Nachfüllung wartenden Kunden eben eine Sekunde länger warten – das ist alles. Keineswegs aber bräche deswegen eine Supermarktkette zusammen.

Ein Stromnetz jedoch verhält sich tatsächlich so! Fiele der Antrieb aller großen Turbo-Generatoren im Netz gleichzeitig für eine Sekunde aus, so würde eben *keiner* von ihnen innerhalb der nächsten Sekunden wieder anlaufen, selbst wenn der Dampf wieder bzw. noch da wäre, denn ein Kraftwerk benötigt für seinen eigenen Betrieb auch Strom. Zum Anfahren muss dieser aus dem Netz kommen. Zum »Schwarzstart« (Abschnitt 14) ist ein gewöhnliches Kraftwerk nicht in der Lage.

Unsere Erwartungen an die elektrische Energieversorgung sind aber – sogar im Vergleich zu unseren sonstigen Erwartungen – ungewöhnlich hoch. Bei Dienstleistungen muss man entweder warten, wie etwa in der Gaststätte. Selbst im Schnellrestaurant sind es einige Minuten. Soll es etwas Besseres sein, so dauert es gleich deutlich länger und darf ohne weiteres für die ganze Familie so viel kosten wie die Stromrechnung derselben Familie für einen ganzen Monat (nicht etwa, dass irgendein Familienmitglied hiernach einen ganzen Monat lang satt wäre). Oder der Zeitpunkt des Angebots der Leistung richtet sich nicht nach dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme, sondern umgekehrt, wie etwa bei öffentlichen Verkehrsleistungen: Passt der persönliche Bedarf nicht ganz genau zum angebotenen Fahrplan, so ist wieder Warten angesagt.

2 Energie – was ist das überhaupt?

Nur beim Strom mag das niemand hinnehmen. Die Bereitstellung elektrischer Energie, also die sekundengenaue Erzeugung aus anderen Energieformen und die entsprechende Verteilung, sind daher die kritischen Punkte, um die es bei Planung, Errichtung und Betrieb elektrischer Netze geht. Einzelheiten darüber, was Energie wirklich ist, und eine Vorstellung davon, wo viel und wo wenig Energie steckt und wie man sie misst, vermittelt die Broschüre gleichen Titels wie dieses Kapitel.[1]

Ganz wichtig bleibt an dieser Stelle festzuhalten, dass **jedes Watt** an elektrischer Leistung, das in ein Stromnetz eingespeist wird, **genau in diesem Moment** von einem Verbraucher aufgenommen werden muss, und dass **jedes Watt** an elektrischer Leistung, das aus einem Stromnetz entnommen wird, **genau in diesem Moment** von einer geeigneten Erzeugungsanlage eingespeist werden muss. Wenn man an der Strombörse[2] Ausdrücke wie »Futures« und »Day ahead« liest, mag ein anderer Eindruck entstehen. Dieser ist dann jedoch ein Ergebnis oberflächlicher Betrachtung: Gehandelt wird dort nur die Übernahme der Verpflichtung, z. B. morgen Mittag um 12 Uhr zwei Stunden lang eine elektrische Leistung von zwei Gigawatt zu liefern. Für die Übernahme dieser Verpflichtung wird ein Preis ausgehandelt. Deswegen muss die elektrische Leistung von zwei Gigawatt aber immer noch morgen Mittag von 12 bis 14 Uhr erzeugt werden. Diese Energiemenge schon am Vorabend zu liefern und über Nacht ins Regal zu legen – das geht nicht! Dazu wäre eine Akkumulator-Kapazität von vier Gigawattstunden erforderlich. Das übersteigt die Kapazität der derzeit größten Akkumulator-Speicher um rund das Tausendfache! Lesen Sie dazu weiter in unserer Schrift zur Energiewende[3] im Kapitel 4.2.1 »Großspeicher«.

3 Alles ist relativ – auch der Strompreis

Gleichzeitig erwartet man also von elektrischer Energie, dass sie zu jedem beliebigen Zeitpunkt unverzüglich zur Verfügung steht, ob sie nun in Anspruch genommen wird oder nicht – und wenn, dann möge sie bitte auch **sofort** wirksam werden! Wenn eine Leuchtstofflampe zu Gunsten ihres längeren Lebens zwei Sekunden lang vorgeglüht werden soll, ehe sie leuchtet, verlieren wir schon die Geduld und reden von einem betrieblichen Nachteil. Dem Dieselmotor ging es ebenso, bis er endlich das Vorglühen in Rekordzeit gelernt hatte, so dass man es gar nicht mehr wahrnimmt.

Selbst der größte Vielfraß im häuslichen Netz, ein elektrischer Durchlauferhitzer – wo vorhanden – soll uns zu jeder Tages- und Nachtzeit sofort bedienen, ohne dass wir etwa das warme Wasser erst eine halbe Stunde oder auch nur einige Minuten im Voraus bestellen müssen. Die Alternative ist ein Speicherbehälter, in dem das Wasser auf Vorrat warm gehalten wird. Der verbraucht aber auch dann Energie, wenn kein warmes Wasser abgenommen wird. Das gefällt uns wieder nicht; in diesem Punkt ist der Durchlauferhitzer besser.

Dann aber fließt der elektrische Strom immer zeitgleich mit dem Wasserstrom – und nicht zu knapp! Auf 18 kW bis 27 kW belaufen sich die Nennleistungen dieser Geräte, die das Wasser ebenso schnell erwärmen müssen wie es verbraucht wird und die wir ganz nach Belieben ohne jede Vorwarnung zuschalten. Mögen sie uns doch bitte umgehend warmes Wasser liefern – deutlich schneller noch als die meist weiter entfernt angeordneten Speicherbehälter, was als komfortabler Vorteil geschätzt wird.

Diesen Anspruch an die Stromversorgung zu erfüllen ist keineswegs trivial, was sich schon allein im Preisgeschehen deutlich widerspiegelt. Ein Techniker aus einem Kernkraftwerk berichtete noch 2009: »Wir speisen unseren Strom (rund um die Uhr, rund um das Jahr konstant fließende Grundlast) für 2,9 Cent je Kilowattstunde in das Netz ein«. Dem gegenüber kann der Preis an den Strombörsen in Situationen extremer Knappheit auch stundenweise über 15 ct/kWh steigen.

Einige Stunden im Jahr aber ist er negativ – obwohl eigentlich auch Windenergie- und Solaranlagen in kürzester Zeit abschaltbar sind – da eine gesetzliche Verpflichtung zur Aufnahme regenerativ erzeugten Stroms in das Netz besteht. Der Haushaltskunde dagegen zahlt einen fixen Preis von etwa 30 ct/kWh,[4] ein Großkunde mit einem vergleichsweise hohen, annähernd konstanten Verbrauch nur etwa 5 ct/kWh. Schon wittert die Tagespresse wieder Ausbeuter, Kartelle und Lobbyisten unter den und für die Stromversorger am Werk: »Mit den kleinen Leuten kann man es ja machen!«

*← Bild 2: Zähler-Vorsicherung einer durchschnittlichen deutschen Wohnung: Der Hausanschluss ist im Mittel nur zu 2% oder mit knapp 200 Jahres-Volllaststunden ausgelastet (Zähler-Nachsicherung mit 3 * 35 A)*

In Wirklichkeit zahlt der mit z. B. 3*35 A abgesicherte Privatkunde, der an seinem Drehstrom-Anschluss also gut 24 kW abnehmen könnte (Bild 2), etwa 5 Cent für die verbrauchte Kilowattstunde plus 25 Cent für die Möglichkeit, diese Kilowattstunde zu jeder beliebigen Tages- und Jahreszeit unangemeldet innerhalb von gut 2 Minuten aus dem Netz »herunter laden« zu können und zu dürfen. Wenn man das nicht prompte Bedienung nennen kann, was denn dann? Die Bereithaltung einer technischen Infrastruktur, die dazu in der Lage ist, ist gar nicht so selbstverständlich wie wir sie immer nehmen, sondern stellt einen gewaltigen Komfort dar, und Komfort kostet Geld. Wäre diese Last von z. B. 24 kW – im Vorhinein nachweisbar oder durch Erfahrung belegt – bei einem Kunden ständig am Netz, so gewährte der Anbieter *diesem* Kunden selbstverständlich einen Preis um 5 Cent (3 Cent für die Energie – hier in der Grundlast bislang immer noch Kernenergie und Braunkohle – plus 2 Cent für die Nutzung des Netzes), denn der Umsatz mit *diesem* Kunden beliefe sich selbst zu diesem Preis noch auf rund 10 000 Euro im Jahr. Tatsächlich verbraucht ein typischer Haushalt aber jährlich nur um 3 000 kWh, was eine Jahresrechnung von gerade einmal 1 000 Euro nach

sich zieht und einer mittleren Leistung von lediglich 400 W entspricht – also weniger als $^{1}/_{50}$ oder 2% der 24 kW, die man technisch entnehmen könnte und vertraglich entnehmen dürfte.

4 Smart!

Das gleicht dem Betrieb eines Linienbusses mit 50 Sitzplätzen, der *im Jahresmittel* nur einen Fahrgast befördert – also auch oft genug gar keinen, um auf das Jahresmittel von einem Fahrgast zu kommen. Irgendwann im Jahr jedoch kommen auf einmal 50 Leute daher. Dafür das ganze Jahr lang den großen Bus zu betreiben ist unwirtschaftlich, doch was will man tun, wenn man nicht im Vorhinein weiß, wann und wo die Bedarfsspitze eintreten wird?

Man könnte lenkend eingreifen, einen Teil der Fahrgäste stehen lassen und auf den nächsten Bus vertrösten. Dann hat man ein »Smart Grid«. Die Frage ist, wie bei dieser – z. B. im Gesundheitswesen oftmals sehr gescholtenen – »Zwei-Klassen-Gesellschaft« die Auswahl zu treffen wäre. Dies müsste auf Freiwilligkeit beruhen und würde somit finanzielle Anreize erfordern: »Im nächsten Bus kostet die Fahrkarte nur die Hälfte!« Wenn denn Luft für die Halbierung des Umsatzes besteht. Die nächste Frage ist, wie viele hoffnungsvolle Fahrgäste für diese Ersparnis gern im Regen stehen blieben. Ja, ein »Smart« würde zu deren Beförderung vermutlich ausreichen. Mit Busfahrer; im Vergleich für die erforderliche Steuer- und Regelungstechnik stehend. Eine Reihe von Studien und Feldversuchen aus Deutschland und der Schweiz mit »Smart Grid« Projekten führte zu genau diesen ernüchternden Ergebnissen: Kaum jemand möchte irgendwelche zusätzlichen Fix- oder Investitionskosten tragen, um dann zwar zu gewissen Zeiten günstigere Verbrauchstarife zu bekommen, aber auch zu gewissen anderen Zeiten gewissen Einschränkungen zu unterliegen. Welche Überraschung aber auch. Allein die in diesem Absatz durchgeführten Überlegungen hätten dazu schon gereicht; irgendwelcher Studien hätte es eher nicht bedurft. Selbst die Bundesregierung hat das inzwischen eingesehen. Unser Stromnetz leistet also – d. h. auch schon ohne irgendwelche »smarte« Techniken – geradezu Fantastisches »für ’n Appel und ’n Ei«. Wie ist das technisch möglich? Sehen wir uns mal ein paar Details und dann das Netz als Ganzes an.

5 Aller guten Leiter sind drei

In der Grundschule haben wir gelernt, dass sich der elektrische Strom immer nur in einem geschlossenen Kreislauf bewegen kann. Er fließt nirgendwo hin, wo er nicht schon einen vorgefertigten Rückweg antrifft. Betrachten wir eine Stromleitung in der Praxis, so finden wir dort aber meist *drei* Leiter vor. Wozu ist denn nun der dritte Kupferdraht gut? Davon abhängig, wo man sich im Stromnetz gerade befindet, gibt es auf diese Frage zwei vollkommen unterschiedliche Antworten, die überhaupt nichts miteinander zu tun haben.

5.1 Stromnetze »draußen«: Drehstrom

Was wir im Haus an der Steckdose vorfinden, ist Wechselstrom (oder zunächst einmal Wechselspannung; Strom fließt frühestens dann, wenn man den Stecker einsteckt) mit einer Frequenz von 50 Hertz [Hz], das sind Perioden je Sekunde. Dies bedeutet, dass der Strom 50 Mal hin und 50 Mal zurück fließt, also 100 Mal pro Sekunde die Richtung wechselt. Zu Anfang der Elektrifizierung tobte ein heftiger Glaubenskrieg, ob sich Gleichstrom (der immer die gleiche Richtung beibehält) oder Wechselstrom besser für ein öffentliches Netz eigne. Dass der Wechselstrom gewonnen hat, hat im Wesentlichen zwei Gründe:

- Wechselstrom lässt sich auf mechanische Art und Weise einfacher erzeugen.

- Wechselspannung lässt sich mit Transformatoren beliebig herauf- und wieder herabsetzen.

Die Wechselspannung lässt sich recht einfach aus einem wechselnden Magnetfeld erzeugen: Wird in einer Drahtspule – am besten eignet sich Kupfer – ein Magnetfeld aufgebaut, so entsteht hierdurch eine elektrische Spannung zwischen den Drahtenden der Spule, solange die magnetische Feldstärke steigt. Steigt die Feldstärke nicht mehr, so ist die Spannung wieder weg. Geht die Magnetfeldstärke zurück, so entsteht wieder eine Spannung – nun aber anders herum gepolt, in die Gegenrichtung. Fällt die Feldstärke anschließend – so zu sagen – ins Negative, indem sich ein Magnetfeld mit der umgekehrten Richtung (Polarität) aufbaut, dann bleibt die elektrische Spannung so lange erhalten, wie die magnetische Feldstärke sich weiter in die Gegenrichtung bewegt, und so fort.

Bild 3: Ländliche Transformatorstation: Hoch- und Mittelspannungsleitungen bestehen fast immer aus Dreiergruppen; die später irgendwann erdverlegten Niederspannungsleitungen hingegen waren vierpolig, wie z. B. hier noch zu erkennen

Drehstrom besteht nun aus drei Wechselströmen. Dabei ist das Wort ein deutsches Unikat: Wohin auch immer man in Europa reist, ist dort »three-pase alternating current«, »driefasige wisselstroom«, »courant alternatif triphasé«, »corrente alternata trifase«, »corriente alterna trifásica«, »prąd przemienny trójfazowy« oder Entsprechendes unterwegs, also allemal umschrieben als »dreiphasiger Wechselstrom«. Indes ist der Ausdruck »Drehstrom« sinnfällig, da Drehstrom tatsächlich direkt aus einer rotierenden Bewegung gewonnen wird. Dieser Vorgang lässt sich recht einfach »mechanisieren«, indem man, bildlich gesprochen, einen Magneten zwischen drei Kupferspulen (in Bild 4 z. B. rechts herum) rotieren lässt. Die Spulen sind mit Weicheisen gefüllt, das den Magnetismus von dem Magneten übernimmt und förmlich in die Spule hinein zieht. Das Weicheisen behält den Magnetismus aber nicht, wenn der betreffende Magnetpol sich wieder entfernt. Der Vorgang funktioniert auch ohne Eisen, doch dessen Anwesenheit verstärkt den Effekt um einen Faktor von nicht weniger als 300! Betrachten wir dazu beispielhaft den Magneten der Spule L2:

- In Bild 4.1 ist die Spule L2 gerade voll magnetisiert (naturgemäß mit Südpol zum Nordpol des Magneten hin), befindet sich also am Scheitelpunkt zwischen zunehmender und abnehmender Feldstärke. In diesem Moment findet somit keine Änderung des Magnetfeldes statt (die Zunahme hat soeben aufgehört und die Abnahme noch nicht eingesetzt), und entsprechend wird gerade keine Spannung erzeugt (so genannter »Nulldurchgang« der Spannung).

- In Bild 4.2 bewegt sich der Nordpol des Magneten von der Frontseite der Spule L2 hinweg. Das Magnetfeld schwächt sich ab und erzeugt in der Spule eine elektrische Spannung mit Pluspol am Wicklungsende und Minuspol am Wicklungsanfang.
- In Bild 4.3 setzt sich der Vorgang fort. Das Magnetfeld ändert sich jetzt schneller; die Spannung liegt entsprechend höher.
- In Bild 4.4 ist der Magnetismus aus Spule L2 verschwunden. Die Spule befindet sich gerade im Übergang von »Südpol am Anfang – Nordpol am Ende« nach »Nordpol am Anfang – Südpol am Ende«. Hier ist die Änderung am heftigsten und daher die Spannung am höchsten.
- In Bild 4.5 nähert sich der Südpol des Magneten dem vorderen Ende der Spule L2. Der Effekt ist der gleiche, als wenn sich der Nordpol entfernt: Eine elektrische Spannung mit Pluspol am Ende der Spule wird »induziert«.
- In Bild 4.6 setzt sich der Vorgang mit gemäßigtem Tempo fort; die Spannung wird wieder geringer.
- In Bild 4.7 liegt der Zustand von Bild 4.1 mit umgekehrter Polarität vor: Magnetismus satt, aber nun mit Nordpol zum Wicklungsanfang hin. Die elektrische Spannung »ruht« jetzt wieder und wartet darauf, dass das bis hierhin angewachsene Magnetfeld wieder anfängt, sich abzuschwächen.
- In Bild 4.8 ist es so weit: Der Südpol des rotierenden Magneten entfernt sich von der Vorderseite der Spule, Spannung entsteht jetzt mit Pluspol am Wicklungsanfang. Und so weiter.
- In Bild 4.12 schließt sich der Kreis: Eine Periode Wechselspannung ist vollendet.

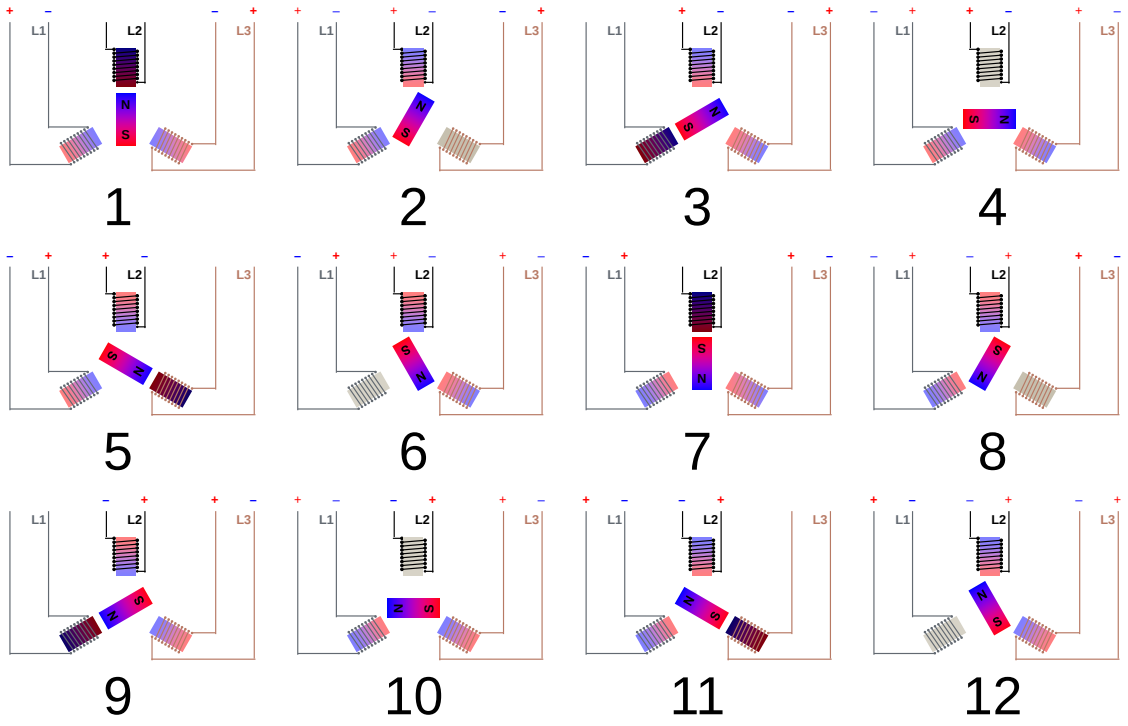

*Bild 4: Ein Drehstrom-Generator ist irgendwie ein Zwischending aus **einem** Wechselstrom-Generator und **drei** Wechselstrom-Generatoren*

In den beiden anderen Spulen L1 und L3 geschieht genau das gleiche (räumlich) um jeweils 120° versetzt. Es entstehen drei Wechselspannungen, die (zeitlich) um genau ein Drittel einer Periode gegeneinander verschoben wechseln: Die so genannten Phasen – daher das Drei-Phasen-Wechselstromnetz.

In der Elektrotechnik hat es sich daher eingebürgert, die drei Anfänge der Wicklungen L1, L2 und L3 als die drei »Phasen« zu bezeichnen. Nach dem offiziellen Sprachgebrauch an den Universitäten und in den Normen ist das falsch: Eine Phase bezeichnet einen zeitlichen Ablauf, nicht aber einen Kupferdraht. Richtig heißen die drei Anfänge der Spulen L1, L2 und L3 die drei »Außenleiter«.

Da nun aber kein Strom irgendwo hin fließt, wo kein Rückweg bereit liegt, können beliebig viele Stromkreise stets einen gemeinsamen Rückweg benutzen:

- Niemals wird ein Strom (bzw. ein Teil davon) zu einer anderen Quelle zurück fließen als zu der, woher er gekommen ist.
- Niemals wird ein Strom »hinten« aus einem Verbrauchsmittel heraus fließen, der nicht »vorne« hinein geflossen ist, und umgekehrt werden niemals irgendwelche Elektronen irgendwo hinein fließen und darin auf Nimmerwiedersehen verschwinden.

Deshalb kann man die drei Enden der drei Wicklungen miteinander verbinden und zu einem »Neutralleiter« N zusammenfassen und gemeinsam verwenden (Bild 5).

In Mittelspannungsnetzen (bis 60 kV; siehe die Broschüre »Strom und Elektrizität – Wie kommt der Strom in die Steckdose?«) kann man diesen Leiter sogar ganz weglassen! Im statistischen Mittel all der vielen Verbraucher, die daran betrieben werden, gleichen sich hin- und rückfließende Ströme zwischen den Außenleitern in jedem Moment weitgehend aus. Der Neutralleiter nimmt in der Transformatorstation (Bild 3) außerdem einen neuen Anfang. So müssen bis dorthin nur die drei Außenleiter installiert werden (Bild 5).

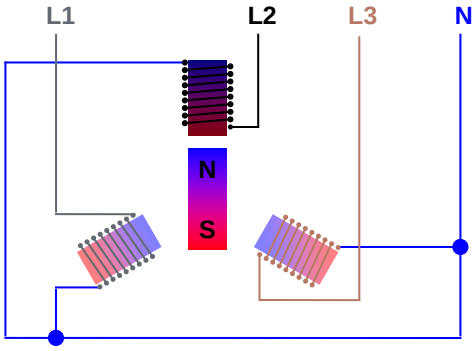

Bild 5: Gemeinsam genutzter Rückweg: Der Neutralleiter N (blau)

5.2 Dreieinigkeit, Dreifaltigkeit – oder was?

Irgendwie stellt ein Drehstrom-Generator ein Zwischending aus *einem* Wechselstrom-Generator und *drei* Wechselstrom-Generatoren dar (Mittelwertbildung ausgeschlossen). Das Drehstromnetz ist ein wenig wie ein Kleeblatt: Ist das nun *ein* Blatt, oder sind das *drei* Blätter? Es ließe sich auch eine Parallele zum Gott des christlichen Glaubens ziehen, der Dreifaltigkeit aus Vater, Sohn und Heiligem Geist.

5.3 Stromnetze »drinnen«: Wechselstrom

Im Inneren von Gebäuden sieht dies nun anders aus: Dort möchte man nahezu ausschließlich Geräte anschließen, die (einphasigen) Wechselstrom benötigen. Man wählt dazu beliebig einen der Außenleiter L1, L2 oder L3 als »Hinleiter« aus und nutzt den Neutralleiter als »Rückleiter«. Dieser fehlt zwar »außen« im Mittelspannungsnetz (Bild 3), wird aber vom Transformator neu erschaffen – fertig ist das Wechselstromnetz. Dass wir in einer »Schuko«-Steckdose nun doch wieder drei Drähte vorfinden, hat einen völlig anderen Grund: Die

Kurzbezeichnung steht für den Schutzkontakt, der hier aus Gründen des Personenschutzes mitgeführt wird – aber hier lautet die Frage eher: »Wie kommt der Strom in die Steckdose?«[5] Sind denn nicht »hin« und »zurück« bei *Wechsel*spannung und *Wechsel*strom irgendwie willkürliche, wenn nicht gar unsinnige Begriffe? Im Prinzip ja; in der Praxis nicht. Denn was ist schon Spannung? Wie hoch ist eine Spannung? Ein Gegenstand – auch eine Stromleitung – kann nicht eine bestimmte Spannung einfach »haben«. Man kann nur Spannungswerte *zwischen* zwei Punkten (ein »Potenzial«) angeben.[5]

6 Gemeinsamkeit macht stark

Umsetzen lässt sich eine solch leistungsfähige und zuverlässige Stromversorgung, wie wir sie haben, nur durch einen Paradefall internationaler Zusammenarbeit – zunächst einmal in technischer Hinsicht, indem über eine Fläche von fast ganz Europa eine extreme Vielzahl von Maschinen, räumlich weit getrennt, dennoch extrem eng zusammen arbeiten. Bei sämtlichen Generatoren der großen Erzeugungsanlagen handelt es sich um Synchronmaschinen. Diese laufen also allesamt synchron zueinander, wie über Zahnräder, Kardanwellen und Ketten gekuppelt. Nur eine – wenn auch zunehmende – Anzahl kleinerer rotierender Erzeuger sind gleichsam über Keilriemen eingebunden, die einen gewissen Schlupf zulassen. Diese entsprechen den Asynchrongeneratoren der dezentralen Erzeugungsanlagen. Die »Kardanwellen« stellen die transnationalen Drehstrom-Höchstspannungsnetze dar. Transformatoren entsprechen Zahnradgetrieben, die das Verhältnis von Drehzahl zu Drehmoment stets den Anforderungen (große Leistung / kleine Leistung; lange Strecken / kurze Strecken) anpassen. Ein leistungselektronischer Frequenzumrichter lässt sich mit einem stufenlos veränderbaren Getriebe, z. B. mit einem über zwei Kegel verschiebbaren »Gummiband«, vergleichen. Die Umrichtertechnik ist seit etwa 1970 verfügbar. Hiermit lässt sich die verbraucherseitige Frequenz verändern, die netzseitig immer starr bei 50 Hz liegt, und außerdem speichern diese Umrichter geringe Mengen Energie (nur den Durchsatz weniger Millisekunden, wie ein Gummiband). Standard sind diese Bauteile neben vielen anderen Anwendungen – wie z. B. in elektrischen Bahn-Antrieben – in Windkraftanlagen: Bei stärkerem Wind dreht sich der Drehstromgenerator schneller, um starken wie schwachen Wind optimal auszunutzen, speist aber dank des Frequenzumwandlers immer in das 50-Hz-Netz ein. Der Umrichter bringt so deutlich mehr »Elastizität« zwischen das Windrad und das Stromnetz ein als der mit »Kardanwellen« und »Zahnrädern« vergleichbare direkte Anschluss an das Netz bei den großen Turbogeneratoren der Dampfkraftwerke.

Der einzige Punkt, an dem der Vergleich »hakt«, ist, dass das mechanische System mit »Wechselkraft betrieben«, also oszillieren statt mit konstanter Drehzahl rotieren müsste, um Wechsel-/Drehstromsysteme abbilden zu können, aber ansonsten funktioniert er.

Natürlich müssen die gesamte aus dem System entnommene Leistung (plus dessen innere Verlustleistung – in Deutschland nur etwa 4,6% vom Kraftwerk bis zur Steckdose) und die gesamte Antriebsleistung zu jedem Augenblick »in der Waage« sein (Bild 1). Tatsache ist, dass die Frequenz schon bei einem Ungleichgewicht in der Größenordnung von 1‰ in Sekundenschnelle »am Anschlag stünde«, was bedeutet, dass es zu Abschaltungen käme. Dennoch passiert das nicht, wenn plötzlich und unerwartet eine der großen Antriebsmaschinen »aussteigt« – was vorkommt, da in der Technik nichts vollkommen ist.

Damit die Technik über ein so großes Gebiet und doch so eng vermascht funktioniert, müssen auch die hiermit befassten Menschen europaweit eng zusammen arbeiten. Hierzu wurde 1951 – zunächst nur zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz – zum Betrieb des ersten Verbundnetzes die UCPTE[6] gegründet. 1991 wurde der Netzbetrieb von der Erzeugung abgespalten, und es blieb nur noch die UCTE[7] übrig. Mehr noch als das: Aus

demselben Grund wurde sie 2009 wieder aufgelöst und mit 4 weiteren Verbundnetz-Gesellschaften (Bild 6) zur ENTSO-E[8] (Bild 7) zusammengefasst. Deren Ziel ist es zu vermeiden, dass aus Vorkommnissen wie den in Bild 11 bis Bild 13 dargestellten ein großflächiger Total-Ausfall wird. Nicht ein einziger Kunde soll hierdurch auch nur eine einzige Sekunde lang von der Versorgung getrennt werden müssen.

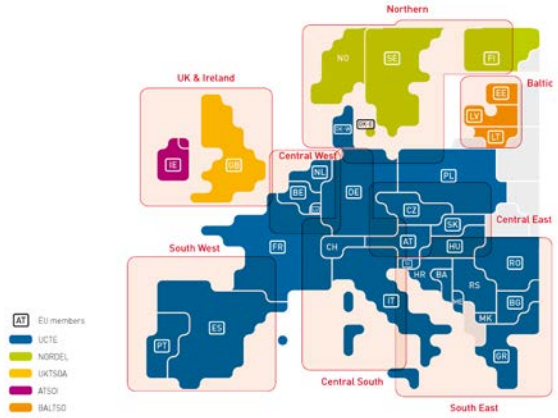

Bild 6: Diese 5 Netzbetreiber-Gesellschaften…

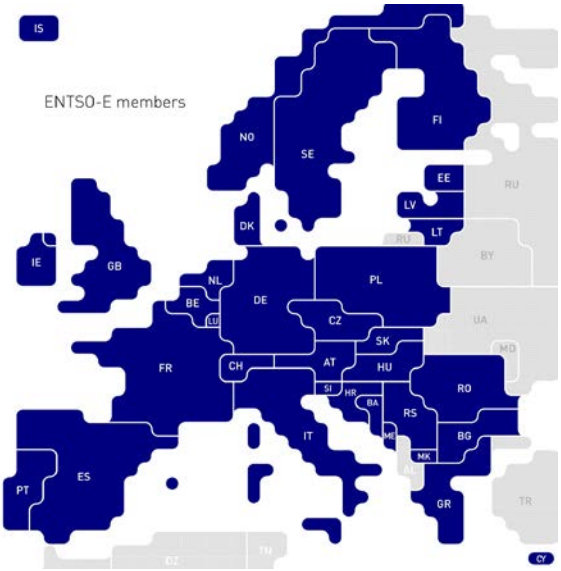

Bild 7: … bildeten die ENTSO-E

Die UCTE hatte sich dereinst zum Ziel gesetzt, ein Netz zu schaffen, das den spontanen unvorhergesehenen Wegfall von nicht weniger als 3 GW Kraftwerksleistung ohne Versorgungsunterbrechungen irgendwelcher Kunden verkraftet. Dabei bleibt es auch nach der Fusion, und obwohl die UCTE als Organisation nicht mehr existiert, ist es noch immer richtig, vom UCTE-Netz zu sprechen, da dieses physisch weiterhin als ein einziges, synchron laufendes Netz besteht, das jedoch in *Regelzonen* aufgeteilt ist. Deutschland umfasst z. B. 4 Regelzonen, die im Prinzip den Versorgungsgebieten der 4 großen Übertragungsnetz-Betreiber 50Hertz, Amprion, TransnetBW und Tennet TSO entsprechen. Eine Regelzone ist dadurch gekennzeichnet, dass der Leistungsfluss an ihren sämtlichen Kuppelstellen zu benachbarten Regelzonen ständig gemessen wird, also zu jedem Zeitpunkt – auch in der Summe – bekannt ist.

7 Das klappt nur im Verbund

Tritt nun an einem Ort im Netz der Fall der Fälle ein, so fällt er durch die peinlich genaue Überwachung der Frequenz auch überall im Netz sofort auf. Eines gesonderten nachrichtentechnischen Systems bedarf es dazu nicht, sondern das Absinken der Frequenz im Stromnetz signalisiert eine negative Leistungsbilanz: Es zeigt an, dass zu diesem Zeitpunkt aus der kinetischen Energie der rotierenden Massen zugebuttert wird – umso mehr, je schneller die Frequenz fällt.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Schweiz mit ihrem großen Stauwasserkraft-Anteil. Zwar tendiert die Stromhandelsbilanz der Schweiz in den letzten Jahren deutlich von »ausgeglichen« nach »negativ«, also hin zum Strom-Importstaat, jedoch importiert die Schweiz Grundlast und exportiert die teure Spitzenlast! Stauwasserkraft lässt sich hervorragend in der Spitzenlast einsetzen und ist damit besonders wertvoll. Läuft die Turbine gerade mit halber Kraft, so kann auch noch positive und negative Regelleistung angeboten

werden, denn die Stärke des Wasserstroms lässt sich in Sekundenschnelle erhöhen oder drosseln. Hiermit leistet die Schweiz auch noch einen an der Fläche und der Bevölkerungszahl gemessen weit überproportionalen Beitrag zur Stabilisierung des UCTE-Netzes – von dem die Schweiz natürlich auch selbst profitiert, wie alle Mitgliedsländer der ENTSO-E. Die Schweiz gehört selbstredend zum Stromverbund, auch ohne Mitglied der EU zu sein.

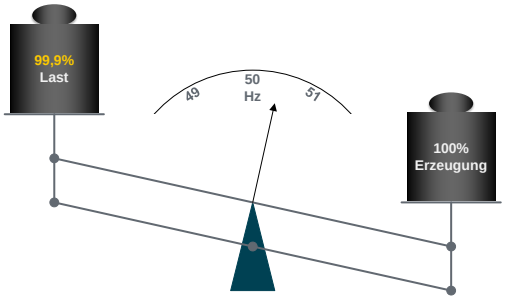

*Bild 8: Ein **Promille** weniger Last als Erzeugung im Verbundnetz – und schon nach etwa 6 s läge ein kritischer Zustand vor!*

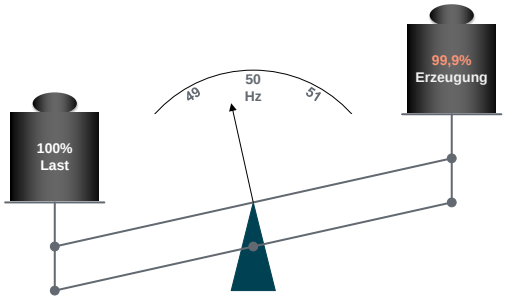

*Bild 9: Ein **Promille** zu wenig Erzeugung am Netz – und schon nach wenigen Sekunden kippt der Zustand von Bild 8 in sein Gegenteil!*

Aus diesen Betrachtungen folgt aber auch: Fällt von der gesamten in das europäische Verbundnetz eingespeisten Leistung auch nur 1‰ (in Worten: Ein Promille!) plötzlich außerplanmäßig aus, so fällt die Frequenz innerhalb von nur etwa 12 s vom oberen (Bild 8) zum unteren Krisenrand (Bild 9)! Die Leistung des nachfolgend betrachteten Generators im zukünftigen Block 3 des Kernkraftwerks Olkiluoto (Abschnitt 9.1) – und auch der könnte einmal unversehens »aussteigen« – liegt aber eher um 1% als bei 1‰ der aus dem europäischen Verbundnetz normaler Weise entnommenen Leistung. Dies zeigt, wie schnell die Regelleistungs-Kraftwerke reagieren müssen, damit »nichts passiert«, wenn denn doch einmal »etwas passiert«.

8 Kann es auch »zu viel Verbund« geben?

Je größer nun ein Verbundnetz ist, desto stabiler läuft es und umso besser ist es gegen unvorhergesehene Ereignisse gerüstet. Dies gilt zumindest innerhalb gewisser, wenn auch sehr weiter Grenzen, doch einige Fachleute meinen, das heutige UCTE-Netz habe eine Größe erreicht, bei der die Stabilität des Betriebs schon wieder etwas nachlasse. So ist das Interessante an der Geschichte des Ausfalls in Spanien (Bild 11) und der Punkt, um den es in der Dokumentation[10] eigentlich ging, die Art der Fortpflanzung dieser minimalen Frequenz-Abweichung und was daraus hätte werden können: Zwar war an der deutsch-französischen Grenze so gut wie kein Schwingen zu verzeichnen, sondern nur ein nahezu asymptotischer Abfall der Frequenz von 50,005 Hz auf 49,975 Hz (wie zwangsläufig im gesamten UCTE-Netz), aber in Polen trat die Frequenzschwankung mit ihrer Periodendauer von etwa 4 s wieder auf, herab bis 49,965 Hz und wieder hinauf auf 49,995 Hz! Danach schwang die Frequenz ein zweites Mal, überlagert von aperiodischen Spitzen zu beiden Seiten, und das Ganze zeitlich um fast genau eine halbe Periode dieser Frequenzschwankung gegenüber ihrem Ursprung in Spanien verzögert. Das heißt: Die Störung der Netzfrequenz kommt in Polen (durch »elastische Verwindung« der »Kardanwellen«) erst 2 s nach dem störenden Ereignis an und hat dort somit eine gegenüber dem Ursprung umgekehrte Phasenlage. Die mechanische Phasenlage der Maschinen in Ost und West muss sich also zueinander in einem Rhythmus von etwa 0,25 Hz verändern, und der Knoten dieser Schwingung liegt irgendwo an der Grenze zwischen Frankreich und Deutschland. Folglich pendelt auch der

ebenfalls aufgezeichnete Leistungsfluss an einer 380-kV-Kuppelstelle zwischen Deutschland und Frankreich im gleichen Rhythmus – gerade dort, wo die Netzfrequenz von 50 Hz selbst nicht pendelt. Das, zusammen mit dem beobachteten zackigen Verlauf der Frequenz in Polen, relativiert die Aussage der für die Stabilität günstigen Größe wieder ein wenig. Zumindest zeigt dies, wie es z. B. sein konnte, dass durch die Abschaltung einer 380-kV-Leitung über die Weser zu einem ungeeigneten Zeitpunkt am 04.11.2006 in Westdeutschland, Paris und Teilen Spaniens die Lichter ausgingen, in Norddeutschland aber weiter brannten. Möglicher Weise war es daher eine weise Entscheidung, die Stromversorgung der USA nicht als ein einziges, synchron laufendes Netz aufzubauen, wie es sich vielleicht angeboten hätte, sondern es in 3 Zonen einzuteilen, die über teure, so genannte HGÜ-Kurzkupplungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)[9] verbunden sind. Nur über diesen aufwändigen Umweg der Umwandlung von Drehstrom in Gleichstrom und wieder zurück ist ein Austausch von Leistung und Energie zwischen Netzen möglich, die vielleicht die gleiche Nennfrequenz aufweisen (dort 60 Hz), aber eben nicht – oder nur zufällig ab und zu mal – synchron zueinander laufen. So sind auch die 6 nun in der ENTSO-E organisatorisch zusammengeschlossenen Verbundgesellschaften zögerlich, wenn es darum geht, die Netze auch physikalisch zu synchronisieren. Überlegungen dazu laufen derzeit in der ENTSO-E (denn u. a. anlässlich dessen wurde sie gegründet), doch eine endgültige Entscheidung wird noch einige Jahre auf sich warten lassen. Davon abgesehen müssen zwischen den Netzen der ehemaligen Verbundgesellschaften ohnehin vielfach Seekabel eingesetzt werden, was nur mit HGÜ möglich ist, da bei einem Drehstrom-Seekabel der erforderlichen Länge der kapazitive Blindstrom den Bemessungsstrom überstiege.

9 Regelzonen

Im Fall der Fälle knickt die Frequenz im westeuropäischen Verbundnetz (UCTE-Netz, Bild 10) aber nur äußerst geringfügig ein, wie beim plötzlichen Ausfall eines 776 MW starken Kohlekraftwerks in der Türkei (Bild 13): Zwar war der Ausfall auch in Portugal noch messtechnisch nachweisbar, doch dazu bedurfte es schon hochwertiger Messausrüstung. Vor Ort fiel die Frequenz innerhalb von 1 s von 50,005 Hz auf 49,960 Hz, war nach weiteren 2 s übergeschwungen auf 50,015 Hz und wieder herunter auf 49,965 Hz, ehe sie sich bei 49,975 Hz stabilisierte. Solche Abweichungen nimmt der Verbraucher natürlich nicht wahr, wohl aber die feinen Messgeräte der Kraftwerke! Möglicher Weise beobachten die Kunden in unmittelbarer Nähe der Störung einen leichten Einbruch der Spannung, der jedoch über die Stufenschaltwerke der Großtransformatoren und die Erregerströme der am Netz verbliebenen Synchrongeneratoren innerhalb einiger Sekunden ausgeregelt wird. Allen anderen Kunden fällt überhaupt nichts auf.

Was aber bei dieser Betrachtung der Praxis gegenüber dem voran gegangenen Gedanken-Experiment des unter Last auslaufenden Generators sehr wohl auffällt, ist: Der Einbruch der Frequenz beträgt nur etwa 0,035 Hz statt 0,4 Hz und zieht sich über 1 s statt über nur 12 ms hin, wie für das Kernkraftwerk von Olkiluoto im (irrealen) Inselbetrieb errechnet (Abschnitt 9.1). Dies legt beredtes Zeugnis davon ab, wie viele Generatoren mit ihren Trägheitsmomenten hier »zusammenlegen« – einer für alle, alle für einen – und die drohende Lücke gar nicht erst aufkommen lassen.

Und wenn wir schon dabei sind: Der Wirkungsgrad der Maschine wird mit fast 99% angegeben. Nichtsdestoweniger ist die Kühlung aufwändig. Das eine Prozent Verlustwärme entspricht immerhin der maximalen Gesamt-Leistungsaufnahme eines ICE3-Doppelzuges bei 330 km/h! Auch die angegebene Masse des gesamten Generators entspricht zufällig genau jener eines voll besetzten ICE3-Doppelzuges.

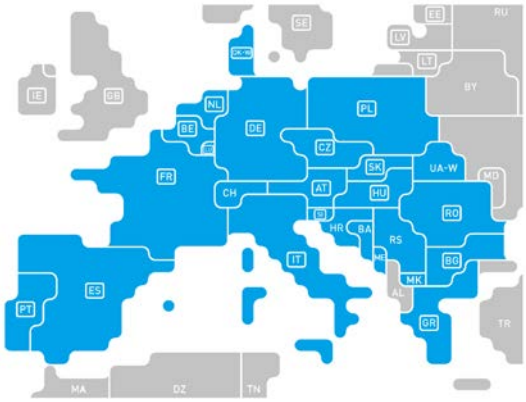

Bild 10: Das UCTE-Netz: Alle an diesem Netz betriebenen Synchronmaschinen laufen tatsächlich synchron zueinander

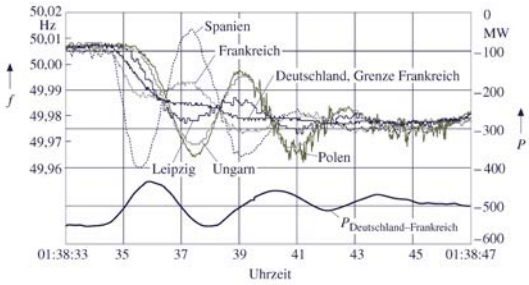

Bild 11: Ausfall eines großen Kraftwerksblocks von 900 WM in Spanien 1997 und die relativ geringen Folgen[10]

9.1 Mit Schwung: Sekunden-Reserve

Absolut gesehen, beherbergt die Vielzahl rotierender Maschinen insgesamt eine ganze Menge mechanischer Energie. In der Tat ist es so, dass im ersten Moment nach dem Ausfall eines großen Kraftwerksblocks (Bild 11, Bild 12, Bild 13) die fehlende Leistung aus der Rotationsenergie der immensen Zahl in Betrieb verbleibender Maschinen ersetzt wird. Die meisten von ihnen laufen – als zweipolige oder vierpolige Synchronmaschinen – für solch große Maschinen ungeheuer schnell, und die in einer rotierenden Masse gespeicherte Energie steigt immerhin im Quadrat zu ihrem Durchmesser **und** im Quadrat zur Drehzahl. Einerseits, um die Fliehkräfte noch beherrschen zu können, andererseits aber auch, weil die aus dem Eisenpaket heraus ragenden Wickelköpfe ohnehin nicht zum aktiven Magnetfeld beitragen, sind die Rotoren im Verhältnis zu ihrem Durchmesser sehr lang gestreckt. Dies schränkt die Rotationsenergie wiederum ein. Relativ gesehen – im Verhältnis zur momentan gelieferten gesamten Leistung – enthält das Netz sehr wenig kinetische Energie (Abschnitt 1). Der Handlungsbedarf im Fall der Fälle ist also entsprechend dringlich (Abschnitt 11).

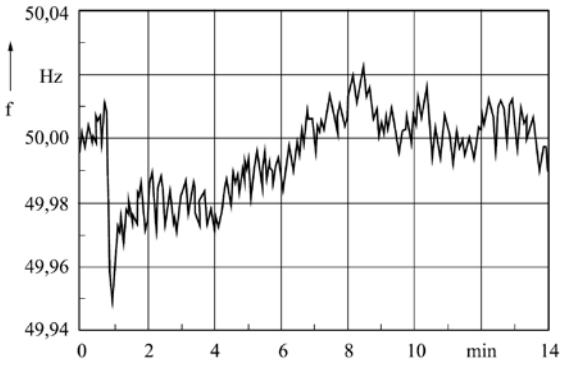

Bild 12: Weiterer Ausfall eines großen Kraftwerksblocks, hier von 1300 MW (2002), und die immer noch relativ geringen Folgen[11]

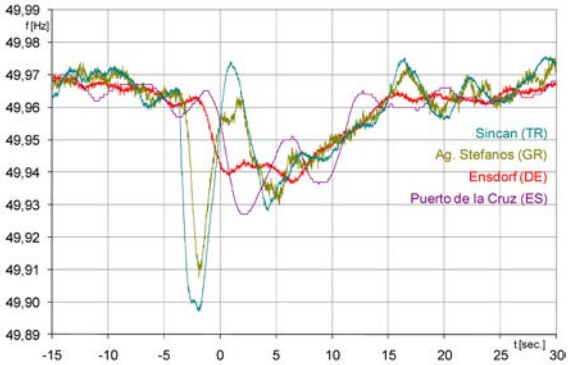

Bild 13: Ausfall eines Kraftwerksblocks von 776 MW in der Türkei (29.09.2010) – nach 5 s auch in Spanien registriert (Amprion)[12]

Ein weiterer einschränkender Faktor ist nämlich die immense Leistungsdichte der Kraftwerksgeneratoren. Ist sie naturgemäß schon bei den meist sehr großen elektrischen Maschinen höher als bei kleinen,[13] so wird sie durch den für Maschinen dieser Größe ungewöhnlich schnellen Lauf und die schlanke Bauform noch einmal gesteigert. Als Beispiel finden sich im Internet Daten des wahrscheinlich größten Generators Europas für den derzeit

im Bau befindlichen Block 3 des Kernkraftwerks Olkiluoto in Finnland.[14] Die Masse des Generators wird mit 900 t angegeben,[15] die Bemessungsleistung beträgt 1793 MW (Spitze 1972 MW), und der Rotor allein bringt es auf eine Masse von 250 t[14] und 16,8 m Länge. Damit erzeugt in einer solchen Maschine jede Tonne Material eine Leistung von 2 MW. 1 kg Kupfer zeichnet für grob 10 kW verantwortlich, während ein kleiner Drehstrommotor von nur 1,1 kW schon mehr als 1 kg Kupfer enthält.

Nun haben Stahl und Dynamoblech eine Dichte von 7,85 kg/l (oder 7,85 t/m³, wie man hier schon angemessener sagen könnte). Kupfer hat 8,93 t/m³. Die Komponenten sind sehr kompakt gebaut; Hohlraum gibt es wenig, und Isolierstoff macht am gesamten Volumen auch nicht viel aus. Nimmt man für den Rotor eine homogene Struktur an, also eine gleichmäßig verteilte Masse m mit einer durchschnittlichen Dichte von 5,8 t/m³, dann muss der Rotor einen Durchmesser von etwa 1,8 m (Radius r = 0,9 m) haben. Das Trägheitsmoment J errechnet sich hieraus zu:

$$J = \frac{m}{2} r^2 .$$

Kennt man die Drehzahl bzw. die Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$, was hier bei dieser vierpoligen Synchronmaschine der Fall ist, lässt sich die darin enthaltene kinetische Rotationsenergie W_{kin} berechnen:

$$W_{\text{kin}} = \frac{J}{2} \omega^2 .$$

Die beiden Formeln lassen sich zur direkten Berechnung auch zusammenfassen:

$$W_{\text{kin}} = m r^2 \pi^2 f^2 .$$

Dabei steht f hier für die Drehzahl, also die Rotationsfrequenz, nicht für die Netzfrequenz, was bei einer zweipoligen Maschine zwar das gleiche ist. Bei der hier vorliegenden vierpoligen Maschine ist die Drehzahl aber »nur« halb so groß, also 25/s (man könnte auch »25 Hz« sagen, doch eigenartiger Weise ist dies bei Drehzahlen – Rotationsfrequenzen – unüblich). Das Ergebnis ist ernüchternd, denn setzt man die kinetische Energie ins Verhältnis zur Leistung, so zeigt sich: Die Drehzahl des Generators fiele im Auslauf, wenn der Generator ohne Antrieb die volle Leistung abgeben müsste (und könnte, was nur im Inselbetrieb, nicht im Verbund denkbar wäre), in nur 12,5 ms von z. B. 25,1/s auf 24,9/s. Die erzeugte Frequenz fiele damit von 50,2 Hz auf 49,8 Hz, also vom oberen bis auf den unteren kritischen Betriebswert des Verbundnetzes, bei denen Notfall-Maßnahmen ergriffen werden oder automatisch greifen.

Die gesamte Rotationsenergie in dem Kraftwerksrotor beträgt (bei Nenndrehzahl) 350 kWh. Ebenso viel benötigt man, um einen ICE2-Triebzug aus dem Stand auf seine Höchstgeschwindigkeit von 280 km/h zu beschleunigen.[16] Ließe sich die volle Bemessungsleistung im Auslauf des Generators nahezu bis zum Stillstand ausnutzen, was kein vernünftiger Mensch täte, was aber – etwa durch Einsatz eines Frequenzumrichters – technisch möglich wäre, wäre immer noch nach knapp 1 s Schluss. So schnell wäre der Generator – ungeachtet seiner immensen Masse und Abmessungen – durch die von ihm gespeiste Last herunter gebremst. So viel zu der Idee, das »Grid« mit Schwungradspeichern »smarter« machen zu wollen. Natürlich kann man nun die rotierenden trägen Massen der vielen Windräder hiervon abkoppeln, indem man den Frequenzumrichter (»Gummiband«) dazwischen setzt. Man kann auch einen Sumpf trocken legen, um ihn anschließend bewässern zu müssen. Es sind auch

schon begradigte Bachläufe wieder »bekrummigt« worden, als man die ökologischen Folgen bemerkte. Die Windkraftanlagen brauchen den Umrichter aber leider aus anderen Gründen, um optimal arbeiten zu können. Bisher ist zum Glück gerade noch ausreichend träge Masse im Netz vorhanden, um beim Wegfall eines großen Kraftwerks oder einer sehr großen Last im ersten Moment, ehe ein Regler wirksam werden kann, die Frequenz – also die Drehzahl der anderen Generatoren – im Rahmen zu halten. Dies genau wird im Netzbetrieb als »Sekunden-Reserve« bezeichnet – und stellt eben noch keinen Eingriff irgendeines Reglers dar.

9.2 Primär-Regelleistung

Der aber folgt sogleich. Innerhalb von 30 s wird die *Primär-Regelleistung* aktiviert. Dies bedeutet, dass alle Kraftwerke im Netz, die

- im Moment laufen,
- aber nicht ihre volle Leistung liefern
- und in der Lage sind, ihre Abgabeleistung sehr schnell zu ändern, also typischer Weise Gasturbinen- und Stauwasserkraftwerke,

ihre Leistung unverzüglich so weit herauf setzen, dass die Frequenz aufhört zu fallen. Hierzu haben sich alle UCTE-Mitglieder verpflichtet, wo und wann auch immer der Fehler aufgetreten sein mag; zu mehr aber auch nicht. Mit Gründung der ENTSO-E lassen sich benachbarte Verbundgesellschaften, zu denen HGÜ-Verbindungen bestehen, indirekt am Abfangen der Folgen des Fehlers beteiligen. Da man die Schuld an dem Ausfall derjenigen Regelzone zuschreibt, in der er sich ereignet hat, ist es nun Aufgabe allein dieser Regelzone, dafür zu sorgen, dass die Frequenz wieder stimmt. Dazu muss die eingespeiste Leistung dieser Zone zwischen 30 s und 5 min nach dem Ereignis weiter angehoben werden, bis die in dieser Zone erzeugte Leistung deutlich größer ist als der Verbrauch.

9.3 Sekundär-Regelleistung (Minuten-Reserve)

Diese Regelzone muss also für eine Weile etwas mehr auf die rechte Waagschale legen als auf der linken liegt (Bild 1), damit die anderen Regelzonen während der gleichen Zeit rechts etwas weniger auflegen können als links, denn schließlich war es unmittelbar nach dem Störfall – zur Vermeidung von Stromausfällen – anders herum. Diese Spanne nennt man *Sekundär-Regelleistung*. Damit ist es nun aber nicht mehr so eilig, denn der Ausfall der Versorgung ist bereits sicher vermieden. Wer wann wie viel beitragen muss, ist aber im Einzelnen genau geregelt.[17] Die Überproduktion dieser Regelzone muss entsprechend groß sein, zwischen 5 min und 15 min einsetzen und entsprechend lange andauern, dass die ausgefallene Energieproduktion wieder ausgeglichen wird. Danach müsste auch die Frequenz wieder stimmen.

9.4 Tertiär-Regelleistung: Stunden-Reserve

Das ist aber noch nicht alles. Die Frequenz wird danach für eine entsprechende Zeit sogar etwas über Sollwert angehoben, damit am Ende eines Tages stets gleich viele Perioden erfolgt sind. Sollte dies eines Tages wegen unerwartet hohen Verbrauchs, etwa bei plötzlichem Kälte-Einbruch, nicht möglich sein, so wird am nächsten Tag die Frequenz etwas höher gefahren, und die fehlenden Perioden werden »nachgeholt«, so dass im Jahresmittel eine Netz-Synchronuhr am UCTE-Netz niemals mehr als 20 s abweicht. Andere Verbundnetze laufen weit weniger stabil, doch unterdessen weitet sich das UCTE-Netz ähnlich wie die EU immer weiter nach Osten aus und drängt das osteuropäische Verbundnetz zurück – das allerdings auch noch kein ENTSO-E-Mitglied ist. Einst verlief die

Grenze entlang der innerdeutschen Demarkationslinie – wogegen sie sich heute schon sehr weit nach Osten zurückgezogen hat (Bild 10) – und West-Berlin war eine Strominsel. Westdeutschen Studenten der elektrischen Energietechnik wurde 1984 noch geraten: »Schenken Sie Ihren Freunden in der DDR keine Netzsynchronuhren! Die haben keine Freude daran.« Ein Strom-Austausch zwischen den Netzen fand zwar auch damals schon statt, jedoch nur über HGÜ-Kurzkupplungen, denn die Netze laufen nicht synchron, da die Frequenzhaltung im Osten nach wie vor ziemlich schlecht ist.[9]

9.5 Und wenn das mal nicht klappt?

Durch den Balkan-Krieg, in dessen Verlauf der Staat Jugoslawien zerbrach, zerbrach auch das UCTE-Netz in zwei Teile. 2004 wurden diese wieder vereint.[18] 14 Jahre später erlebte die Stromwelt ein Déjà-vu: Alle europäischen Nutzer von Netz-Synchronuhren bemerkten seit Mitte Januar 2018, dass ihre Uhren anfingen nachzugehen. Ende Februar bis Anfang März 2018 hatte sich die Abweichung auf 6 Minuten angehäuft.[19] Was war denn nun hier passiert? Letztlich war die Regelzone Serbien – Mazedonien – Montenegro aus politischen Gründen ihren Verpflichtungen nicht nachgekommen. 113 GWh sollen dort weniger ins Netz gespeist worden sein als entnommen wurden. Dies ist um Größenordnungen mehr als an kinetischer Energie in den Kraftwerken rotiert (Abschnitt 9.1). Gäbe es keine Regelleistungs-Kraftwerke, hätte das Defizit innerhalb einiger Minuten zum Stillstand des gesamten Verbundnetzes geführt. Genau das passiert in einem Verbundnetz eben nicht! Offensichtlich jedoch muss man sich den Regel-Algorithmus (Beispielzahlen!) etwa so vorstellen:

- f = 50,00 Hz: Regelleistungs-Kraftwerk liefert 50% seiner Nennleistung;
- f = 49,95 Hz: Regelleistungs-Kraftwerk erhöht auf 60% seiner Nennleistung;
- f = 50,05 Hz: Regelleistungs-Kraftwerk reduziert auf 40% seiner Nennleistung.

Fehlen beharrlich summa summarum z. B. 100 MW im Netz, so pegeln sich die Regelleistungs-Kraftwerke z. B. bei 60% ihrer Nennleistung ein und gleichen so das *energetische* Defizit aus. Die Leistung stimmt: Eingangsleistung gleich Ausgangsleistung. Die Netzfrequenz ist hierdurch jedoch auf 49,95 Hz stabilisiert, weil der Zielwert der Frequenz nun nicht mehr in der Mitte des Regelbereichs steht. Regelungstechnisch gesprochen, fehlt dem Regel-Algorithmus ein Integral-Anteil, der die Abweichung zwischen Soll- und Istwert über die Zeit integriert und somit das Eingreifen des Reglers immer mehr »verschärft«, je länger die Abweichung andauert, um wieder auf genau 50,00 Hz zu kommen. Dieser Integral-Anteil ist im UCTE-Netz normaler Weise eben dadurch realisiert, dass die Regelzone im Integral über der Zeit ihre Energiebilanz auf 0 hält (Abschnitt 9.4). Dadurch mittelt sich die Frequenz »wie von selbst« auf genau 50,00 Hz – es sei denn, eine Regelzone tanzt aus der Reihe.

So wurde von Fachleuten auch vorhergesagt, dass die fehlende Energie nachgeliefert werden würde – und mit ihr die fehlenden Perioden. Tatsächlich gingen die Netz-Synchronuhren Anfang April 2018 wieder richtig – es sei denn, jemand habe sie manuell »korrigiert«, als sie falsch gingen. Das sollte man eben nicht tun, sondern einfach nur abwarten, sonst gehen sie anschließend vor. Schließlich ist ein solches Vorkommnis bislang einzigartig.

10 Normen und Netze

Die Augen reiben muss man sich aber in Anbetracht der zulässigen Abweichungen der Netzfrequenz von deren Nennwert in der Norm EN 50160[20] für die Spannungsqualität in den einzelnen europäischen Verbundnetzen, wie früher kurz dargelegt:[21] Der Wert muss – allerdings

nur »unter normalen Betriebsbedingungen« – bei synchroner Verbindung mit einem Verbundnetz

- während 99,5% eines Jahres eine Toleranz von ±1% einhalten, also zwischen 49,5 Hz und 50,5 Hz liegen, und
- während 100% eines Jahres eine Toleranz von +4% und -6% einhalten, also zwischen 47 Hz und 52 Hz liegen.

Das ist gerade so, als wolle man einen Autofahrer, der von einer hohen Autobahnbrücke gestürzt ist, posthum auch noch dafür belangen, dass er im freien Fall die höchstzulässige Geschwindigkeit überschritten hat. Wenn die Frequenz auf 49,8 Hz absackt oder auf 50,2 Hz ansteigt, herrscht bereits in allen Leitzentralen schreiende Panik und akuter Katastrophenalarm. Man denke nur an das vor Zeiten viel zitierte (und inzwischen gelöste) »50,2-Hz-Problem«, das bis 2012 besagte, bei dieser Frequenz müssten sich sämtliche Solar-Wechselrichter abschalten – alle auf einmal. Die Abschaltung aber wäre bei der heute installierten Leistung – 2019 schon 45,3 GW – für den Netzbetrieb mindestens so gefährlich wie tatenloses Zusehen, wenn Solaranlagen lustig weiter Strom in ein Netz einspeisen, in das im Moment mehr hinein fließt als entnommen wird. Nach der Abschaltung hätte man nämlich mit einiger Wahrscheinlichkeit sofort das umgekehrte Problem, und die Frequenz würde halt »wegsacken«, statt »durch die Decke zu gehen«. Je nach Größe des Ungleichgewichts wäre es in beiden Fällen eine Frage von Minuten oder Sekunden, bis dieser Zustand in einem vollständigen Zusammenbruch des Betriebs enden würde. Deswegen wurden große Solaranlagen von diesem abrupten Abschalten auf eine Rampen-Lösung umprogrammiert, genau so wie es die Regelleistungs-Kraftwerke tun und schon immer taten. Diese werden auch nicht einfach zu- und abgeschaltet, sondern verändern ihre Leistung gemäß den Anforderungen des Netzbetriebs kontinuierlich an Hand der Netzfrequenz als »Tacho«. Sollte aber die Abregelung der Solar-Wechselrichter jemals zum Tragen kommen, kann also von »normalen Betriebsbedingungen« schon lange keine Rede mehr sein, denn dazu käme es nur in den extremsten Ausnahmesituationen, um das Allerschlimmste zu verhindern – wohlgemerkt: Bei 50,2 Hz; nicht etwa erst bei 52 Hz, mithin schon bei nur 10% der normativ zulässigen Abweichung! In Grenzsituationen ist also die EN 50160 das erste, was sich selbst »abschaltet«. Erst danach sind die Solar-Wechselrichter an der Reihe.

10.1 Vergleich mit dem Alltag

Wie sich der Verlauf der Frequenz an einem (fast) gewöhnlichen Tag darstellt, zeigt Bild 14. Um überhaupt etwas zu erkennen, benötigt man schon ein Messgerät, das die Frequenz mit mindestens drei Kommastellen angibt – was bei Netzanalysatoren bis in gehobene Preisklassen hinein noch lange nicht selbstverständlich ist! Das hier eingesetzte Gerät[22] schaffte vier Stellen hinter dem Komma. In Zahlen stellt sich das Ergebnis so dar (Tabelle 1):

Schwankungen der Frequenz im UCTE-Netz am 26.12.2013	
Minimum der Minima	49,9353 Hz
Minimum der 5-s-Mittelwerte	49,9362 Hz
Mittelwert über den Tag	**50,0000 Hz**
Maximum der 5-s-Mittelwerte	50,0713 Hz
Maximum der Maxima	50,0720 Hz
Schwankungsbreite (Minimum / Maximum)	0,2738 %

Tabelle 1: Bilanz von Bild 14

Schnelle »Frequenz-Transienten« im Bereich deutlich unter 5 s kamen also nicht einmal ansatzweise vor. Offen ist allerdings, wie sich dies darstellen wird, wenn immer mehr Leistung über eine künstlich und trägheitsfrei elektronisch erzeugte Netzfrequenz (»Gummiriemen«) eingespeist wird. Dann steht möglicher Weise ein 50,2-Hz-Problem ebenso wie ein 49,8-Hz-Problem vor der Tür.

Nebenbei wurde interessehalber auch die Netzspannung (in einem Wohngebäude) aufgezeichnet. Daran erkennt man, dass um 12 Uhr der Festtagsbraten schmort, gegen 16:30 die Festtagsbeleuchtung ans Netz geht und um 18 Uhr heftiger Medienkonsum herrscht. Stärker noch als dieser ziehen jedoch vermutlich jene Nachbarn die Spannung herunter, die den Braten erst am Abend servieren. Dass die Spannung im Mittel des Tages unter Nennwert bleibt (228,625 V), ist an dieser Stelle des Netzes eher ungewöhnlich und steht im Widerspruch zu vielen anderen an diesem Messplatz durchgeführten Messungen. Normaler Weise misst man hier eher 2 V über Soll. Dies könnte mit der windstillen, dabei aber sehr trüben Witterung zusammenhängen (18 Stunden Dunkelheit und 6 Stunden Dämmerung), die keinen »Rückwärts-Betrieb« des Netzes durch dezentrale regenerative Einspeisung in der näheren und weiteren Umgebung aufkommen ließ.

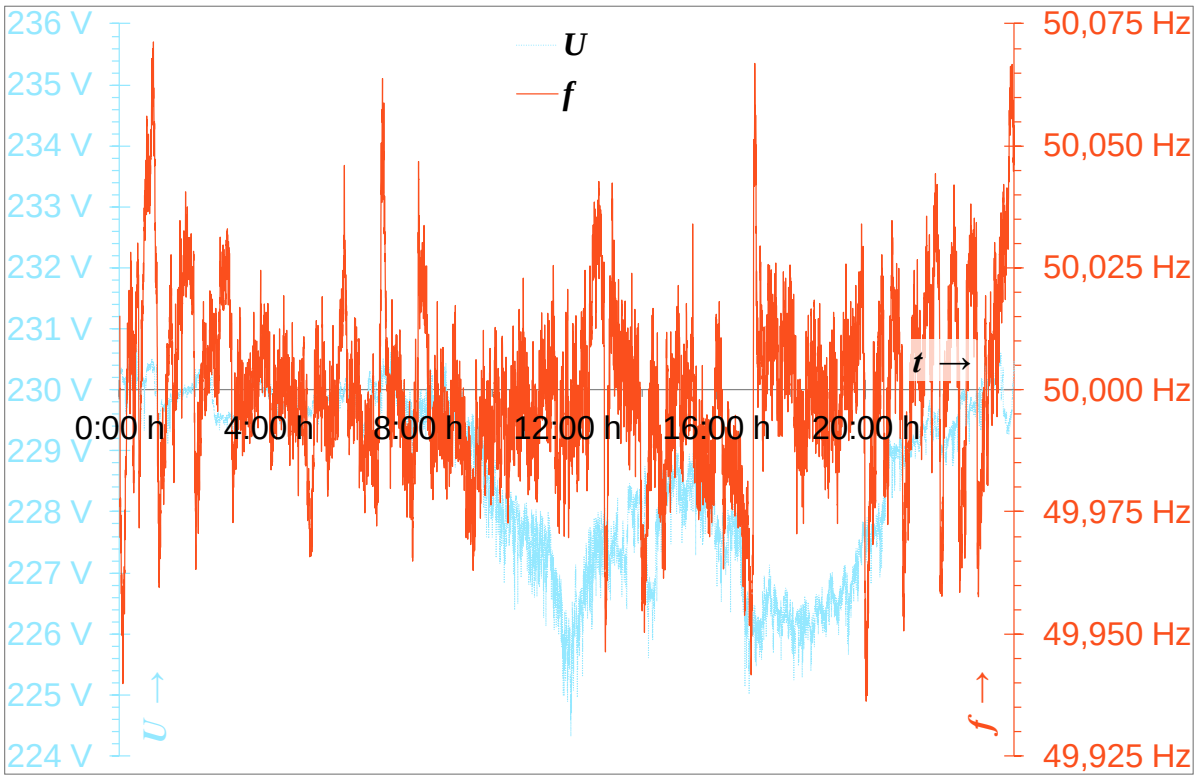

Bild 14: Verlauf der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz und der Spannung am Messpunkt (in einem Wohngebiet) am 26.12.2013

10.2 Vergleich mit dem praktischen Störfall

An der Frequenz dagegen lassen sich die Aktivitäten der Nachbarn nicht ablesen! Große Ereignisse jedoch, die in beträchtlicher Entfernung vom Ort des Geschehens an der Spannung keinerlei Spuren mehr hinterlassen, erkennt man europaweit an der Frequenz. Mit Mühe findet man vereinzelt Aufzeichnungen davon, wie das Netz reagiert, falls sich einmal ein großer Kraftwerksblock unvorhergesehen wegen eines Störfalls »verabschiedet« – und wenn, dann nur als Grafik und in minderer Qualität. Laut UCTE-Richtlinien muss das Netz drei solcher Ausfälle gleichzeitig verkraften können, und wenn man sich die Verläufe der Frequenz in solchen Fällen ansieht, möchte man keine Zweifel daran hegen, dass das Netz das schafft (Bild 11, Bild 12, Bild 13)! Als es die UCTE als Organisation noch gab, bot sie eine Echtzeit-Anzeige der Netzfrequenz als Startseite ihres Internet-Auftritts. Heute bieten verschiedene Dienste ein solches Anschauungsmaterial.[23]

Besonders staunt die Elektrofachkraft dann aber, dass sich in der EN 50160 für die drei Spannungsebenen (Abschnitt 5.1) drei Abschnitte 4.2.1, 5.2.1 bzw. 6.2.1 finden, in denen sich – wohlgemerkt inmitten desselben Verbundnetzes – für die jeweilige Spannungsebene jeweils ein Abschnitt mit Toleranzwerten für die Frequenz findet. Mit der gleichen Berechtigung könnte man in jeden Abschnitt auch noch drei Grenzwerte für die Frequenz in den drei Außenleitern L1, L2 und L3 einsetzen. Aber immerhin sind die Werte in jedem Abschnitt die gleichen. Eine einzige Tabelle mit zwei Verweisen hierauf hätte fraglos nicht nur Papier, sondern auch Verwirrung gespart – spätestens dann, wenn die Grenzen doch irgendwann einmal auf relevante Werte geändert werden sollten. Es ist doch schon vorherzusehen, dass in solch einem Fall z. B. die Hochspannungstechniker »ihren« Abschnitt ändern und die Existenz der zweimaligen Wiederholung dieser Werte auf Mittel- und Niederspannungsebene vergessen – und schon haben wir verschiedene Toleranzwerte für die Frequenz an verschiedenen Stellen desselben Netzes in derselben Norm. Dies würde dann sehr an einen Eisenbahnzug erinnern, von dem man erwartet, dass jeder Wagen eine andere Geschwindigkeit fahren solle. Oder an die alte Dame im Altenheim, die über Herzrasen klagte. Die Pflegerin tastete den Puls der Bewohnerin am rechten Handgelenk und stellte fest: Alles in Ordnung. Daraufhin streckte ihr die alte Dame auch den linken Arm noch hin: »Dann zählen Sie aber mal hier!«

Nicht nur die Inhalte, auch die Struktur der EN 50160 könnten also eine Revision vertragen. Es möchte gute Gründe haben, dass sich keine Klassifizierung der DIN EN 50160 als VDE-Norm findet. In der Ausgabe August 2002 der VDE 0100-100 fand sich hierzu vormals der Hinweis: »Die in DIN EN 50160:2000-03 angegebenen Merkmale der Spannung geben Extrem-Situationen wieder, beschreiben aber nicht die übliche Situation im Netz. Für die Planung von elektrischen Anlagen mit einer normalen Gebrauchstauglichkeit ist es ausreichend, die mit hoher Wahrscheinlichkeit typische Situation im Netz am jeweiligen Anschlusspunkt zu berücksichtigen.« Deutlicher darf eine Norm nicht über eine Norm urteilen, und offensichtlich war auch dieser Satz schon zu scharf, da er in der nächsten Fassung wieder weichen musste.

11 Dennoch kommt es zu Ausfällen…

Dass innerhalb weniger Sekunden, ehe die Primär-Regelung greifen kann, mehr als 3 GW Erzeugungsleistung ungeplant vom Netz gehen, ist so extrem unwahrscheinlich, dass es bis jetzt noch nie vorgekommen ist. In Bild 11 ist zu erkennen, dass nach dem Ausfall des 900-MW-Kraftwerks nur 10 s vergehen, bis der Abfall der Frequenz zum Stillstand kommt. Dann kann sofort das »Aufräumen« gemäß den Abschnitten 9.2 bis 9.4 beginnen.

11.1 … nicht nur bei der Bahn …

Dennoch kommt es zu weiträumigen Ausfällen, wie die Erfahrung zeigt. Die Ursachen sind dann nicht in einer insgesamt zu knappen Einspeisung in das Netz, sondern in Schwächen bei der Übertragung, oftmals in deren Steuerung und Logistik und im Informationsfluss, zu suchen. So wird z. B. vom Bahnstromausfall in der Schweiz vom 22. Juni 2005 (hier schon stark vereinfacht dargestellt) berichtet,[24] Leistung sei im Netz insgesamt ausreichend – aber auch nicht im Überfluss, was nahezu ebenso wichtig ist – vorhanden gewesen. Das Netz der Schweizerischen Bundesbahn gliedert sich in zwei Hauptgruppen, die auseinander fielen, weil eine der Kuppelstellen wegen Wartungsarbeiten außer Betrieb war und die zweite sich wegen eines Fehlers öffnete. Zu diesem Zeitpunkt wäre ein Zuschalten der frisch gewarteten Verbindungsleitung zwischen den beiden Netzteilen bereits wieder möglich gewesen – ja, *wäre*, wenn nicht der eine Teil nun zu viel und der andere zu wenig Leistung gehabt hätte, weswegen die Frequenzen auseinander liefen und ein Synchronisieren nicht mehr möglich

war. Die Bildschirme in der Leitstelle wurden mit Fehlermeldungen in rein chronologischer Reihenfolge ohne Gewichtung überflutet, so dass jede noch so triviale Meldung vom Personal einzeln quittiert werden musste, bevor die Leute von der Leitstelle an die entscheidenden Meldungen heran kamen. Während dessen liefen in dem unterversorgten Teil zwei Umrichterwerke, die Überschüsse vom Bahnnetz in das öffentliche Netz speisen können und umgekehrt, im vollen Speisebetrieb, also heraus aus dem Bahnnetz. Es fehlte an der Logik und Logistik, die plötzlich aufgetretene Mangelsituation hinreichend schnell zu erkennen und die Speisung unverzüglich umzukehren, was technisch innerhalb ganz weniger Minuten möglich gewesen wäre. So aber wurden zwei Kuppelstellen zum Netz der DB Energie überlastet, das mit der gleichen Frequenz und – mehr noch als das – synchron zum Netz der SBB und daher normaler Weise mit diesem gekuppelt läuft, so dass auch noch die 150 MW ausfielen, die bis dahin aus Deutschland bezogen worden waren. Als die Spannung in der Oberleitung von 15 kV auf 12 kV gefallen war, reagierte das Netz mit Abschaltungen. Dieser Vorgang ist automatisiert und normal.

Bemerkenswert ist hieran vielleicht noch, dass die Wechselstrom-Bahnnetze in Westdeutschland, Österreich, der Schweiz, Norwegen und Schweden historisch mit einer Nennfrequenz von $16^2/_3$ Hz liefen. Das ist genau ein Drittel von 50 Hz, und diese krumme Zahl wurde mit Bedacht so angegeben, denn diese Netze wurden synchron zum öffentlichen Netz betrieben, obwohl es sich im Prinzip um eigenständige Netze – oder besser gesagt ein einziges Netz – mit eigenen Kraftwerken oder separaten Generatoren in bestehenden Kraftwerken handelte. Daneben gibt es Kuppelstellen zum öffentlichen Netz, früher als mechanische Umformersätze eines 6-poligen Drehstrom-Synchronmotors auf einen 2-poligen Wechselstrom-Synchrongenerator auf einer gemeinsamen Welle, heute als leistungselektronische Umrichter aufgebaut. Die bahneigenen Kraftwerke sind ein Auslaufmodell und werden zur Zeit ebenfalls durch Umrichterwerke ersetzt. Die mechanischen Umformersätze 6-Pol auf 2-Pol bedingten damals jedoch, dass die Frequenz im Bahnnetz genau $^1/_3$ der Frequenz des öffentlichen Netzes betrug.

Das Bahnnetz läuft heute nicht mehr synchron zum Verbundnetz. Der Nennwert der Frequenz wurde auf 16,7 Hz geändert (was einen prinzipiellen, aber keinen praktisch relevanten Unterschied darstellt). In Ostdeutschland gibt es zwar noch immer einige mechanische Umformerwerke, doch diese speisen jeweils auf ein 15-kV-Inselnetz – mit den folgerichtigen Schwierigkeiten beim Durchfahren einer Übergangsstelle, mit denen der Lokführer fertig werden muss.

11.2 … sondern auch im öffentlichen Netz

Während bei der Bahn die Fahrdrahtspannung zumindest ein Ausschlag gebendes Kriterium für eventuelle Abschaltungen darstellt, richtet man sich im UCTE-Netz streng und praktisch ausschließlich nach der Frequenz, da die Spannung in einem sehr weiten Bereich automatisch nachgeregelt wird und somit keine geeignete Leitgröße abgibt. Zwar gibt es »Unterspannungs-Abschaltungen« innerhalb von Niederspannungs-Verteilnetzen, doch ist es hierbei ganz wichtig, zwei völlig verschiedene Ursachen und Wirkmechanismen zu unterscheiden, die zu Abschaltungen führen:

- Die Abschaltungen in Übertragungsnetzen (Hochspannung, Höchstspannung) werden durch Energiemangel (unter Umständen auch Energie-Überschuss), also ein Ungleichgewicht der Leistungen auf der Balkenwaage (Bild 8, Bild 9), verursacht.
- Abschaltungen in Verteilnetzen (Mittel- und Niederspannung) werden durch (drohende oder bereits eingetretene) Überlastungen von Betriebsmitteln (zu hohe Ströme) verursacht, die anderenfalls über kurz oder lang zu Überhitzungen führen würden.

Außerdem kann es natürlich auf allen Spannungsebenen zu Abschaltungen auf Grund spontaner Fehler kommen, die anderenfalls innerhalb von Sekunden zu Katastrophen führen würden. Dies dürften sogar die weitaus häufigsten Ursachen für Abschaltungen sein.

Dabei können die beiden Zustände des akuten Leistungsmangels im gesamten Verbundnetz und der lokalen Überlastung einer einzelnen Leitung oder eines Transformators durchaus gleichzeitig vorliegen; so wenig hat das eine mit dem anderen zu tun. Hier soll nur das Geschehen im »globalen« Netz betrachtet werden. Dieses reagiert nach einem automatischen Stufenplan im größten Krisenfall mit Lastabwürfen nach bestimmten Kundengruppen (Tabelle 2).

Alarmplan beim Absinken der Frequenz im UCTE-Netz		
Stufe 1	49,8 Hz	Alarmierung des Personals, Einsatz der noch nicht mobilisierten Leistung
Stufe 2	49,5 Hz	Abwurf von Speicherpumpen
Stufe 3	49,0 Hz	Unverzüglicher Lastabwurf von 10%…15% der Netzlast
Stufe 4	48,7 Hz	Unverzüglicher Lastabwurf weiterer 10%…15% der Netzlast
Stufe 5	48,4 Hz	Unverzüglicher Lastabwurf weiterer 15%…20% der Netzlast
Stufe 6	48,1 Hz	Unverzüglicher Lastabwurf weiterer 15%…20% der Netzlast
Stufe 7	47,5 Hz	Abtrennen der Kraftwerke vom Netz (Abfangen im Eigenbedarf)
Stufe 8	47,0 Hz	Jetzt endlich meldet sich die EN 50160 zu Wort – und gleichzeitig ab. Sie mahnt, dass die Frequenz so tief eigentlich nicht sinken sollte; da dies nun aber schon mal passiert und das Netz bereits »platt« sei, seien die Betriebsbedingungen nicht mehr »normal«, und es bestünde deswegen auch keine Forderung nach irgendetwas

Tabelle 2: Gestaffelter Notfallplan der ENTSO-E für Engpässe in Verbundnetzen zur Vermeidung eines vollständigen Zusammenbruchs

Wer in welcher Gruppe ist, wird den Kunden allerdings nicht verraten. Man sieht jedoch, dass nicht früher als bei einer Abweichung von 0,2 Hz erste Eingriffe erfolgen und erst eine Abweichung von 1 Hz zu Abschaltungen führt. Dagegen führte der Ausfall von 900 MW nach Bild 11 nur zu einem Fall der Frequenz um 0,045 Hz. Bei dem Ausfall von 1300 MW nach Bild 12 waren es in erwartungsgemäßer linearer Entsprechung etwa 0,06 Hz. Das sieht für den 3-GW-Super-GAU beruhigend aus.

12 Ausscheren aus dem Verbund

Im Verbundnetz laufen alle Kraftwerke und deren Lasten so, als seien alle auf allen Straßen fahrenden Fahrzeuge mit Abschleppseilen aneinander gekuppelt: Ein Fahrzeug kann genau so viel Leistung in den Kreislauf einbringen wie es selbst verbraucht – oder etwas mehr oder weniger; das macht nichts. Nur die Summe muss stimmen, sonst beschleunigt die Runde zusehends, und umgehend fliegt das erste Auto aus der erstbesten Kurve, bzw. die Kette bleibt nach nur allzu kurzer Zeit stehen! Geht ein Kraftwerk vom Netz, dann pegelt das entsprechende »Auto« seine Leistung sorgsam so ein, dass genau der eigene Bedarf gedeckt ist, also so, dass es sich weder vom voraus fahrenden Fahrzeug ganz oder teilweise ziehen lässt, noch das nachfolgende zieht. In diesem Zustand könnte man – entsprechende Vorrichtungen vorausgesetzt – die Abschleppseile ausklinken, aus der Reihe scheren und einparken. Ein Kraftwerk kann das! So jedenfalls läuft eine »geordnete« Stillsetzung einer Anlage ab.

13 Abfangen im Eigenbedarf

Beim Einleiten der letzten Stufe obigen Stufenplans (Abschnitt 11.2) ebenso wie beim unvorhergesehenen Abtrennen eines Kraftwerks auf Grund einer lokalen Störung hofft man, dass sich das Kraftwerk dennoch »im Eigenbedarf abfängt«, also weiter läuft und so viel Strom er-

zeugt, wie es zur Aufrecht-Erhaltung des eigenen Betriebs benötigt. Ein Dampfkraftwerk – also Kohle oder Kernkraft – verbraucht etwa 7% des soeben frisch erzeugten Stroms selbst (und sollte man sich tatsächlich entschließen, zur Rettung des Klimas das CO_2 unter der Erde einzulagern, so hüpft dieser Anteil sogleich auf mindestens 25%, eher 30%, was jede Menge Kohle kostet – die dann wieder zu CO_2 wird und für die nächsten 100 Millionen Jahre erst einmal verbraucht ist). Den größten Teil des Eigenbedarfs benötigen die Kesselspeisewasserpumpen, die das Wasser gegen den Dampfdruck in den Kessel pumpen müssen. Nur, weil der entweichende Dampf etwa das 20-fache Volumen hat wie das eingepumpte Wasser, lässt sich auf diese Art überhaupt mechanische Energie gewinnen. Logisch ist dann aber auch, dass man allein hierfür $^1/_{20}$ des soeben frisch erzeugten Stroms gleich wieder verbraucht, wenn man diese Pumpen – sinnvoller Weise – elektrisch antreibt.

Im Falle eines Schadens z. B. am Generator oder an der Turbine ist ein »Abfangen im Eigenbedarf« natürlich nicht möglich, doch die meisten Störungen kommen von außen. Der Vorgang ist schwierig genug zu beherrschen. Man muss sich das so vorstellen, als wenn in obigem »Autoverbund« (Abschnitt 12) ein Wagen ganz kräftig zieht und das Abschleppseil unerwartet reißt (*wenn* das irgendwann passiert, *dann* natürlich gerade *jetzt*). Nur allzu leicht endet das mit einem Auffahr-Unfall. Zieht der Wagen nur leicht, so kann er sich aller Wahrscheinlichkeit nach abfangen. Die Aufmerksamkeit des Autofahrers, die hier der Kraftwerksleittechnik entspricht, spielt dabei natürlich die entscheidende Rolle.

14 Schwarzstart

Um das Kraftwerk nach einer geplanten Stillsetzung oder einem missglückten Abfangen im Eigenbedarf wieder »hoch zu kriegen«, muss Strom aus dem Netz bezogen werden – und wehe, wenn dieses dann fehlt! Nur die wenigsten Kraftwerke sind zu einem so genannten Schwarzstart fähig. Dies ist nichts Illegales, sondern bezeichnet den Vorgang des Anfahrens aus eigener Kraft, ohne auf Strom aus dem Netz angewiesen zu sein. Ein Auto *fährt* auch ohne Batterie, aber wenn der Motor einmal *steht*, rührt sich der Anlasser ohne Batterie nicht mehr. Rollt das Auto noch, so kann die restliche kinetische Energie[1] zum Anlassen des Motors herangezogen werden. Aus dem Stillstand reicht notfalls auch noch Körperkraft, aber bei einem Kraftwerk?

Zum Glück ist eine solche Situation praktisch ausgeschlossen, in der alle Kraftwerke in ganz Europa gleichzeitig still stehen. Sollte dieser Fall wirklich einmal eintreten, so würde es sehr, sehr lange dauern, bis diese wenigen Kraftwerke wieder angelaufen wären und von dort aus mit deren Hilfe zunächst in der näheren Umgebung die »normalen« Kraftwerke wieder angefahren würden, um dann auch die entlegeneren zu speisen, bis diese selbst wieder produzieren könnten, und so fort. Schließlich würde dies umfangreiche Schalthandlungen im Netz erfordern, da nur die Kraftwerke untereinander zu verbinden wären, ohne dass ihnen die Kunden schon jetzt den »Saft wegziehen«. Das Netz müsste auf ein Geflecht von Starthilfekabeln reduziert werden. Wenn dann in den Schaltstationen die Druckluftspeicher bzw. die Akkumulatoren für die Antriebe der großen Schalter leer sind, hat sich was mit Schalthandlungen, denn von Hand lassen sich *diese* Schalter auch im Notfall nicht betätigen. Ohne Strom läuft also auch die Stromversorgung nicht wieder an. Laufen die abgetrennten Erzeugungsanlagen jedoch »im Eigenbedarf« weiter, so fällt der Wiederaufbau des Netzes deutlich leichter. Aber die ENTSO-E möge verhindern, dass dies jemals notwendig wird. Bis jetzt haben die ENTSO-E und ihre Vorgängerinnen diesbezüglich ganze Arbeit geleistet, und obwohl von 495 TWh in Deutschland 2019 verbrauchten Stroms schon 124 TWh aus Windkraft und 42 TWh aus Solaranlagen – also 34% aus »flatterhaften« Quellen – stammten, läuft das System noch immer stabil. Mal sehen, was passiert, wenn der Ausbau der Erneuerbaren in den Nachbarländern voran schreitet…

15 Und das Stromnetz im Auto?

Der aufmerksame Leser mag sich an dieser Stelle vielleicht fragen, was daran so schwierig sein soll und warum denn ein Stromnetz unbedingt riesig groß sein muss, damit es stabil läuft, wenn das im Vergleich winzig kleine Inselnetz eines PKW auch stabil läuft. Die Frage ist berechtigt, aber da gibt es einige entscheidende Unterschiede:

- Der Generator im Auto leistet vielleicht 1 kW, wird aber von einem Motor von z. B. 100 kW »nebenberuflich« mit angetrieben, der eigentlich für einen anderen Zweck installiert ist.
- Das Netz ist im Durchschnitt schwach belastet. Liefe der Generator dauerhaft mit voller Leistung, würde er jährlich doppelt so viel Energie liefern wie ein durchschnittlicher Haushalt verbraucht! Oder »makroskopisch« betrachtet: Die installierte Leistung der Generatoren aller in Deutschland zugelassener PKW ist insgesamt fast so groß wie die des gesamten Kraftwerksparks! Tatsächlich wird im Auto natürlich nur ein Bruchteil dessen verbraucht – und erzeugt. Entsprechend unwirtschaftlich ist die Erzeugung dort. 1 kg Kupfer steht im Generator eines Großkraftwerks für eine Jahresproduktion von annähernd 100 MWh, in einem PKW-Generator vielleicht gerade mal 100 kWh.
- Das PKW-Bordnetz ist mit einem Akkumulator gepuffert, der die Versorgung für etwa eine Stunde bis mehrere Stunden – je nach dem, welche Verbraucher gerade in Betrieb sind – allein übernehmen könnte.
- Lässt man den Motor nur wegen des Strombedarfs laufen, kostet die Kilowattstunde Strom etwa 1 € allein für Kraftstoff.
- Hierauf ergibt sich noch ein Aufschlag von 20 ct/kWh, legt man die Kosten für o. g. Akkumulator auf die gespeicherte und wieder abgegebene Energie um. Dies ist im Vergleich zu den Strom-Gestehungskosten von etwa 3 ct/kWh … 5 ct/kWh im öffentlichen Netz zu sehen, nicht im Vergleich zu den Haushalts-Stromtarifen um 30 ct/kWh.

Zu solchen Kosten ließen sich auch stationäre »dezentrale« Inselnetze wohl errichten und betreiben. Vernünftig ist das dann aber nicht – und ökologisch schon gleich gar nicht.

16 Zukunftsmusik: HGÜ-Netze

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung nimmt bei der Umstellung unserer Stromversorgung eine zunehmend wichtigere Rolle ein. Sie wird immer dann benötigt, wenn Stromleitungen über lange Strecken in der Erde oder im Meer verlegt werden sollen (Abschnitt 9.1). Manche Fachleute meinen ohnehin, unsere Höchstspannungsnetze würden auf lange Sicht wohl durch Gleichstromnetze ersetzt, weil dies eine Reihe von betrieblichen Vorteilen hätte. Auf dem Weg dorthin liegen aber noch ein paar Steine:

- Es gibt bislang noch gar keine Technologie für HGÜ-Netze, sondern es gibt nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.
- Die Frequenz als »Tacho« entfällt. Es muss eine gesonderte Netzstruktur für Daten aufgebaut werden. Dafür kämen das Internet ebenso wie Mobilfunknetze in Betracht. Wenn man darüber telefonieren kann, sind sie im Prinzip schnell genug. Diese Netzwerke sind jedoch heute noch ein wenig »wacklig«.

17 Schummeln mit der Statistik

Bei alledem ist die lückenlose Verfügbarkeit elektrischer Energie für die heutigen komplexen Produktions- und Dienstleistungsprozesse viel wichtiger als im privaten Haushalt oder einem einfachen Gewerbebetrieb, etwa im Handwerk. Fällt der Strom hier für eine Stunde aus, so ruht die Tätigkeit für eine Stunde. Ist es eine Minute dunkel, ruht sie für eine Minute; das ist alles. In einer Papierfabrik, in der Halbleiter-Fertigung oder z. B. in einem Rechenzentrum sieht das ganz anders aus. Eine Versorgungs-Unterbrechung von nur 100 ms kann zu einem mehrere Stunden dauernden Ausfall, Datenverlust, Materialverlust und Schäden an Produktionsmitteln führen. Mag auch jede an einen Großkunden gelieferte Kilowattstunde nur 5 Cent kosten, so kann jede *nicht* gelieferte Kilowattstunde viele Euro Schaden und Verlust hinterlassen. Deswegen ist die Größe der so genannten Verfügbarkeit der Versorgung heute von entscheidender Bedeutung für viele Stromkunden – je größer, desto kritischer. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland nimmt hierbei die Spitzenstellung in Europa und wahrscheinlich weltweit ein; lässt sie doch fast alle anderen hoch entwickelten Industrienationen hinter sich, etwa das fragwürdige Netz der USA. Nicht einmal die Schweiz, die letzte Bastion der industrialisierten Welt, in der Gründlichkeit noch vor Eile steht, kann hier mithalten. Nur für 15 Minuten im Jahr muss der deutsche Stromkunde im Durchschnitt auf die Versorgung verzichten (Tabelle 3), was einer Verfügbarkeit von 99,997% (der Gesamtzeit) entspricht. »Wir wissen schon nicht mehr, wo unsere Kerzen liegen«, wie ein Referent es in einem Vortrag zu diesem Thema ausdrückte.

So jedenfalls wiesen es die Statistiken zunächst des VDEW[25], dann des VDN[26], jetzt des BDEW[27] über viele Jahre hinweg aus. Die bittere Pille dabei ist: Ausfälle von weniger als einer Minute Dauer zählen in der Terminologie dieser Statistiken nicht als Ausfall – auch nicht für die o. g. Betriebe.

Und Statistiken sind bekanntlich flexibel und anpassungsfähig. Als sich am 25. November 2005 der große, langfristige Ausfall im Münsterland ereignete, bei dem einige tausend Stromkunden mehrere Tage unversorgt blieben, hätte dies den statistischen Mittelwert eigentlich auf etwa 30 Minuten Unterbrechung im Jahr erhöhen müssen. Tatsächlich war der Wert aber noch einmal gefallen und lag in jenem Jahr bei nur noch 13 Minuten, denn man hatte flugs den Erhebungsmodus dahin gehend geändert, dass »ungewöhnliche Witterungsbedingungen« nicht mehr zum Durchschnitt gerechnet werden, und schon war das Problem gelöst. Zumindest in der Statistik hatte man die Daten damit »extra poliert«. Wann die Witterungsbedingungen »ungewöhnlich« sind, wird im Einzelfall entschieden.

Durchschnittliche Versorgungsausfälle je Kunde	
Deutschland	15 min/a
Niederlande	25 min/a
Frankreich	57 min/a
Großbritannien	63 min/a
Spanien	152 min/a
Norwegen	180 min/a
Italien	190 min/a

Tabelle 3: Ausfallzeiten der Stromnetze in verschiedenen EU-Staaten[28]

Dabei wäre das überhaupt nicht nötig gewesen, denn Deutschland hätte seinen Spitzenplatz ohne dies gehalten, und außerdem machen andere Länder ähnlichen statistischen Schmu und verzeichnen – in echten Zahlen – ebenfalls steigende Ausfallraten. Das ist das Ergebnis einer Privatisierung, die mehr auf den Preis als auf die Kosten, geschweige denn den Wert der elektrischen Energie sieht. Aber das ist Markt, und Geiz ist geil.

[1] Deutsches Kupferinstitut – Technische Auskunft: »Energie – was ist das überhaupt?« https://www.kupferinstitut.de/mediathek/factsheets

[2] www.eex.com

[3] Deutsches Kupferinstitut: »Chancen und Hindernisse auf dem Weg zur Energiewende«. https://www.kupferinstitut.de/mediathek/factsheets

[4] »Bedarfsermittlung 2017-2030 – Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom«, Bundesnetzagentur, https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V17/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile

[5] Deutsches Kupferinstitut – Technische Auskunft: »Strom und Elektrizität – Wie kommt der Strom in die Steckdose?«

[6] Union de la Coordination de la Production et la Transmission de l'electricité

[7] Union de la Coordination de la Transmission de l'electricité, jetzt abgelöst durch ENTSO-E

[8] European Network of Transmission System Operators for Electricity, www.entsoe.eu (es gibt auch eine ENTSO-G für Gas)

[9] Günter Brauner: »Hochspannungs-Gleichspannungsübertragung als Verbindung in Übertragungsnetzen«. ETG-Journal 2/2018, S. 78

[10] R. Grebe: »Von wachsender Bedeutung: Netzstabilität in großen Verbundnetzen«. etz Elektrotechnik-Zeitschrift 6/1998, S. 35

[11] Friedhelm Noack: »Einführung in die elektrische Energietechnik«. Leipzig 2003

[12] Veröffentlicht in: ETG Mitgliederinformation 2/2011, S. 11

[13] M. Vidmar: »Die Transformatoren«. Berlin 1921. Zitiert in: Elektropraktiker 10/2004, Berlin, S. 793

[14] »Nuclear Power Plant Unit Olkiluoto 3«, https://www.tvo.fi/uploads/julkaisut/tiedostot/ydinvoimalayks_OL3_ENG.pdf

[15] http://2010.atomexpo.ru/mediafiles/u/files/Presentation/OBernstrauch.pdf

[16] Stefan Fassbinder: »Energieeffizienz im Schienenverkehr.« Elektropraktiker 1 & 2/2011 (www.elektropraktiker.de/nc/fachinformationen/fachartikel/energieeffizienz-im-schienenverkehr-teil-1-besonderheiten-der-energieerzeugung-und-physikalische)

[17] N. Furrer, A. Chacko, A. Stimmer, C. Imboden: »Grenzüberschreitende SDL-Angebote«. Bulletin SEV/AES 2/2015, S. 20

[18] Cédric Carnal, Petra Reinhardt: »PSGuard trägt zur Wiederzusammenschaltung des UCTE-Netzes bei«. (https://library.e.abb.com/public/0b29ca3a582a1944c1257046002569f9/ABB_Technik_PSGMS_Petra.pdf)

[19] https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/2018-03-06-press-release-continuing-frequency-deviation-in-the-continental-european-power-system.aspx

[20] DIN EN 50160:2011-02: »Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen«; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010.

[21] Stefan Fassbinder: »Analyse und Auswirkungen von Oberschwingungen – Teil 6: Die Normensituation«. Elektropraktiker 02/2014, S. 120 (www.elektropraktiker.de/nc/fachinformationen/fachartikel/analyse-und-auswirkungen-von-oberschwingungen-teil-6-die-normensituation)

[22] PQ-Box 200 (https://www.a-eberle.de/de/produktgruppen/pq-mobil/komponenten/pq-box-200)

[23] www.netzfrequenz.info/tag/mittelwerte; www.netzfrequenzmessung.de

[24] Kallmann, Roland: »Der schweizweite Bahnstromausfall vom 22. Juni 2005«. Bulletin SEV/VSE 17/2005, S. 33

[25] Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke

[26] Verband der Netzbetreiber

[27] Bund der Energie- und Wasserwirtschaft, www.bdew.de

[28] Bulletin SEV/VSE 25/2001