

**Vorwort**

Die Energiewende soll unser Klima retten; deshalb die politischen Aktivitäten ohne Rücksicht auf die Konsequenzen:

Ausstieg aus der Kohleverstromung, Umstieg auf die Elektromobilität, CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Verbot von Öl- und Erdgasheizungen bis zu Flugscham und Essvorschriften. Unsere Politiker sind da sehr erfindungsreich; denn das Thema Klimarettung ist allgegenwärtig und bringt sogar tausende Kinder und Jugendliche auf die Straße. Schließlich sind das ja zukünftige Wähler, für die gehandelt werden soll. Doch wie sieht unser Energiealltag aus? Unsere Abhängigkeit von einer gesicherten Stromversorgung wird uns immer erst dann bewusst, wenn kein Strom mehr geliefert wird, ob für Sekunden, Minuten, Stunden, Tage oder länger. Zuerst ist es nur ein wenig störend. Das Licht flackert oder der Rechner stürzt ab. Ärgerlicher ist dann schon die Verstellung aller Uhren, die synchron am Netz betrieben werden, weil keine konstante Frequenz mehr geliefert wird und wir deshalb zu spät zur Arbeit kommen.

Bleibt es dunkel, greifen wir spätestens nach einigen Stunden zum Telefon (sofern es noch geht) und rufen unseren Netzbetreiber an. Ist der Stromausfall großflächig, oder ist die Haussicherung ausgefallen? Doch das sind schon spezielle Fragen für den Fachmann. Die ganz große Mehrheit der Bevölkerung kann das Problem nur zur Kenntnis nehmen, jedoch nichts daran ändern.

Ist überhaupt Gefahr in Verzug?

Richtig ist auf jeden Fall die Zielvorgabe, Ressourcen zu schonen und langfristig auf fossile Energiequellen zu verzichten.

Noch hat Deutschland weltweit das sicherste Stromversorgungsnetz. 2017 betrug die durchschnittliche Unterbrechungsdauer nur 15,4 Minuten, 2018 nur 13,91 Minuten und 2019 nur 12,2 Minuten<sup>1</sup> von 52 560 Minuten eines Jahres. Aber Miniblackouts unter drei Minuten sind dabei nicht berücksichtigt.

Doch fragen wir zuerst, woher der Strom kommt und wie er verteilt wird. Da gibt es nicht nur technische Fragen. Zunehmend wirken sich auch wirtschaftliche Faktoren oder sogar spekulative Manipulationen auf die Stromversorgungssicherheit aus. So kommt es nahezu alle 15 Minuten zu Stabilitätsproblemen im Netz, weil alle 15 Minuten ein neuer Strompreis an der Strombörse veröffentlicht wird und dies zu Netzumschaltungen bei den Verbrauchern führt.

Spannend wird es auch, wenn wir an den zukünftigen Bedarf elektrischer Leistung denken, wie er aus den Maßnahmen zur Sektorkopplung im Verkehr und in der Wärmeversorgung entstehen wird.

Technische Argumente werden in der politischen Argumentation nicht genannt. Voraussetzungen, die eine gesicherte Stromversorgung garantieren, werden verschwiegen, bewusst oder tatsächlich aus Unkenntnis? Wind- und Solaranlagen können nur in ein vorhandenes stabiles Stromversorgungsnetz einspeisen und kein eigenes Netz aufbauen. Auch die vorhandene Sicherheitstechnik gegen Kurzschlussströme versagt, weil die Anlagen nur geregelte Nennströme liefern können. Deshalb ist ein Strategiewechsel erforderlich, um eine »Energiewende« realisieren zu können.

---

<sup>1</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201022\\_SAIDIStrom.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201022_SAIDIStrom.html)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. Stromerzeugung .....</b>	<b>11</b>	<b>6. Politische Verantwortung für Fehlinvestitionen.....</b>	<b>111</b>
1.1 Kraftwerke als Leistungserzeuger .....	14	6.1 Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich.....	111
1.2 Prinzipielle Wirkungsweise konventioneller Kraftwerke.....	15	6.2 Steinkohlekraftwerk Datteln .....	112
1.3 Prinzipielle Wirkungsweise von Blockheizkraftwerken .....	17	6.3 Vorschläge von Expertenkommissionen .....	113
1.4 Regenerative Energieerzeugungsanlagen.....	17	6.4 Atomausstiegs-Gesetz.....	116
1.4.1 Biogas Kraftwerke.....	17	6.5 Klimagesetze .....	118
1.4.2 Wasserkraftwerke.....	18	<b>7. Ausbau der Förderprogramme.....</b>	<b>119</b>
1.4.3 Prinzipielle Wirkungsweise der Pumpspeicherkraftwerke.....	21	7.1 Förderung Kohleausstieg.....	119
1.4.4 Solaranlagen.....	23	7.2 Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.....	122
1.4.5 Windenergieanlagen.....	27	7.3 Fördersätze für Biomasseanlagen .....	124
1.4.6 Brennstoffzelle.....	35	7.4 Förderung von Windenergieanlagen.....	125
1.4.7 Geothermie.....	37	7.5 Förderung von Solaranlagen .....	127
<b>2. Stromspeicher .....</b>	<b>39</b>	7.6 Förderung der Elektromobilität.....	127
2.1 Akkumulatoren.....	40	7.7 Förderung der Ladeinfrastruktur.....	129
2.2 Wärmespeicher.....	43	<b>8. Privatwirtschaftliche Verluste.....</b>	<b>130</b>
2.3 Power to Gas Umwandlung.....	43	8.1 Niedergang der Solarwirtschaft .....	132
<b>3. Derzeitige Energieversorgung .....</b>	<b>44</b>	8.2 Niedergang der Windenergiebranche.....	133
3.1 Primärenergieverbrauch in Deutschland .....	45	8.3 Neue Arbeitsplätze durch Rückbau alter Windanlagen .....	137
3.2 Elektrische Energieerzeugung .....	45	<b>9. Viele Forschungsinstitute leben nicht schlecht davon.....</b>	<b>138</b>
3.3 Anteile der einzelnen Erzeugeranlagen.....	47	9.1 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) .....	139
3.4 Verfügbarkeit elektrischer Leistung .....	48	9.2 Agora Energiewende .....	143
<b>4. Stromversorgung - heute .....</b>	<b>48</b>	9.3 Agora Verkehrswende.....	147
4.1 Leistungserzeugung und -bedarf im Jahresverlauf.....	49	<b>10. Umsetzung der politisch vorgegebenen Ziele.....</b>	<b>148</b>
4.2 Überschussleistung führt zu negativen Strompreisen .....	51	10.1 Klare Vorgabe .....	148
4.3 Strompreisbildung.....	55	10.2 Aufbau - Entwicklung der wissenschaftlichen Institutionen .....	148
<b>5. Zukünftige Stromversorgung .....</b>	<b>73</b>	10.3 Und die Wissenschaft macht auch mit.....	150
5.1 Smart Grid .....	73	10.4 Die Medien verstärken und profitieren.....	154
5.2 Sektorkopplung .....	75	<b>11. Manipulierte Informationen täuschen die Öffentlichkeit.....</b>	<b>155</b>
5.3 Verantwortung der Bundesnetzagentur (BNetzA) .....	76	11.1 Neue Studie »Windanlagen auf See liefern jeden Tag Strom« .....	156
5.4 Wird die Stromversorgungssicherheit gefährdet? .....	81	11.2 Einhundert Prozent regenerative Energien für Strom und Wärme.....	158
5.5 Blackout Gefahr.....	83	11.3 Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland? .....	159
5.6 Kosten eines Blackouts.....	85	11.4 Medien unterstützen den Zubau von Windenergieanlagen .....	159
5.7 Krisenvorsorge .....	86	11.5 Meeresspiegel-Anstieg.....	161
5.8 Wärmeversorgung.....	86	11.6 Gefahr durch Kohlekraftwerke.....	163
5.8.1 Wärmepumpen.....	90	<b>12. Fazit.....</b>	<b>166</b>
5.8.2 Solarthermie im Einfamilienhaus.....	92	<b>13. Literaturverzeichnis.....</b>	<b>171</b>
5.8.3 Energieeinsparverordnung.....	92		
5.9 Verkehr.....	93		
5.9.1 Elektromobilität.....	93		
5.9.2 Der Weg in die Wasserstoff-Gesellschaft.....	104		
5.9.3 Kann Wasserstoff die Energiewende noch retten?.....	110		

### 3. Derzeitige Energieversorgung

Die elektrische Stromerzeugung erfolgt bisher überwiegend in Kraftwerken, also in Braun- und Steinkohlekraftwerken, Kernkraft-, Gas-, Öl- und Müllverbrennungskraftwerken. Dabei muss deckungsgleich genau so viel elektrische **Leistung** erzeugt werden, wie benötigt wird. Zahlenangaben zur **Energie** sagen nichts über eine verfügbare Leistung aus.

Für Wärme und Verkehr werden Kohle, Gas und Öl als Primärenergieträger genutzt. Tabelle 2 listet den Primärenergieverbrauch (brutto) und den Nettoenergieverbrauch für die Jahre 2014 bis 2020 auf. Zur Erinnerung: Energie in Terawattstunden ist gleich Leistung in Gigawatt multipliziert mit der Zeit in Stunden. **Verbraucher benötigen für ihre Anwendungen aber die erforderliche Leistung.**

### 3.1 Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Primärenergieverbrauch (brutto)	Veränderung gegen Vorjahr	Energieverbrauch (netto, elektrisch)	Veränderung gegen Vorjahr
2020	11.619 [PJ] <sup>2</sup>	8,7%	488,7 [TWh] <sup>3</sup>	-8,5%
2019	12.815 [PJ] <sup>4</sup>	-2,4%	574,0 [TWh]	+11,3%
2018	13.129 [PJ]	-2,9%	515,6 [TWh]	-0,39%
2017	13.523 [PJ]	+0,24%	517,6 [TWh]	+0,7%
2016	13 491 [PJ]	+1,7%	513,9 [TWh]	+0,12%
2015	13 262 [PJ]	+0,6%	513,3 [TWh]	+0,17%
2014	13 180 [PJ]		512,4 [TWh]	

Tabelle 1. Energieverbrauch für die Jahre 2014 bis 2020

### 3.2 Elektrische Energieerzeugung

2020 wurden 488,7 TWh elektrische Netto-Energie erzeugt (Bild 23), das sind 282 TWh mehr als in 2019<sup>5, 6</sup>. 2020 lieferten die regenerativen Quellen 247 TWh oder 50,5% und 2019 (46%) 238 TWh. Bezogen auf die in 2020 hinzu gekommene installierte Leistung bei Wind- und Solaranlagen von 4,7 GW, sind 9 TWh ein sehr geringer Zuwachs. Mit anderen Worten: Die zusätzlich installierten Wind- und Solaranlagen mit 4,7 GW speisten von den 8760 Jahresstunden nur 1915 Stunden ihre Nennleistung ein. Die Leistung stand nur für knapp ein Viertel der Jahresstunden zur Verfügung, (die Zahlen differieren je nach benutzter Quelle geringfügig).

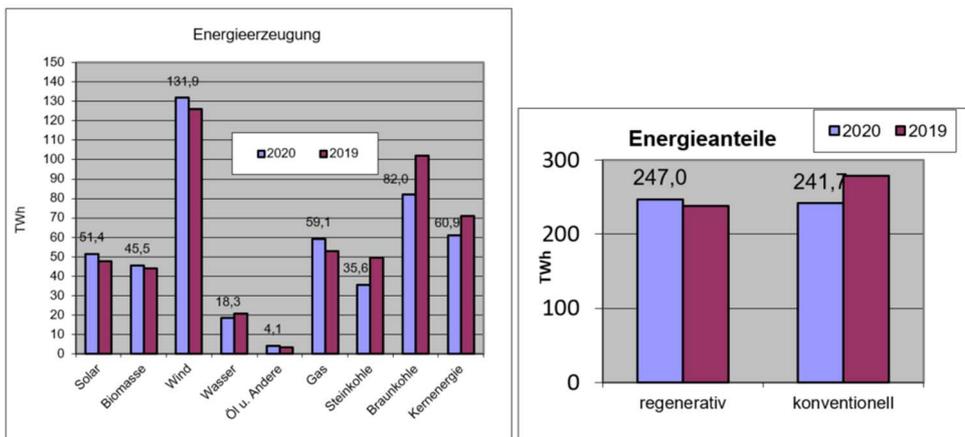


Bild 1. Nettoenergieerzeugung in Deutschland für 2020 - 2019

<sup>2</sup> <https://www.bdew.de/energie/primaerenergieverbrauch-in-deutschland-nach-energietraegern-2020/>

<sup>3</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmal-ueber-50-prozent.html>

<sup>4</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#primaerenergieverbrauch-nach-energietraegern>

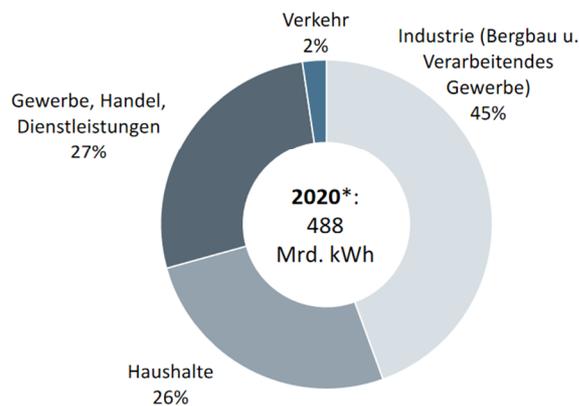
<sup>5</sup> <https://www.laborpraxis.vogel.de/wie-gruen-ist-strom-aus-deutschland-a-990423/>

<sup>6</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmal-ueber-50-prozent.html>

Die elektrische Energie von 488,7 TWh wird zu 98% in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen eingesetzt<sup>7</sup>, also Bereiche, die die meisten Arbeitsplätze bieten. Bild 24 zeigt die einzelnen Anteile. Die Überschrift »Stromverbrauch« im Chart ist nicht gerechtfertigt, weil Energieanteile dargestellt sind. Bemerkenswert ist der hohe Bedarf von 45% für die Industrie und 26% für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, zwei Sektoren, die den größten Teil der Arbeitsplätze zur Verfügung stellen. Im Verkehr werden nur 2% benötigt. Dieser geringe Anteil elektrischer Energie betrifft ausschließlich elektrisch betriebene Fahrzeuge, überwiegend bei der Bahn.

## Industrie nutzt knapp die Hälfte des Stroms

**Letztverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen 2020 in Deutschland**



\* vorläufig, teilweise geschätzt

Quelle: BDEW  
Stand 12/2020

Bild 2. Energieverbrauch in Deutschland nach Verbrauchergruppen

### 3.3 Anteile der einzelnen Erzeugeranlagen

Mit einer gesamten installierten **Windleistung** in 2020 von **54 938 MW aus 29 608 Anlagen** erzeugten diese einen Energieanteil von 132 TWh, das sind 27%. **Solaranlagen** waren mit **49 780 MW** aus über **1,7 Millionen** Anlagen installiert und lieferten 51,42 TWh, also 10,5% des **Nettoenergiebedarfs**. Leider sagen die Energieanteile nichts über die gelieferte Leistung aus, die jederzeit für den Verbraucher verfügbar sein muss, auch wenn die Charts mit »Stromerzeugung« beschriftet sind. Tabelle 3 listet alle in 2020 verfügbaren Erzeugeranlagen mit ihren installierten Leistungen auf<sup>8</sup>.

(Die Zahlen variieren je nach verwendeter Datenquelle)

<sup>7</sup> <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/stromverbrauch-deutschland-verbrauchergruppen/>

<sup>8</sup> <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/>

## Installierte Leistung und Erzeugung 2020\*

Gesamte Elektrizitätswirtschaft

Wind auf See

Wind an Land

Photovoltaik

Biomasse und

sonst. Erneuerbare Energien

sonstige konv. Energieträger

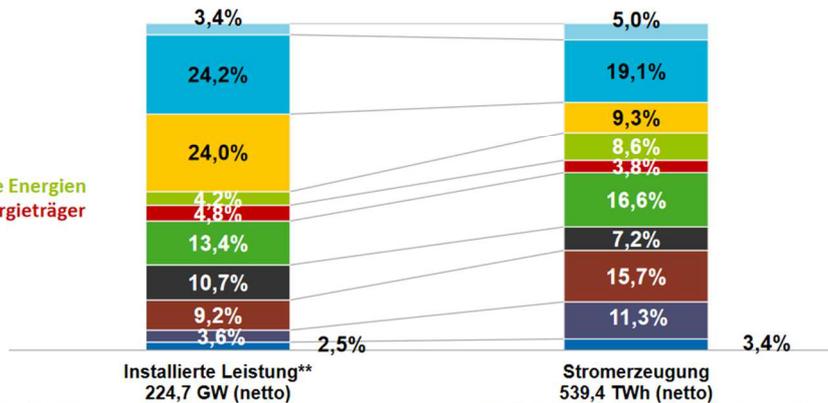
Erdgas

Steinkohle

Braunkohle

Kernenergie

Wasserkraft



Quellen: Destatis, BDEW; Stand 04/2021

\*vorläufig \*\*ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern

Bild 3. in 2020 verfügbare Erzeugeranlagen mit ihren installierten Leistungen

In 2020 betrug die gesamte installierte Solar- und Windleistung 116 GW, die 33,4% des Energiebedarfs lieferten. Konventionelle Kraftwerke lieferten mit einer installierten Leistung von 82,9 GW 50,8% des Netto-Energieverbrauchs! Der elektrische Nettoenergieerzeugung 2020 mit 539,4 TWh, verteilt sich auf folgende Erzeugerquellen:

- 45,4% oder 244,9 TWh regenerativ
- 39,5% oder 213,2 TWh auf Kohlenstoffbasis (Braun-, Steinkohle, Erdgas)
- 11,3% oder 60,9 TWh auf Kernenergie

Braun- und Steinkohle lieferten mit 44,7 GW installierter Leistung allein 123,5 TWh des elektrischen Energiebedarfs, das entspricht 22,9%.

### 3.4 Verfügbarkeit elektrischer Leistung

Zur Erinnerung: elektrische Leistung wird in Watt, kW, MW oder GW gemessen und angegeben. Die Energie, die sich aus der über eine Zeitspanne bezogenen Leistung berechnet, wird in Wattsekunden (Ws) bzw. für große Energiemengen in Kilowattstunden (kWh), Megawattstunden (MWh), Gigawattstunden (GWh) oder Terawattstunden (TWh) angegeben. Ein Vierpersonenhaushalt benötigt ca. 3500 kWh in einem Jahr. Der Bedarf für die gesamte Bundesrepublik liegt bei ca. 600 TWh, das sind 600 Milliarden kWh. Dabei schwankt der monatliche Bedarf nach Jahreszeit und Monat zwischen 60,4 TWh im Januar und 43,4 TWh im Juni 2019. Im Durchschnitt beträgt der monatliche Bedarf 50,3 TWh, das sind 70 GW über 24 Stunden (Bild 25)<sup>9</sup>. Auch hier wird wieder von Bruttostromerzeugung gesprochen und Energieanteile dargestellt. 2020 verringert sich der Bedarf um ca. 9,5%.

<sup>9</sup> <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/monatliche-stromerzeugung-deutschland/>

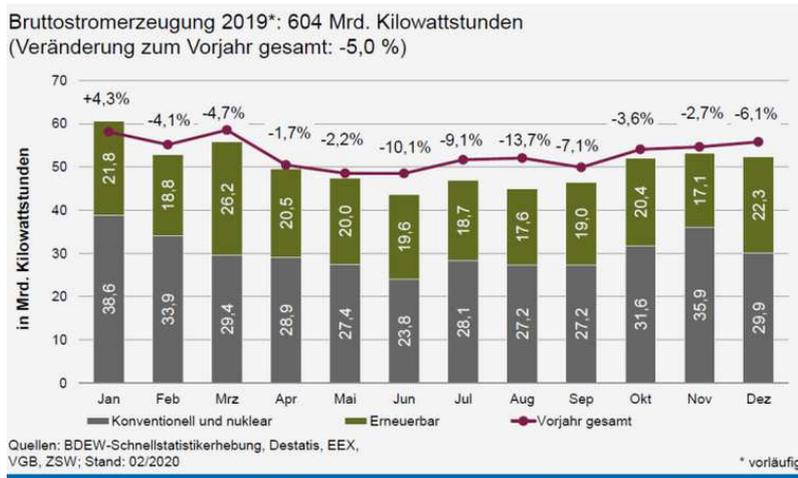


Bild 4. Monatliche **Energieerzeugung** in Deutschland

#### 4. Stromversorgung - heute

Eine gesicherte Stromversorgung garantiert, dass der benötigte Strom beim Einschalten einer Last in der erforderlichen Höhe auch fließt. Die konventionellen Kraftwerke konnten bisher die aus den unterschiedlichen Lastbedarfen entstehende schwankende Leistung durch eine interne Leistungsregelung problemlos zur Verfügung stellen. Aus Netzstabilitätsgründen ist dafür eine konventionelle **Mindesterzeugerleistung**<sup>10</sup> erforderlich, die nicht ohne Weiteres vom Netz genommen werden darf. Die konventionellen Kraftwerke halten auch dynamisch (kurzfristig) durch ihre gespeicherte kinetische Energie in den rotierenden Massen die Netzfrequenz konstant. Probleme gibt es mit den regenerativen Energieanlagen. Wird mehr Leistung benötigt als die regenerativen Anlagen liefern können, müssen die konventionellen Kraftwerke einspringen. Steht dafür keine Reserveleistung mehr zur Verfügung, werden unter Anwendung der **demand side management (DSM) Maßnahmen**<sup>11</sup> Verbraucher abgeschaltet. Liefern die regenerativen Anlagen mehr Leistung als benötigt wird, müssen die konventionellen Kraftwerke aus Netzstabilitätsgründen regional verteilt weiterhin ca. 25% bis 30% der Leistung ins Netz einspeisen, dürfen also nicht beliebig weit abgeregelt werden. Damit entsteht eine Überschussleistung, für die es keine Abnehmer gibt. Hier werden wieder DSM-Maßnahmen aktiv, um Verbraucher zu suchen<sup>12</sup> (*Bericht über die Mindesterzeugung 2019, Seite 66*).

Bei zu großem Leistungsüberschuss aus regenerativen Anlagen muss dieser entsorgt werden. Er wird ins Ausland exportiert, häufig sogar mit negativen Strompreisen. Das EEG verhindert, dass aus wirtschaftlichen Überlegungen Windenergieanlagen abgeregelt oder gar abgeschaltet werden, so wie bei den konventionellen Kraftwerken. So lange die Leistung über die Leitungen abtransportiert werden kann, muss sie auch bezahlt, abgeführt und teilweise zu negativen Strompreisen entsorgt werden, wie beispielsweise die Bilder 31 und 32 für den 5. Juli 2020 zeigen<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html)

<sup>11</sup> <https://de.wikipedia.org/wiki/Laststeuerung>

<sup>12</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung\\_2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

<sup>13</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/05.07.2020/10.07.2020/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/05.07.2020/10.07.2020/)

## 4.1 Leistungserzeugung und -bedarf im Jahresverlauf

6,5 Monate Wind- und Solarleistung kleiner 12 GW bei 106 GW in 2018 installierter Leistung

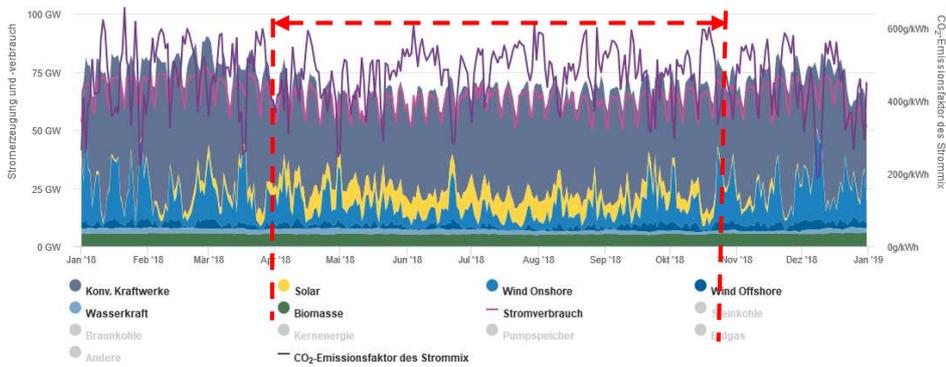


Bild 5. elektrische Leistung im Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2018<sup>14</sup>

Sechs Monate Wind- und Solarleistung kleiner 18 GW bei 110,1 GW installierter Leistung in 2019

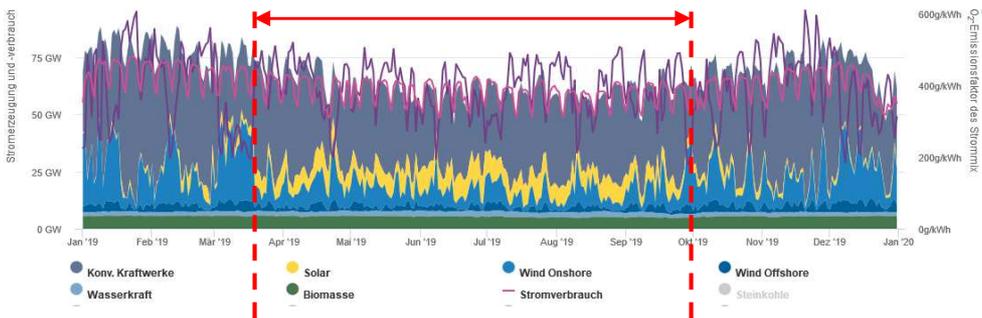


Bild 6. elektrische Leistung für den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2019<sup>15</sup>

Von April bis Dezember weniger als 16 GW aus Wind- und Solarleistung bei 116 GW installierter Leistung in 2020 (von der gesamten regenerativ erzeugten Leistung mit ca. 23,5 GW muss die aus Wasserkraftwerken mit 2,3 GW und aus Biogaskraftwerken mit 5,2 GW abgezogen werden)

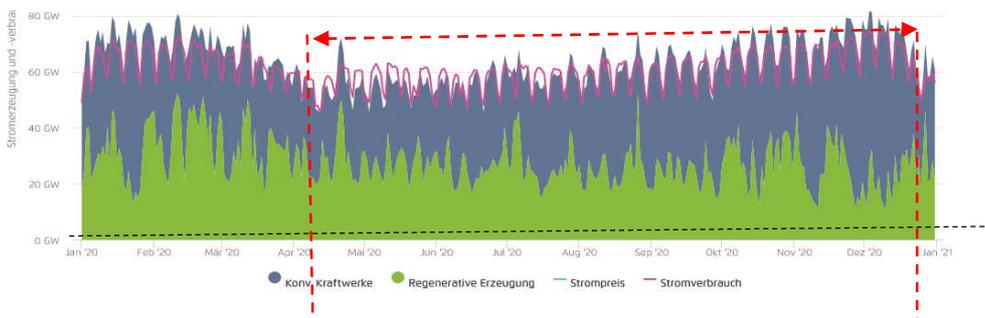


Bild 7. elektrische Leistung für den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2020<sup>16</sup>

Zu einer »Dunkelflaute« kam es vom 15. bis zum 25.01.2017, wie Bild 29 zeigt. An zehn Tagen betrug die Wind- und Solareinspeisung weniger als 5 GW. Alle verfügbaren Kraftwerke waren am Netz, und es gab keine

<sup>14</sup> [https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation/01.01.2018/31.12.2018/](https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power_generation/01.01.2018/31.12.2018/)

<sup>15</sup> [https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation/01.01.2019/31.12.2019/](https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power_generation/01.01.2019/31.12.2019/)

<sup>16</sup> [https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/01.01.2020/31.12.2020/](https://www.agora-energielwende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/01.01.2020/31.12.2020/)

Reserveleistung mehr. Der maximale Leistungsbedarf betrug 85 GW, und knapp 80 GW mussten von den konventionellen Kraftwerken geliefert werden.

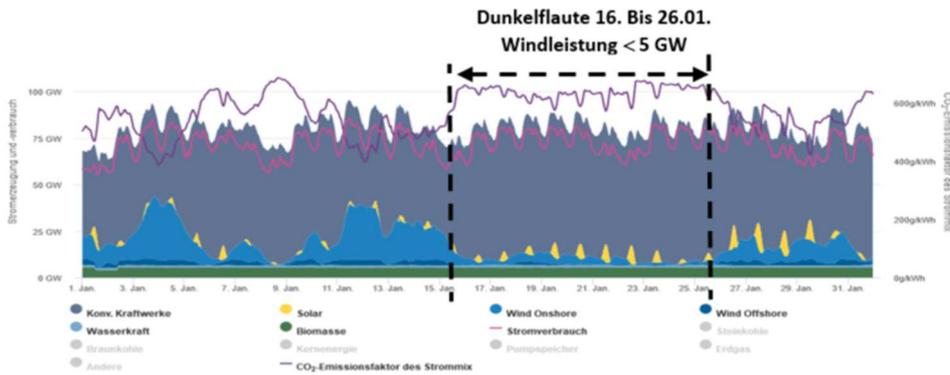


Bild 8. elektrische Leistung vom 1. Januar bis 31. Januar 2017 mit Dunkelflaute<sup>17</sup>

## 4.2 Überschussleistung führt zu negativen Strompreisen

Anders am Sonntag, 5. Juli 2020 von 11:00 bis 16:00 Uhr. Der Leistungsbedarf war 61 bis 54 GW, regenerativ wurden 57 bis 49 GW erzeugt, das entspricht 92%. Es fehlten noch 4 bis 5 GW. Konventionell wurden 15 GW erzeugt; d.h. 10 GW mehr, was 16% bis 18% des Bedarfs<sup>18</sup> entspricht, damit die Netzstabilität garantiert werden konnte (Bilder 30, 31).

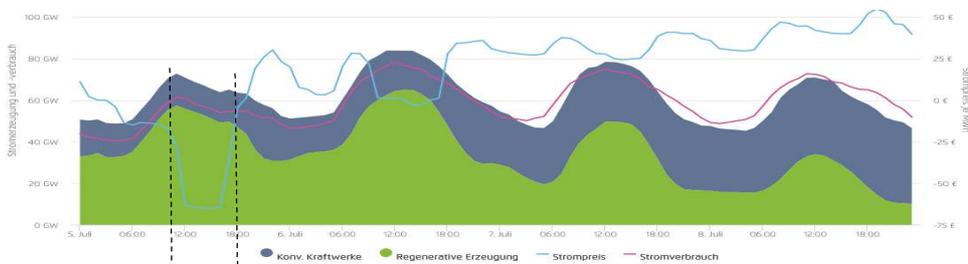


Bild 9. Strompreis, Erzeugung und Verbrauch in der Zeit vom 5. bis 8. Juli 2020

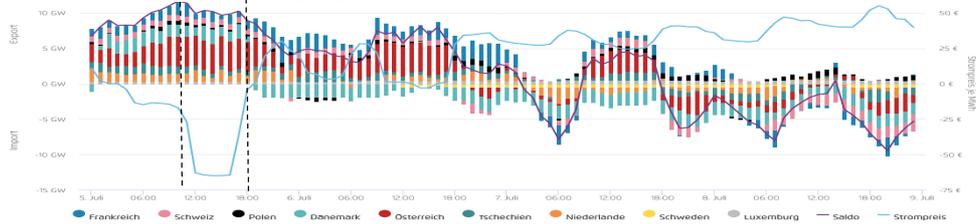


Bild 10. Leistungsimport- und -export in der Zeit vom 5. bis 8. Juli 2020<sup>100</sup>

Es kam zu einem negativen Strompreis von 65 €/MWh (6,5 Cent/kWh).

Vier Stunden lang wurden 11 GW zu diesem Preis exportiert.

**Das kostete 2,86 Millionen Euro!!**

<sup>17</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation/01.01.2017/31.01.2017/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/01.01.2017/31.01.2017/)

<sup>18</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/05.07.2020/08.07.2020/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/05.07.2020/08.07.2020/)

Aber man lernt nicht aus der Vergangenheit. Schon vom 6. bis 9. Dezember 2019 gab es eine sehr hohe regenerative Stromerzeugung, wie Bild 32 zu entnehmen ist<sup>19</sup>. Es wurden zwischen 42 GW und 54 GW regenerativ erzeugt, was einem Anteil von 80% bis 82% des Bedarfs von 52 GW bis 66 GW entsprach. Rein rechnerisch hätten danach für eine 100% Abdeckung die konventionellen Kraftwerke nur eine Leistung von 20% zusätzlich bereitstellen müssen. Aus Netzstabilitätsgründen und zur Konstanzhaltung der Frequenz von 50 Hz mussten aber 40% zusätzlich erzeugt werden. Damit gab es Strom, den keiner benötigte. Durch den Stromexport von 12 GW am 8. Dezember 2019 in der Zeit von 5:00 bis 10:00 Uhr zu einem Strompreis von -50 €/MWh entstanden Kosten von drei Millionen Euro.

(12 GW\*5h = 60 GWh\* 50 €/MWh = 3 Millionen Euro).

In den Medien wird dieser Stromexport als Erfolg vermeldet. Dass die Kohlekraftwerke weiterliefen, interpretierten die Energieexperten als »Gier der Stromkonzerne«, die damit ein Geschäft machen würden. Im Kapitel 4.3 mehr über die Strompreisbildung.

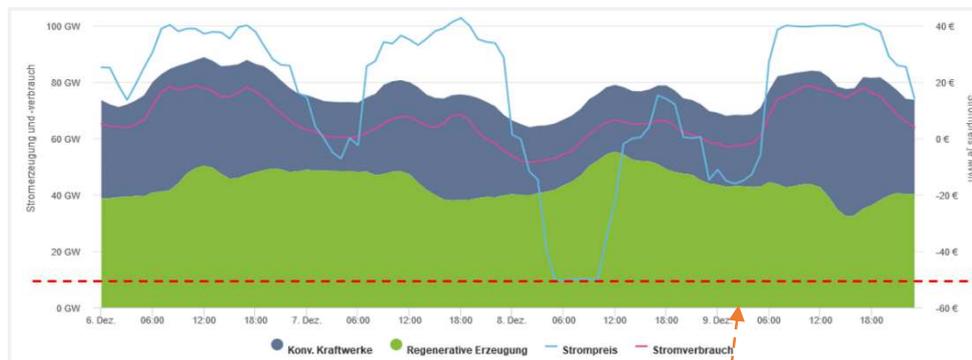


Bild 11. Strompreis, Verbrauch und Erzeugung vom 6. bis 9. Dezember 2019  
maximaler negativer Strompreis 50 Euro/MWh = 5 Cent/kWh

Bild 33 zeigt Erzeugung, Verbrauch und Strompreise vom 28. bis 31. Oktober 2017 während des Herbststurmes Herwart mit Windgeschwindigkeiten bis zu 100 km/h (28 m/s), das entspricht Windstärke 10<sup>20</sup>. Auch hier kam es zu den gleichen Zuständen, dass Überschussleistung zu negativen Strompreisen exportiert werden musste.

<sup>19</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/06.12.2019/09.12.2019/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/06.12.2019/09.12.2019/)

<sup>20</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/28.10.2017/31.10.2017/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/28.10.2017/31.10.2017/)

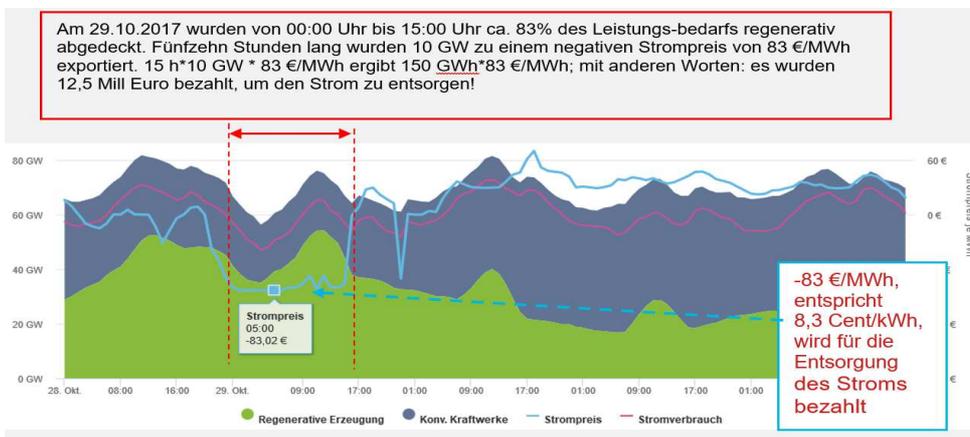


Bild 12. Strompreise, Stromerzeugung und Verbrauch vom 28. bis 31. Oktober 2017: Auch am Sonntag, 8. Mai 2016, lag der Leistungsbedarf zwischen 67 GW und 60 GW, wovon die regenerativen Anlagen 83% zur Verfügung stellten (Bilder 34 und 35)<sup>21</sup>. Es fehlten noch 12 GW, konventionell erzeugt wurden aber 20 GW, weil die konventionellen Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität nicht ihre Leistung reduzieren durften.

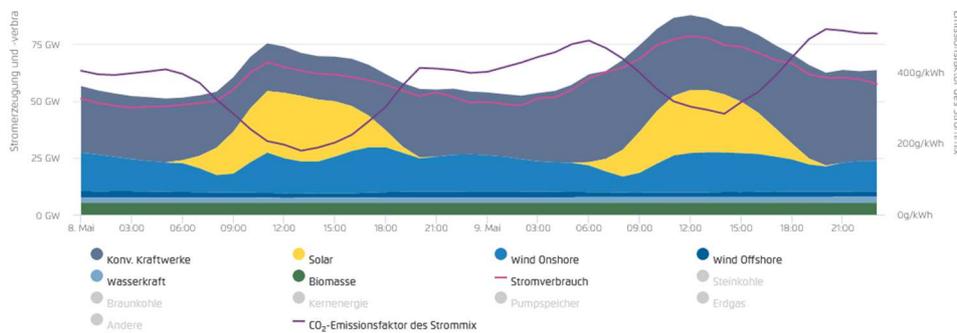


Bild 13. Stromerzeugung und Stromverbrauch am 8. Mai 2016

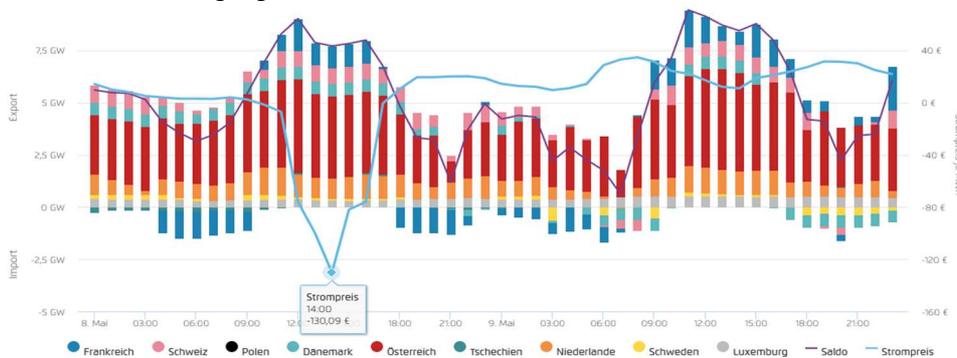


Bild 14. Strom-Import/Export am 8. Mai 2016 (130 €/MWh sind 13 Cent/kWh) Aufgrund der dadurch entstandenen Stromüberproduktion von 8 GW kam es am 8. Mai 2016 in der Zeit von 11:00 bis 17:00 Uhr an der Strombörse zu negativen Strompreisen von bis zu 130 € je MWh, das sind 13

<sup>21</sup> [https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation/08.05.2016/09.05.2016/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/08.05.2016/09.05.2016/)

Cent/kWh. In der gleichen Zeit wurden ca. 8 GW Leistung exportiert<sup>73</sup>. Für diese Stromversorgung von 8 GW über 6 Stunden mussten 6,24 Millionen Euro bezahlt werden. »Verkauft«, besser entsorgt, wurde also nicht der Kohlestrom, wie immer wieder von den »Energieexperten« behauptet wird, sondern der zuviel erzeugte regenerative Strom. Doch diese Entwicklung wird sich mit dem Ausbau der Wind- und Solaranlagen immer häufiger wiederholen. Billiger wäre es gewesen, die regenerative Leistung gar nicht abzunehmen und nur den so genannten Geisterstrom zu bezahlen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie stellte aber hoch erfreut fest, dass die erneuerbaren Energien ihren Beitrag zum gesamten Energieverbrauch im ersten Halbjahr 2020 gesteigert hätten. Windkraft und Solarenergie verzeichneten aufgrund günstiger Witterung ein Plus von zehn Prozent. Beiläufig wurde erwähnt, dass aufgrund der CORONA Pandemie der Energieverbrauch bis Ende 2020 um sieben bis zwölf Prozent gesunken war. Weil sich die Bezugsgröße reduzierte, erhöhte sich entsprechend der regenerative Anteil. Nicht erwähnt wurde auch, dass aufgrund der Frühjahrsstürme von Januar bis März 2020 im Mittel ca. 10 GW, das sind etwa 20 TWh, exportiert wurden. Zeiten mit stark schwankender Einspeisung kommen regelmäßig vor, sind aber nicht planbar. Lieferten im ersten Quartal 2020 Wind- und Solaranlagen 58,7 TWh, waren es in der gleichen Zeit 2021 nur 41,9 TWh, das sind 28,6% weniger.

Auch die von Politikern und den selbsternannten »Energieexperten« vorgetragene Interpretation, dass eine ausreichende regenerative Leistung für den Export zur Verfügung stünde, verfälscht die Tatsachen und täuscht die Öffentlichkeit. Die Überschussleistung wird bei unseren europäischen Nachbarn entsorgt. Diese bekommen noch Geld obendrauf, wenn sie unsere überschüssigen Kilowattstunden abnehmen. Man könnte annehmen, dass darüber große Freude entsteht. Aber das Gegenteil ist der Fall. Durch diese Stromschwemme müssen die eigenen Kraftwerke abgeregelt und können somit nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Das sind dann die Redispatch Maßnahmen.

So entsteht das Paradoxon, dass in der Schweiz und in Österreich kein Wasserkraftwerk mehr wirtschaftlich zu betreiben ist. Zur Abschottung haben die Niederlande und Polen »Stromsperren« gebaut, mit denen sie den einfließenden Strom drosseln oder gar verhindern können. Dennoch wird das für den deutschen Stromkunden nur unwesentlich besser. Es muss zwar kein negativer Strompreis mehr bezahlt werden; teuer bleibt es aber trotzdem. Wenn der regenerative Überschussstrom nicht mehr abgenommen werden kann, weil kein Abnehmer da ist, müssen Windparks abgeschaltet werden. Die Betreiber bekommen dennoch Geld für ihren »Geisterstrom«. Bezahlt wird die theoretisch mögliche erzeugte Energiemenge während der Abschaltzeit. Von Januar bis Anfang April 2019 wurden dafür 3,23 Milliarden Kilowattstunden Windstrom während der Frühjahrsstürme zwangsweise »abgeregelt«, und es wurden 364 Millionen Euro an die Betreiber der Anlagen gezahlt. Ein Jahr zuvor waren es nur 228 Millionen gewesen.

## **5. Zukünftige Stromversorgung**

Gerät die Stromversorgungssicherheit durch Abschaltung konventioneller Kraftwerksleistung in Gefahr? Wie wirkt sich die geplante Sektorkopplung auf den künftigen Strombedarf aus? Was kann ein Smart Grid verbessern? Das sind Fragen, die vor allem technisch und nicht nur politisch beantwortet werden müssen.

### **5.1 Smart Grid**

Unter dem Stichwort »Digitalisierung« soll mittels Verschiebung und Zuschaltung von Lasten das fluktuierende Angebot aus erneuerbaren Energien effizient ausgeglichen werden. Bild 15 zeigt den erforderlichen Aus- und Umbau der Verteilernetze zum Smart Grid.

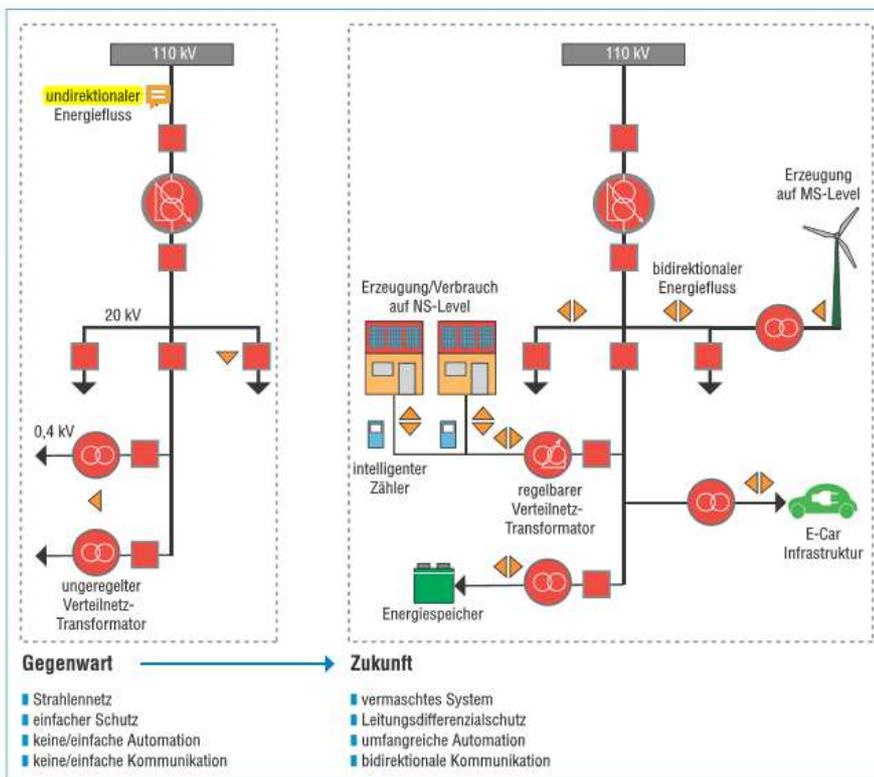


Bild 15. Aus- und Umbau der Verteilernetze zum Smart Grid  
(Quelle: Burgholte, Schmutziger Strom Seit 15, Hüthig Verlag).

Mit Hilfe der Digitalisierung sollen Bedarf und Erzeugung elektrischer Leistung synchronisiert werden. Das Umweltbundesamt definiert: **Intelligente Stromnetze (Smart Grids)** kombinieren Erzeugung, Speicherung und Verbrauch. Eine zentrale Steuerung stimmt sie optimal aufeinander ab und gleicht somit Leistungsschwankungen – insbesondere durch fluktuierende erneuerbare Energien – im Netz aus. Die Vernetzung erfolgt dabei durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie dezentral organisierter Energiemanagementsysteme zur Koordination der einzelnen Komponenten.

Das bedeutet, dass in einem Smart-Grid nicht nur Energie sondern auch Daten transportiert werden, so dass Netzbetreiber in kurzen Abständen Informationen zur Energieproduktion und zum Energieverbrauch erhalten. Bisher hatten die Netzbetreiber weder Kontrolle noch Kenntnis, wann und wo eine dezentrale Erzeugungsanlage Strom ins Netz einspeist. Wird der Anteil solcher »unkoordinierter« Erzeuger zu hoch, steigt das Risiko von instabilen Netzzuständen.

Durch intelligente Vernetzung, Lastmanagement und Nachfrageflexibilisierung können somit eine effiziente Nutzung und Integration der erneuerbaren Energien sowie eine Optimierung der Netzauslastung erreicht werden<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid>

Die Theorie des Umweltbundesamtes hört sich ja ganz gut an. Aber welche Konsequenzen sind damit verbunden? Wie wirken sich **intelligente Vernetzung, Lastmanagement und Nachfrageflexibilisierung** praktisch aus?

Es handelt sich um Schlagworte, die unter dem Stichwort **Demand side management** propagiert werden. Verteilt werden kann nur das, was auch vorhanden ist. Ist nicht ausreichend regenerative Leistung vorhanden, fordert ein Lastmanagement die Abschaltung der Lasten, beispielsweise in der Industrie, wo sich der Stromeinsatz variieren lässt, wie in Mühlen, Öfen, Pumpen oder Kühlhäusern. Mit Hilfe der in der Einführung befindlichen **Smart Meter** kann dann auch künftig der Energieversorger in jedem privaten Haushalt den Leistungsbezug mit schwankenden Preisen steuern. Bei zu wenig regenerativer Leistung muss eben das E-Mobil, die Waschmaschine oder der Geschirrspüler einmal warten. Das Bundeswirtschaftsministerium informiert darüber in einem Newsletter<sup>23</sup>: *Alle Stromkunden mit einem Stromverbrauch von mehr als 6000 Kilowattstunden (kWh) pro Jahr werden ab sofort verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet. Privathaushalte mit einem geringeren Verbrauch erhalten zunächst nur einen digitalen Stromzähler (Fachbegriff »moderne Messeinrichtung«). Diese Stromzähler können aber optional mit einem Smart Meter ausgerüstet werden. Die neue Technik lohnt sich in vielerlei Hinsicht. Smart Meter bilden künftig eine gesicherte Plattform für neue, digitale Leistungen (Smart-Home-Dienste). Die Vorteile von Smart Metern für Privathaushalte auf einen Blick:*

- *mehr Transparenz beim Energieverbrauch*
- *Einsparpotential besser identifizieren, Energieeffizienz steigern*
- *bessere Steuerung der Stromnetze erspart den Endverbrauchern Geld*
- *Ablesetermine vor Ort entfallen*
- *Abschlags- und Nachzahlungen können vermieden werden*
- *Energieversorger können flexible Stromtarife anbieten, mit denen die Stromnutzung zu bestimmten Zeiten günstiger wird.*
- *Das Smart Meter als sichere digitale Plattform bietet Zusatzdienste und erhöht damit nicht nur die effiziente Stromnutzung in Privathaushalten und Unternehmen. Es erfüllt auch wichtige Aufgaben für die Energiewende, um unter anderem mehr Strom aus erneuerbaren Energien in die Netze aufnehmen zu können.*

Bislang müssen die Netzbetreiber die Stromnetze für das Maximum der Belastung planen, basierend auf Erfahrungen und Prognosen. Smart Meter liefern den Netzbetreibern künftig aktuelle Netzzustandsdaten, so dass sie die Netze bedarfsorientiert betreiben, ihre Datengrundlage verbessern und entsprechend planen können. Darüber hinaus ermöglicht ein intelligentes Management die optimale Auslastung der bestehenden Leitungen. Das ist günstiger und effektiver, als landesweit neue Stromleitungen zu verlegen, wenn zukünftig beispielsweise vermehrt Wärmepumpen und Ladesäulen für Elektroautos installiert werden. Die Zahl der Baustellen wird reduziert und daraus resultierende höhere Netzentgelte für Stromkunden werden vermieden.

### **Im Klartext heißt das: Zuteilung der Leistung, nur wenn sie verfügbar ist!**

In dem Moment, in dem Strom benötigt wird, muss er auch in den Kraftwerken oder aus regenerativen Anlagen erzeugt werden, oder er muss aus einem Stromspeicher kommen. Was heute möglich ist, wurde im Kapitel 4 behandelt.

---

<sup>23</sup> <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/03/Meldung/news2.html>

## 5.2 Sektorkopplung

Die Ziele sind klar definiert. Unter dem Schlagwort »**Sektorkopplung**« sollen die Bereiche der Strom- und Wärmeversorgung sowie der komplette Verkehrssektor auf regenerative Energiequellen umgestellt werden. Geplant wird ein **Integriertes Energiesystem**, wie es die Deutsche Energie Agentur (dena) in ihrer Leitstudie beschreibt<sup>24</sup>: *Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert auch den Umbau des Energiesystems. Eine besondere Rolle spielen hierbei sektorübergreifende Verbindungen von Strom, Wärme und Verkehr. Elektromobilität etwa stellt wortwörtlich eine solche Verbindung dar. Inwiefern zukünftig dabei auch der digitalen Vernetzung eine Schlüsselrolle zukommt, zeigt der Schwerpunkttext zum Thema Digitalisierung.*

Für die dena geht es nicht nur um die Verbindung der verschiedenen Energiebereiche. Auch die Verknüpfungen innerhalb der Sektoren sollen verstärkt werden. So wird für die dena aus Sektorkopplung »**integrated energy**«, ein integriertes Energiesystem, in dem alle Teile aufeinander abgestimmt werden können.

Die **dena-Leitstudie „Integrierte Energiewendelpulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“** liefert im Teil A ab Seite 5 den Ergebnisbericht und die Handlungsempfehlungen und im Teil B ab Seite 55 den Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)<sup>25</sup>.

Wie sieht es aber mit der Verfügbarkeit und der Versorgungssicherheit aus? Wo ergeben sich Probleme für die Anwender?

## 5.3 Verantwortung der Bundesnetzagentur (BNetzA)

Für die Stromversorgungssicherheit ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) zuständig. Sie entscheidet, ob und wo Kraftwerke stillgelegt werden dürfen. Am 15. April 2020 wurde wieder eine neue Liste veröffentlicht<sup>26</sup>. Ab April 2020 sind 8,456 GW installierter Leistung endgültig oder vorläufig zur Stilllegung geplant, und davon sind 6,98 GW als systemrelevant eingestuft. Es sind konventionelle Kraftwerke, Wasser- und Heizkraftwerke im Leistungsbereich zwischen 846 MW bis 17,2 MW aufgeführt. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) prüft jeden Stilllegungsantrag, ob es sich dabei um **systemrelevante Kraftwerke** handelt.

Das ist dann der Fall, wenn eine dauerhafte Stilllegung des Kraftwerks mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Trifft dies auf eines oder mehrere der angezeigten Kraftwerke zu, weist der ÜNB diese als systemrelevant aus. Die Bundesnetzagentur muss diese Ausweisung genehmigen. Infolgedessen kann ein Weiterbetrieb der Kraftwerke von jeweils bis zu 24 Monaten erfolgen, und eine Stilllegung ist damit zunächst ausgeschlossen.

Am 1. Dezember 2020 erhielt auch das fünf Jahre alte Kraftwerk Hamburg-Moorburg den Zuschlag im Auktionsverfahren der BNetzA zur Stilllegung schon in 2021<sup>27</sup>. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber werden bis Anfang März 2021 über die Systemrelevanz von Moorburg entscheiden. Sollte Moorburg als nicht systemrelevant eingestuft werden, wird die Kohleverfeuerung spätestens zum 1. Juli 2021 eingestellt. Falls Moorburg als systemrelevant eingestuft wird und die Bundesnetzagentur diese Einschätzung bestätigt, muss das

<sup>24</sup> <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/sektorkopplung/>

<sup>25</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)

<sup>26</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_2020\\_02.pdf?jsessionid=50D0A9ADC8BE5CCA74941D00E331F036?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2020_02.pdf?jsessionid=50D0A9ADC8BE5CCA74941D00E331F036?__blob=publicationFile&v=3)

<sup>27</sup> <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2020/kraftwerk-moorburg-erhalt-zuschlag-im-auktionsverfahren>

Kraftwerk für einen noch zu bestimmenden Zeitraum in Reserve gehalten werden und betriebsbereit bleiben. **Die im Standby verbleibende Verfügbarkeit der Kraftwerksleistung wird entsprechend vom Stromkunden vergütet!** Die erforderliche Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 listet die BNetzA auf<sup>28</sup>. Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt 6.596 MW für den Winter 2020/2021 und 8.042 MW für das Jahr 2024/2025. Diese Leistung bucht und bezahlt die BNetzA bei ausländischen Kraftwerksbetreibern allein für die Reservehaltung. Die Kilowattstunde, die dann tatsächlich geliefert wird, muss natürlich noch extra bezahlt werden. In den Jahren 2017 und 2018 entstanden so Kosten von ca. 1.500 Millionen Euro pro Jahr.

**Konventionelle Kraftwerke garantieren die gesicherte Stromversorgung. Windenergieanlagen stuft die BNetzA mit einem Beitrag von 1 % zur gesicherten Stromversorgung und Solaranlagen nur mit 0% ein. Es fehlen die entsprechenden Langzeitspeicher zur Überbrückung der Einspeiselücken.**

Das politisch vorgegebene Ziel einer 100%igen regenerativen Stromversorgung ist derzeit weder technisch realisierbar noch überhaupt absehbar. Es wurde schon darauf hingewiesen, dass eine konstante Frequenz nur durch die so genannten 50 Hz-Kraftwerke garantiert werden kann. Alle regenerativen Erzeugungsanlagen sind technisch nicht dazu befähigt und besitzen auch nicht die dafür erforderliche Leistung. Nicht einmal für eine 80%ige regenerative Stromversorgung wären regenerative Anlagen geeignet. Das schreibt das Handelsblatt am 10. Oktober 2019 unter dem Titel »Deutschlands Rechnung zur Energiewende geht nicht auf«<sup>29</sup>.

**Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist derzeit technisch nicht realisierbar.**

## 12. Fazit

**Da stellt sich die Frage: Wohin steuert die Energiewende?**

Noch hat Deutschland eine gesicherte elektrische Stromversorgung mit konstanter Frequenz und Spannungen in engen Toleranzen. Das Stromversorgungsnetz ist europäisch stark vernetzt. Darüber kann jederzeit die zwingend erforderliche Gleichheit zwischen Verbrauch und Erzeugung garantiert werden.

Doch das soll sich ändern. Die Energieversorgung soll auf dezentrale und regenerative Erzeugung umgestellt werden. Überwiegend sollen Wind- und Solaranlagen die elektrische Leistung liefern, denn die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken ist politisch beschlossen. 2022 wird das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet, und spätestens 2038 sollen alle Kohlekraftwerke vom Netz gehen, ohne dass eine belastbare Vorstellung darüber besteht, wie diese Leistung ersetzt werden soll.

**Mit den derzeit verfügbaren Systemen kann keine gesicherte Stromversorgung mehr garantiert werden.**

Es fehlt die erforderliche Kraftwerksleistung, die die konstante Netzfrequenz von 50 Hz vorgibt, und es fehlen Langzeitspeicher, die die wetterabhängigen Einspeisepausen von Wind- und Solaranlagen überbrücken. Alle derzeit bestehenden und auch geplanten Wind- und Solaranlagen sind nicht in der Lage, ein eigenes 50 Hz-Netz aufzubauen. Als Ersatz für die abgeschalteten Kohle- und Kernkraftwerke müssten neue Gaskraftwerke gebaut werden, und zwar mindestens mit der Leistung, die durch die abgeschalteten Kraftwerke fehlt, das wären allein 47 neue Gaskraftwerke. Nur diese Kraftwerke können eine gesteuerte Mindestleistung einspeisen und das Netz stabilhalten!!.

---

<sup>28</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

<sup>29</sup> <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-deutschlands-rechnung-zur-energiewende-geht-nicht-auf/25092194.html>

