

Kurzstatement zur Stellungnahme für den Bundestagsausschuß für Wirtschaft und Energie am 15.06.2020 von Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Lehrstuhl für Energieverteilung und Hochspannungstechnik, BTU Cottbus-Senftenberg

Kurzstatement zur Stellungnahme Prof. Schwarz (Jeweils mit Bezug auf die beiliegende Hintergrundinformation)

- Innerhalb der letzten 200 Jahre hat sich die Weltbevölkerung fast verzehnfacht. Durch deren nachvollziehbaren Anspruch auf Ressourcennutzung und Wohlstand kam es in diesem Zeitraum zu einem, dem Bevölkerungswachstum vergleichbaren Anstieg bei der Nutzung von Energieträgern, dem Anstieg der CO₂ Emissionen und dem Anstieg der Jahresmitteltemperatur (Hintergrund-Info Bilder 1.1-1.4).
- Der daraus sich abzeichnende Klimawandel ist eines der existentiellsten Probleme der Menschheit und erfordert massive Anstrengungen bei der Entwicklung CO₂ armer /-freier Technologien zur globalen Bereitstellung von Kraft, Strom, Wärme, Mobilität ect.
- Diese Lösungsansätze **müssen aber frei von ideologischen Wunschenken den physikalischen Grundgesetzen folgen**, die im jeweiligen Anwendungsbereich gelten und dabei die Auswirkungen auf das Gesamtsystem im Blick haben.
- Im Bereich der CO₂-ärmeren Stromerzeugung hatte Deutschland bereits ab 1995 und damit im weltweiten Vergleich sehr früh mit dem Ausbau regenerativer Energien begonnen und hierfür vor 20 Jahren das EEG geschaffen. Im Sinne der Anschubfinanzierung für diese neuen Technologien war das EEG wichtig und richtig.
- Im Gegensatz zu anderen Weltregionen mit großen, energetisch nutzbaren Wasserressourcen oder Biomasseproduktionen kann in Deutschland zur regenerativen Energieerzeugung in großem Umfang nur Photovoltaik (PV) und Windenergie genutzt werden.
- Gefördert durch das EEG kam es in den zurückliegenden 20 Jahren zu einer Verdopplung der installierten Kraftwerksleistung. Zu den etwas mehr als 100 GW installierter Leistung im Bereich der konventionellen Stromerzeugung kamen weitere mehr als 100 GW durch regenerative Erzeugung, etwa hälftig Photovoltaik und Windenergie (Bild 2.3 der Hintergrundinformation). Die höchste vom Verbraucher jährlich abgeforderte Leistung liegt allerdings nur bei ca. 80 GW, der geringste Jahreswert liegt bei 40 GW.
- Die regenerative Erzeugung speist über ein Jahr aufsummiert etwas weniger als 50% der im gleichen Jahr von den Abnehmern verbrauchten Elektroenergie ins Netz ein.
- **Durch mangelndes Verständnis der physikalischen Grundlagen der Stromerzeugung wird dabei in der Bevölkerung in fahrlässiger Weise der Eindruck erweckt, dass damit quasi die Hälfte des Weges zu einer CO₂-freien Stromerzeugung bereits geschafft wurde.**
- Die sichere Versorgung der Bevölkerung mit Gütern des täglichen Bedarfes (und hier gehört auch und ganz im Besonderen die Versorgung mit Elektroenergie dazu) hängt neben vielen anderen Faktoren auch stark von der „Planbarkeit der Produktion“ und der „Lagerbarkeit der produzierten Güter“ ab.
- Während für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas große Speicher mit einer Reichweite von Wochen bis Monaten genutzt werden können, liegt die Reichweite der Speicherkapazität im Stromsektor in Deutschland bei wenigen Minuten bis knapp einer Stunde.
- Damit muß die Stromproduktion mit marginalen Abweichungen zwingend der Stromabnahme folgen und zwar nicht nur im o.g. kumulierten Jahresdurchschnitt, sondern Minute für Minute. Aus diesem Grund wird in der elektrischen Energietechnik der Begriff der gesicherten Leistung verwendet. Dieser beschreibt den Anteil der installierten Leistung in einer Gruppe von Erzeugungsanlagen (Kohle, Gas, Wind, PV ect.), auf die zu jeder Minute des Jahres und mit Sicherheit zugegriffen werden kann.
- Die meisten Anlagen der konventionellen Erzeugung haben eine gesicherte Leistung von ca. 90% der installierten Leistung. Bei Biomasse liegt der Wert bei 65%, bei Wasserkraft bei 25 % und **bei Photovoltaik und Windenergie als Hauptkomponenten der deutschen Energiewende liegen diese Werte bei 0...2 %** (siehe Tab 2.3 der Hintergrundinformation mit Beispielen in Bild 2.7 – 2.9).
- Damit muß mit unmißverständlicher Klarheit festgehalten werden, dass es niemals möglich sein wird, eine sichere Stromversorgung in Deutschland aufzubauen, die sich ausschließlich auf Photovoltaik und Windenergie abstützt. Es werden erhebliche technische Anstrengungen im Bereich der Speicher, Sektorkopplung aber auch der komplementären Erzeugung notwendig sein. (mögliche Handlungsoptionen siehe Kap. 6 der Hintergrundinformation)

- Leider setzt die Bundesregierung in diesem Bereich seit mehr als 15 Jahren nicht auf technische Lösungen im Stromsystem, sondern auf die Kräfte des Marktes. Selbst die Kohlekommission sieht dies kritisch (siehe Kap 1.2 der Hintergrundinformation). Auch ist es einfach nachzuvollziehen, dass Lieferungen des Strommarkts aus Kern- oder Kohlekraftwerke der Nachbarstaaten kommen müssen, wenn wir in Mitteleuropa die sogenannte „kalte Dunkelflaute“ haben (Bilder 4.1 -4.3. der Hintergrundinformation) und die regenerative Erzeugung in Deutschland und auch der Nachbarstaaten nicht liefern. Zugegebenermaßen würden diese Stromimporte dann nicht die deutsche CO₂-Bilanz belasten.
- Auch der angedachte Ersatz der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ist aus Sicht der **globalen** CO₂-Reduktion ein gutes Stück Selbstbetrug. Zwar ist es unstrittig, dass die unmittelbar mit der Verstromung zusammenhängenden CO₂ Emissionen bei Braunkohle deutlich höher sind, als bei Gas (und nur das geht in die deutsche CO₂ Bilanz ein), zählt man aber die Sekundäremissionen für Förderung und Transport bei Erdgas z.B. aus Norwegen, Rußland, USA bzw. Braunkohle hinzu, sind für die Nutzung beider Energieressourcen in Deutschland die Gesamtemission zumindest ähnlich (und für den globalen Klimawandel sind diese Gesamtemissionen maßgebend). Damit sollte deutlich hinterfragt werden, ob die dann noch möglichen globalen CO₂-Einsparungen einen derartigen forcierten Technologiewechsel von Kohle auf Gas in Deutschland rechtfertigen, bevor die Kohlekraftwerke an ihrem geplanten Lebensdauerende angekommen sind, zumal der deutsche Anteil an den globalen CO₂ Emissionen bei 2,5 % liegt. (Details siehe Seite 11-12 der Hintergrundinformation)
- Auch hatten wir in den zurückliegende Jahren zahlreiche Situationen, an denen das europäische Stromversorgungssystem durch kurzfristige, aber massive regenerative Über- oder Untererzeugung in Deutschland an die Belastungsgrenze gekommen ist (S. 22 / 23 der Hintergrundinformation).
- Insofern wird dringend empfohlen, den weiteren Ausbau regenerativer Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie solange **zu begrenzen**, bis durch technische Maßnahmen im Stromversorgungssystem der bisher mit 0 – 2 % vernachlässigbare Beitrag dieser beiden Erzeugungstechnologien zu einer gesicherten Stromversorgung in Deutschland **signifikant erhöht** und somit diese Technologien nicht nur erfolgreich in den Markt, sondern auch das physikalisch-technische Gesamt-System integriert wurden.
- **Die Abschaffung der 52 GW-Kappungsgrenze bei Photovoltaik und auch die Reduktion von Abstandsflächen bei Windenergie, beides mit der Intension verbunden, die installierte Leistung dieser beiden Erzeugungsarten wieder zu erhöhen, sind somit abzulehnen.**
- Das bislang diskutierte Kohleausstiegsszenario sieht vor, dass die gesicherte Leistung bei der Stromerzeugung bereits in 2022 um 15-20 GW unter der deutschen Höchstlast liegen wird und somit eine grob fahrlässige Gefährdung der sicheren Stromversorgung darstellt.
- Gemäß der Eingangsanmerkung ist dieser Schritt in Richtung einer CO₂ armen-/freien Stromerzeugung zwar zwingend erforderlich, leider wurden aber 10-15 Jahre in Deutschland nicht genutzt, in denen man technische Maßnahmen für eine zuverlässige System-Integration erneuerbarer Stromerzeugungen in Deutschland unter Beachtung der physikalischen Grundgesetze der Stromerzeugung hätte umsetzen können.
- **Dies ist leider nicht erfolgt und insofern ist der Kohleausstieg notgedrungen um diese im Sinne einer nachhaltigen und versorgungssicheren Energiewende im Stromsektor „verlorenen Jahre“ zu verschieben.**
- **In Summe wird empfohlen, das EEG grundsätzlich zu überarbeiten** und mehr die Technologien nun in die Förderung zu nehmen, die erkennbare Beiträge leisten können, eine künftig systemverträgliche Integration der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zu ermöglichen. Das reine Fördern regenerativer Stromerzeugung, kostete es was es wolle, erinnert etwas an die massive Überförderung der EU in der Landwirtschaft in den 80er Jahren. Damals entstanden ganze Butterberge und Milchseen, die allerdings im Gegensatz zur regenerativen Stromübererzeugung lagerfähig /speicherbar waren.

Welche Einflüsse hat der Kohleausstieg auf die Versorgungssicherheit und welche Handlungsoptionen gibt es

Zusammenfassung

Zusammen mit einer Vielzahl anderer Länder hat Deutschland 2015 das Pariser Klima-Abkommen unterzeichnet, um einen globalen Temperaturanstieg über 2°C zu verhindern. Im Rahmen dieser Vereinbarung haben alle Länder ihre eigenen nationalen Beiträge zur CO₂-Reduktion definiert. Seitdem war sichtbar, dass die CO₂-Emissionen in Deutschland zurückgegangen sind, aber nicht so schnell, wie als deutscher Beitrag zum Pariser Klima-Abkommen vorgeschlagen. Durch den zunehmenden Verkehr sind die CO₂-Emissionen im Mobilitätsbereich gestiegen und die CO₂-Emissionen aus der deutschen Stromerzeugung sind von 1995 - 2015 nahezu konstant geblieben, obwohl im gleichen Zeitraum eine erneuerbare Erzeugungskapazität von 112 GW bis 2017 aufgebaut wurde, was deutlich über der Spitzenlast von 84 GW in Deutschland liegt.

Es soll hier deutlich hervorgehoben werden, dass die massive und nachhaltige Reduktion von Treibhausgasen zwingend notwendig und eine der größten Herausforderungen der Menschheit in den kommenden Jahrzehnten ist. Lösungen müssen dabei global gedacht werden, das reine Verschieben von Emissionen in die Ökobilanzen der Nachbarländer ist nicht zielführend. Auch muß akzeptiert werden, dass Deutschland nur mit insgesamt 2,5 % zu den globalen Treibhausgasemissionen beiträgt. Somit kann ein signifikanter Beitrag Deutschlands zur Reduktion von Treibhausgasen nur darin liegen, nachhaltige, bezahlbare und damit übertragbare Lösungen zu schaffen, die mit deutlich geringeren Treibhausgasemissionen dennoch eine sichere Stromversorgung ermöglicht.

Deshalb hat die Bundesregierung eine Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (oft auch nur "Kohlekommission" genannt) eingesetzt, um einen Zeitrahmen vorzuschlagen, innerhalb dessen Deutschland aus der Kohleverstromung aussteigen kann.

Diese "Kohle-Kommission" nahm ihre Arbeit im späten Frühjahr 2018 auf und übergab am 26. Januar 2019 ihren 336 Seiten starken Abschlussbericht an die Bundesregierung. In diesem Bericht wurde auf einer früheren Entscheidung der Bundesregierung aufgebaut, dass die in 01/2020 noch in Betrieb befindliche Kernkraftwerksleistung von rund 8,5 GW bis zum Jahr 2022 abgeschaltet wird. Darüber hinaus schlug die "Kohlekommission" vor, die Strom- und Wärmeerzeugung aus Stein- und Braunkohle in den Zeitschritten 2022 – 2030 – 2038 komplett vom Netz zu nehmen. Im Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (oft „Kohleausstiegsgesetz“ genannt) wurde dieses Ausstiegsszenario in sehr ähnlicher Form übernommen. Ausgehend von Bestandsdaten des BMU für 06/2019 ergeben sich die nachfolgend noch am Netz befindlichen Kraftwerksleistungen:

Kraftwerkstyp	in 06/2019	in 12/2022	in 12/2030	in 12/2038
Kernkraftwerke	10,0 GW	0	0	0
Braunkohlekraftwerke	21,1 GW	15,0 GW	8,8 GW	0
Steinkohlekraftwerke	22,7 GW	15,0 GW	8,0 GW	0

Installierte Leistung unterschiedlicher thermischer Kraftwerke

Leider hat die "Kohlekommission" die relevanten technischen Parameter nicht untersucht, um eine sichere Stromversorgung Deutschlands auf Basis ausreichender eigener und sicherer Erzeugungskapazitäten zu gewährleisten. Da die Deutsche Energiewende hauptsächlich auf Windenergie und Photovoltaik basiert, wird in dieser Stellungnahme der vernachlässigbare Beitrag dieser regenerativen Quellen zur gesicherten Stromerzeugung beschrieben. Darüber hinaus werden verschiedene technische Optionen zur Integration von Windenergie und Photovoltaik in eine auch künftig gesicherte Stromversorgung mit insgesamt reduziertem CO₂-Ausstoß vorgestellt.

1 Einführung

1.1 Notwendigkeit zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen

An nachfolgenden 4 Bildern soll kurz illustriert werden, dass es sich bei dem massiven Anstieg der CO₂-Emissionen um ein menschengemachtes Problem handelt, das global, nachhaltig und schnell gelöst werden muß.

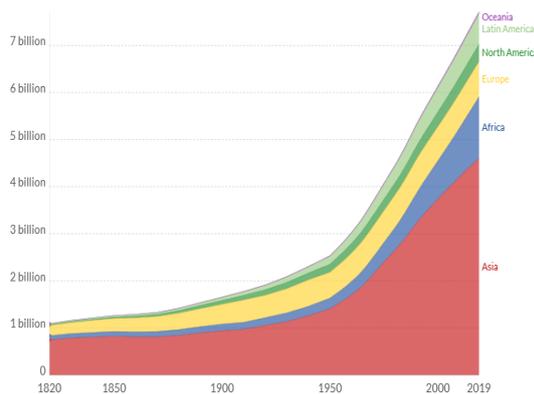


Abb. 1.1: Anstieg der Weltbevölkerung seit 1800 /30/

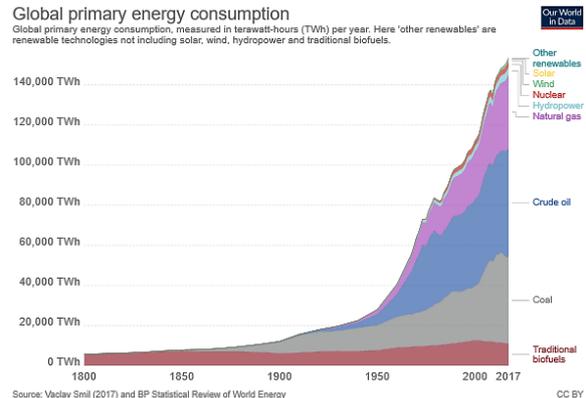


Abb. 1.2: Anstieg des Energieverbrauchs ab 1800 /31/

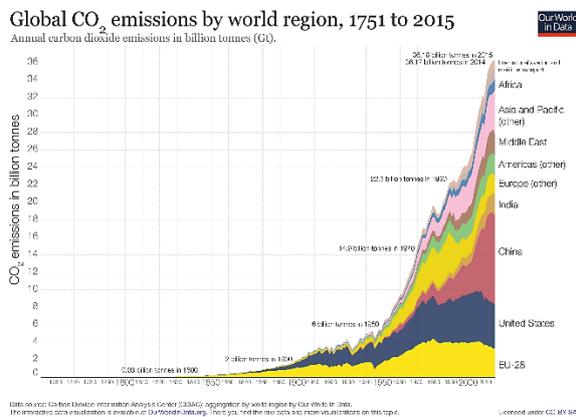


Abb.1.3: Anstieg der CO₂-Emissionen ab 1800 /32/

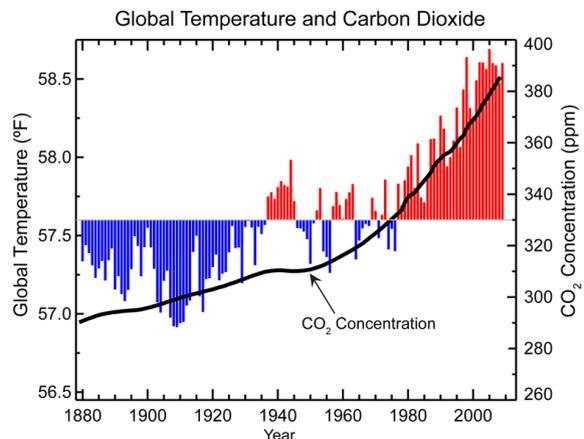


Abb. 1.4: Anstieg der Jahrestemperatur ab 1800 /33/

Bild 1.1 zeigt deutlich den Anstieg der Weltbevölkerung von ca. 1 Mrd. Menschen im Jahr 1800 auf 2 Mrd. in 1900 und weiter auf 4 Mrd. in 1950 bzw. 8 Mrd. in 2000. Es ist doch völlig nachvollziehbar, dass die absehbare Verzehnfachung der Weltbevölkerung in ca. 250 Jahren eine massive Nachfrage an Energieressourcen zur Folge hat. Da es sich hierbei zum weit überwiegenden Anteil um fossile Brennstoffe handelt, was wiederum die CO₂-Emissionen massiv ansteigen lässt. Bild 1.4 zeigt den ähnlichen Verlauf des Anstieges der Jahresmitteltemperatur und der CO₂-Emissionen. Zwar ist der Bericht als Energietechniker kein ausgewiesener Experte in der Klimamodellierung, aber aufgrund der vorstehenden und eindeutig messbaren Größen in Bild 1.1 – 1.3 sind die in der öffentlichen Diskussion kursierende Darstellungen, der Temperaturanstieg resultiert aus einer erhöhten Sonnenaktivität, was wiederum verstärkt CO₂ aus den Weltmeeren löst, nicht nachvollziehbar. Losgelöst von der Klimadebatte ist bereits eine nachhaltige und sichere Energieversorgung einer ca. verzehnfachten Weltbevölkerung aus Basis sehr limitierter Energieressourcen bereits eine massive und globale Anstrengung wert. Da aber viele Volkswirtschaften in den Schwellenländern nachvollziehbarerweise nach höherem Wohlstand, höherer Industrialisierung und damit höherer Nutzung von Energieressourcen streben, kann ein Beitrag Deutschlands nicht darin liegen, die De-Industrialisierung als Mittel zur CO₂-Emissionsminderung voranzutreiben, sondern nur darin, nachhaltige, ressourcenschonende, emissionsmindernde und vor allem bezahlbare und damit übertragbare Lösungen zu entwickeln.

1.2 Aussagen der „Kohlekommission“ zur Versorgungssicherheit

Auch wenn die "Kohlekommission" die offizielle Aufgabe erhielt, sich auf CO₂-Reduktionen sowie auf wirtschaftliche Auswirkungen innerhalb der Kohle-Regionen und auf die Auswirkungen dieses "Ausstiegs aus der Kohle" auf die Sicherheit der deutschen Stromversorgung zu konzentrieren, befassen sich nur 10 von 336 Seiten des Berichts

mit der Versorgungssicherheit. Auf diesen 10 Seiten hat die Deutsche "Kohlekommission" aber die folgenden klaren in **ROT** dargestellten Aussagen gemacht, die leider in der öffentlichen und politischen Diskussion sehr oft verdrängt werden (aus [24] Seite 36-39):

- **Energieversorgungssicherheit ist ein hohes Gut. Die ständige Verfügbarkeit von Energie und Wärme ist die Grundlage der deutschen Volkswirtschaft. Dies umfasst auch die sichere Versorgung mit Energierohstoffen.**
- **Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden. Dies umfasst im Grundsatz sämtliche Stufen der Elektrizitätsversorgung: die Stromerzeugung, die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern für die Stromerzeugung, den Transport des Stroms sowie den Handel und Vertrieb.**
- **Versorgungssicherheit wird an folgenden Kriterien festgemacht werden:**
 - **Versorgungszuverlässigkeit**, →Anmerkung: Unterbrechung des Letztverbrauchers, meist durch Defekte im Netz, wie Sturmschäden, Bauarbeiten, Isolationsfehler; wird in Minuten pro Jahr statistisch erhoben
 - **Systemsicherheit**, →Anmerkung: Engpass-Management im Übertragungsnetz durch Redispatch (EnWG 13(1)) bzw. Abschaltung EE-bedingter Überproduktion (EnWG 13(2)); wird bei 50Hertz inzwischen täglich, teils mehrfach durchgeführt; hängt stark vom Netzausbau ab. Die notwendigen Neubauleitungen sind seit 10 Jahren bekannt, bislang umgesetzt sind etwa 10%.
 - **bedarfsgerechte Stromproduktion** →Anmerkung: das ist der Schlüsselbegriff an dem der „Kohle-Ausstieg bzgl. Nachhaltigkeit“ gespiegelt werden muß. Die Kohlekommission führt hierzu an:
 - **In einem wettbewerblichen System ist die wirtschaftliche Versorgungssicherheit typischerweise dadurch gesichert, dass die Unternehmen aus eigenem Profitabilitätsinteresse heraus alles tun, um die Versorgung der Bevölkerung mit den von ihnen bereitgestellten Produkten zu sichern.** → Anmerkung: Das war das Grundprinzip der bisherigen Energieversorgung.
 - **Daher überlässt das deutsche Energiewirtschaftsrecht den Bau von Kraftwerken und den Ausbau der Netze öffentlichen (meist kommunalen) und privatwirtschaftlichen Unternehmen. Es besteht die von der Erfahrung geprägte Erwartung, dass dies der kostengünstigste Weg zu einem hohen Versorgungssicherheitsniveau ist.** → Anmerkung: In diesen Mechanismus greift die Bundesregierung im Rahmen der Energiewende massiv ein.
 - **Auf europäischer Ebene wird die bedarfsgerechte Stromproduktion am Markt durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E beobachtet und bewertet.** →Anmerkung: Die Verantwortung für die Sicherstellung der bedarfsgerechten Stromproduktion liegt somit bei den Nationalstaaten.
- **Versorgungssicherheit wird in Europa anhand eines messbaren, quantitativen Kriteriums bewertet, des sogenannten LoLE (Loss of Load Expectation), also der erwarteten Stunden pro Jahr, in denen das Stromangebot am Markt die Stromnachfrage nicht vollständig decken kann. In diesen Stunden sollen in Deutschland die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve einspringen und so die Nachfrage decken.** → Anmerkung: Ein solches Verfahren ist geeignet, mehr Kraftwerke ans Netz zu bringen, wenn sich z.B. eine langanhaltende Kältewelle abzeichnet, aber völlig ungeeignet Stromunterversorgung zu kompensieren, die innerhalb von Minuten bis Stunden dadurch entsteht, dass z.B. Windenergie schneller abflaut als prognostiziert.
- **Grundsätzlich muss auf die Berechnung des LoLE-Wertes hingewiesen werden, die das statische Verfahren des Leistungsbilanzberichts (vereinfacht: gesicherte Leistung > Jahreshöchstlast) ab 2018 abgelöst hat.** → Anmerkung: Möglicherweise verwendet das BMWi dieses Verfahren von ENTSO-E für die eigenen Analysen. Der Grundsatz, dass die „gesicherte Leistung > Höchstlast“ sein muß, gilt nach wie vor in allen anderen Ländern Europas als Kriterium für die „Versorgungssicherheit aus eigener Kraft“. Selbst die Kohlekommission räumt im Bereich Schwächen des EU-Verfahrens ein und führt aus:
 - **Grundlage dieser probabilistischen Berechnung sind diverse Annahmen und Randbedingungen. Diese beziehen sich unter anderem auf konventionelle verfügbare Kraftwerkskapazitäten im Ausland, aber auch auf Netzausbauplanungen beispielsweise in Bezug auf Grenzkuppelkapazitäten.** → Anmerkung: Somit handelt es sich um eine unklare Datenlage, die aber dennoch für eine bedarfsgerechte Stromproduktion in Deutschland verwendet werden soll.
 - **Da insbesondere mit zunehmendem Zeithorizont Modellergebnisse mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind, sollten diese um geeignete Sensitivitätsanalysen und plausible Bandbreiten für die Modellergebnisse ergänzt werden. Zudem wären Ergebnisbeschreibungen für extreme Situationen wie beispielsweise Dunkelflauten oder Hitzeperioden wünschenswert.**
→ Anmerkung: Verdeutlicht erneut die erheblichen Unsicherheiten des LoLE-Verfahrens und kann somit für viele Jahre keine Basis zur Planung der bedarfsgerechten Stromproduktion in Deutschland sein
- **Auch beim Fortschreiten der Energiewende mit dem Kernenergieausstieg bis Ende 2022 und dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien muss die Versorgungssicherheit gewährleistet sein und stellt eine Herausforderung dar.**
→ Anmerkung: Wie nachfolgend beschrieben aus physikalischen Gründen nicht möglich.

- Hinsichtlich der Dimension der Systemsicherheit stellt sich insbesondere die Frage, wie künftig die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Blindleistung unabhängiger von konventionellen Kraftwerken zu gestalten ist (Systemsicherheit). In den letzten Jahren haben Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit an Bedeutung gewonnen. Die Kosten für das gesamte Engpassmanagement (Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve) sind von 0,8 Mrd. Euro im Jahr 2016 auf 1,4 Mrd. Euro im Jahr 2017 angestiegen. Deshalb sind der weitere Ausbau und die Optimierung der Stromnetze eine Voraussetzung dafür, dass die Systemsicherheit auch künftig gewährleistet bleibt. Hierzu gehört insbesondere die planmäßige Inbetriebnahme der im Bau und in Planung befindlichen Höchstspannungsleitungen.
→ Anmerkung: Der Netzausbaubedarf von mehreren tausenden Kilometer ist seit ca. 10 Jahren bekannt. Umgesetzt wurden bislang etwa 10%, was ein Indiz ist, wie schnell in Deutschland ein Energiesystem umgebaut werden kann.
- Die Vollendung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes ist erklärtes Ziel der Europäischen Union. Versorgungssicherheit am Strommarkt („Bedarfsgerechte Stromproduktion“) ist daher europäisch zu betrachten. Die primäre Gewährleistungsverantwortung für die Versorgungssicherheit liegt aber nach wie vor bei den Mitgliedstaaten.
→ Anmerkung: Somit müssen wir noch über Jahrzehnte selbst in der Lage sein, Deutschland sicher mit Strom zu versorgen, bevor der europäische Strombinnenmarkt so umstrukturiert wurde und so leistungsfähig gemacht wurde, dass er signifikante Beiträge zur Stromversorgung in Deutschland auch bei der sogenannten „kalten Dunkel-Flaute“ leisten kann.
- Deutschland ist durch Grenzkuppelstellen mit seinen Nachbarn verbunden. Der physikalische Stromtransport wird durch die Transportfähigkeit der Stromnetze sowie der Grenzkuppelstellen beschränkt. → Anmerkung: Es muß jedoch ergänzt werden, dass defacto alle deutschen Nachbarländer in den letzten Jahren an diesen Grenzkuppelstellen sogenannte „Phasenschieber-Transformatoren“ eingebaut haben, mit denen der sich physikalisch einstellende Leistungsfluß so verändert werden kann, dass eine regenerative Überproduktion nicht zu ungewollten Transitflüssen in den Netzen der Nachbarländern führt.
- In der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ besteht Einigkeit darüber, dass die nationalen Überkapazitäten mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke ab dem Jahr 2023 weitgehend abgebaut sind. Gleichzeitig ist mit einem Rückgang der gesicherten Leistung in den Nachbarländern zu rechnen, wie das Beispiel Belgien aktuell deutlich zeigt. → Anmerkung: Es ist erstaunlich, dass die Kohlekommission trotz dieser Erkenntnis empfiehlt, dass wir in Deutschland mit der eigenen gesicherten Leistung weit unter unsere eigene Höchstlast gehen. Aus energietechnischer Sicht ist das „grob fahrlässig und eine Strom-Unterversorgung in Deutschland wird billigend in Kauf genommen“.
- Für die Bewertung der Versorgungssicherheit sollten daher Extremsituationen betrachtet werden. Die Stromversorgung muß auch in Phasen gewährleistet sein, in denen über einen längeren Zeitraum außerordentlich wenig Strom aus Wind und Sonne auf eine kältebedingt hohe Nachfrage trifft (so genannte kalte Dunkelflaute). → Anmerkung: Das ist genau das bisherige Planungskriterium, nach dem die gesicherte Leistung immer größere als die Höchstlast sein muß.
- Dabei sollte außerdem berücksichtigt werden, dass Hochlastsituationen in den Ländern Zentral- und Westeuropas auch gleichzeitig bestehen können. Auch wetterbedingte Effekte (zum Beispiel Kältewelle, Trockenheit) treten in der Regel aufgrund ihrer Großflächigkeit zeitgleich in vielen europäischen Ländern auf. → Anmerkung: Das soll heißen, dass wir keinen regenerativen Strom von unseren Nachbarländern bekommen, wenn wir selbst keine EE-Erzeugung haben. Damit wären wir in einer solchen Hochlastsituation darauf angewiesen, Strom aus den Kraftwerkstypen in den Nachbarländern zu kaufen, die wir gerade selbst abschalten wollen und die hoffentlich im Ausland noch am Netz sind, d.h. Kernenergie und Kohle.
- Damit Versorgungssicherheit am Strommarkt auch nach dem Kernenergieausstieg bis Ende 2022 gewährleistet bleibt, muss der Strommarkt verlässliche Investitionssignale senden. → Anmerkung: Wir haben Frühjahr 2020. Wenn wir bis 2022 insgesamt noch 9.500 MW Kernenergie und zusätzlich nach Kommissionsbericht auch 12.500 MW Kohlekraftwerke abschalten wollen, reduzieren wir unsere eigene gesicherte Leistung von ca. 87.200 MW in 2017 (Höchstlast ca. 82.000 MW) auf dann nur noch 65.600 MW in 2023 (Höchstlast vermutlich über 85.000 MW). Damit könnten wir dann Deutschland im Winter nur noch zu 75-80% gesichert und aus eigener Kraft versorgen. Ein Aufwuchs von anderen Kraftwerken mit hoher gesicherter Leistung, wie z.B. GuD um 20.000 MW in 4 Jahren ist auch bei noch so verlässlichen Investitionssignalen eine blanke Illusion.
- Darüber hinaus muss im Rahmen des europäischen Marktes die Gewährleistung der bedarfsgerechten Stromproduktion, zum Beispiel aus Vorsorgegründen, auch national sichergestellt werden. → Anmerkung: Nichts anderes wird für eine nachhaltige Energiewende im nachfolgenden Bericht gefordert.
- Dies ist dem Umstand geschuldet, dass sich zum Beispiel die nationalen Energiepolitiken anderer europäischen Mitgliedstaaten ändern können und die Kapazitätsentwicklung in den europäischen Nachbarländern nicht sicher einzuschätzen ist. → Anmerkung: besser kann man eigentlich die Notwendigkeit der gesicherten Versorgung und aus eigener Kraft nicht formulieren
- Um die daraus resultierenden Risiken zu minimieren, müssen zumindest übergangsweise auch nationale Maßnahmen möglich sein. → Damit ist die Abschaltung von 22.000 MW Erzeugerleistung aus Kernkraft, Stein- und Braunkohle bis 2022 unter dem Blickwinkel einer sicheren Stromversorgung nicht realisierbar.

Zu ähnlichen Einschätzungen kommt das „Rechtliche Gutachten zur Positionierung des Wirtschafts- und Energieministeriums NRW im Hinblick auf die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ [22] vom 11/2018. Besonders die nationale Verantwortung für eine gesicherte Stromversorgung wird hervorgehoben.

Auch im Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021 [23] werden sowohl die Nichtverfügbarkeiten regenerativer Erzeugung entsprechend den Werten aus Tabelle 2.3 bestätigt, als auch für das Jahr 2021 eine absehbare Versorgungslücke von 5,5 GW prognostiziert, die dann hoffentlich durch den europäischen Strommarkt geschlossen werden kann, wann immer sie auftritt.

2 Gesicherte Erzeugerleistung als Basis für eine zuverlässige Stromversorgung

Das Ziel der deutschen Energiewende ist die Reduktion der CO₂ Emissionen. Diese Reduktion ist vom Grundsatz her sinnvoll und zwingend notwendig. Gefördert durch das EEG-Erneuerbare Energien Gesetz lag der Schwerpunkt dieser CO₂ Reduktionen in den zurückliegenden 25 Jahren im Bereich der Stromerzeugung und hier im Wesentlichen auf dem Aufbau großer Erzeugerkapazitäten im Bereich Windenergie und Photovoltaik. In der öffentlichen Diskussion nur wenig präsent war der Zusammenhang, dass die Stromerzeugung nur etwa mit 20% zur Nutzenergie in Deutschland beiträgt. Erst in den letzten Jahren werden langsam Aktivitäten zur Reduktion der CO₂ Emissionen im Verkehrsbereich (Elektromobilität, Bio-Treibstoffe) bzw. Wohnbereich (Wärmepumpen, oberflächennahe Geothermie) erkennbar. Somit sollten die wesentlichen Anteile der deutschen CO₂ Einsparungen im Stromsektor erbracht werden, schwerpunktmäßig durch einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien.

Seit 1990 stieg dieser Anteil erneuerbarer Energie bei der Bruttostromerzeugung auf 34,9 % (Tabelle 2.1 und 2.2) bzw. 225 TWh in 2018 und 243 TWh in 2019. Die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland betrug in 2018 insgesamt 644 TWh und in 2019 aufgrund eines geringeren Verbrauch im Sommer (Abb. 2.2) nur 611 TWh.

Tabelle 2.1 Anteil der **Brutto**-Stromerzeugung in Deutschland (Zahlen für 2019 sind noch vorläufig)

	Anteil an Brutto -Stromerzeugung 2018 in TWh	Anteil an Brutto -Stromerzeugung 2018 in %	Anteil an Brutto -Stromerzeugung 2019 in TWh	Anteil an Brutto -Stromerzeugung 2019 in %
Kernenergie	76,0	12,0	75,2	12,3
Braunkohle	145,6	22,6	114,0	18,6
Steinkohle	82,6	12,8	56,9	9,3
Erdgas	82,5	12,8	91,3	14,9
Erdöl	5,2	0,8	5,2	0,8
andere	26,8	4,2	26,3	4,3
Erneuerbare Energien	224,9	34,9	242,6	39,7
Gesamt	643,6	100,0	611,5	100,0

Tabelle 2.2 Anteil erneuerbarer Energien an der **Brutto**-Stromerzeugung in Deutschland in 2018 (Zahlen für 2019 sind noch vorläufig)

	Anteil erneuerbarer Energien in TWh (2018)	Anteil erneuerbarer Energien in % (2018)	Anteil erneuerbarer Energien in TWh (2019)	Anteil erneuerbarer Energien in % (2018)
Windenergie	110	17,1	126,4	20,7
Photovoltaik	45,8	7,1	46,7	7,6
Biomasse	44,7	6,9	44,8	7,3
Wasserkraft	18	2,8	18,8	3,1
Abfall	6,2	1,0	5,7	0,9
Gesamt	224,9	34,9	242,6	39,7

In Tabelle 2.1 sieht man einen Anstieg der Erneuerbaren von 2018 auf 2019 um 7,9%. Da auch gleichzeitig die Gesamtstromerzeugung um 5% gesunken ist, kam es zu einem deutlichen Anstieg des EE-Anteils auf 39,7% in 2019. Bezieht man dies, wie in einigen Quellen /4/ getan, nicht auf die Bruttostromerzeugung mit 611 TWh, d.h. die im Kraftwerke erzeugte Elektroenergie, sondern auf die mit 513 TWh deutlich geringere Nettostromerzeugung d.h. vom Endkunden genutzte Elektroenergie, ergibt sich für 2019 ein schön gerechneter EE-Anteil von 46%.

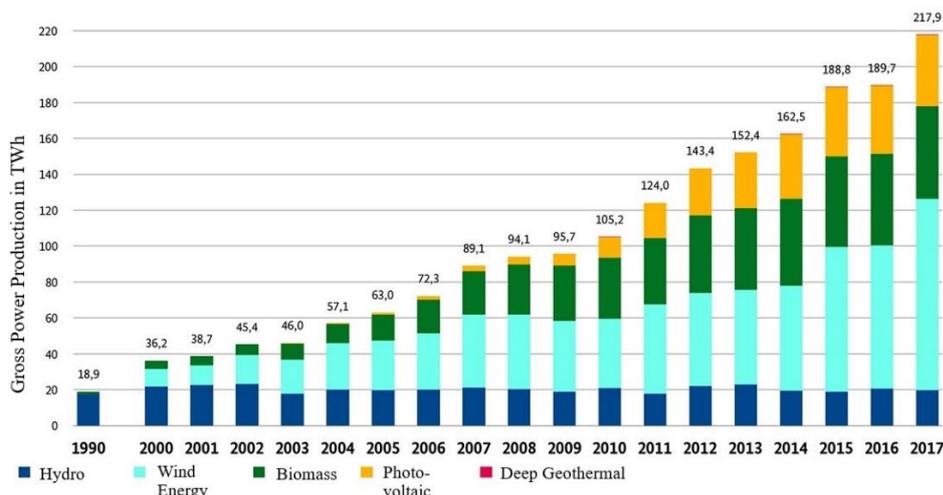


Abb. 2.1 Anstieg erneuerbarer Energien in Deutschland auf 218 TWh in 2017 [2]; (Anmerkung: der aktualisierte Wert für 2018 liegt bei 225TWh und für 2019 bei 243 TWh)

Monatliche Stromerzeugung in Deutschland

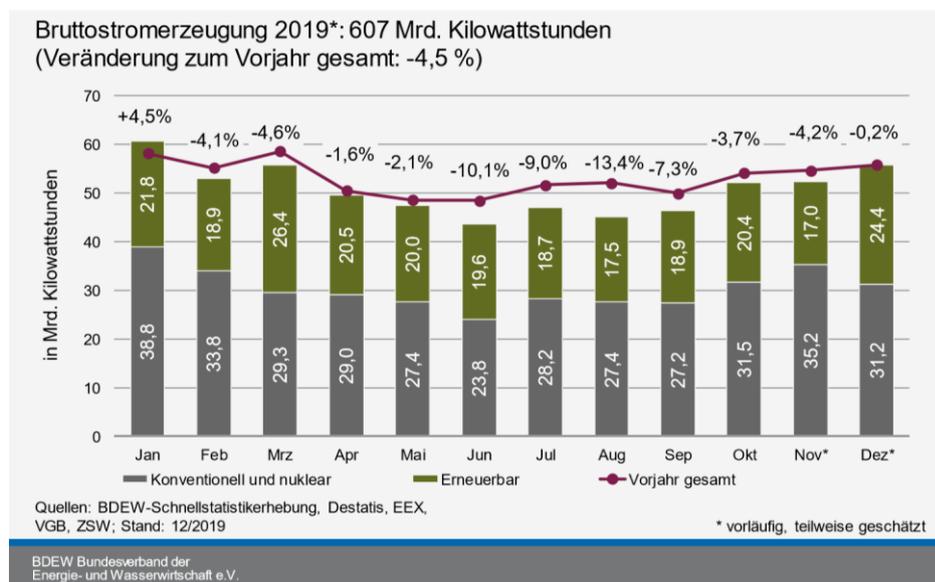


Abb. 2.2 Monatliche Bruttostromerzeugung in 2019 im Vergleich zu 2018 [3]

Inzwischen hat die Bundesregierung ein neues Ziel von 65% für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die nationale Agenda gesetzt, das bis 2030 erreicht werden soll [5]. Leider ist die Frage, wie dabei eine gesicherte Stromversorgung realisiert werden kann, die einerseits die deutsche Spitzenlast deckt und andererseits einen Anteil von 65% an stark schwankenden erneuerbaren Quellen aus Wind und PV in das Stromnetz integriert, weder Teil der öffentlichen Diskussion noch auf der Tagesordnung einer detaillierten Regierungsplanung.

In der Vergangenheit wurde nur die durch erneuerbare Energiequellen erzeugte Menge an Energie während eines Jahres aufsummiert und mit der im selben Jahr benötigten Energie für die Stromkunden in Beziehung gesetzt. Die Tatsache, dass die Erzeugung aufgrund des Fehlens großer Energiespeicher im Stromnetz minutengenau dem Bedarf folgen muss, sowie die fehlenden Netzkapazitäten, um die zeitweise enorme erneuerbare Überproduktion aufzunehmen, werden weder in der öffentlichen Diskussion noch im Bericht der o.g. „Kohle-Kommission“ thematisiert. Abbildung 2.3 (Daten aus [5, 6]), Abbildung 2.4 (Daten aus [6]) und Abbildung 2.5 (Daten aus [9, 10]) erläutern die Wirkung von "kalten Dunkelflauten" auf die Versorgungssicherheit im Detail.

In Abb. 2.3 ist der Anstieg der in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazität mit 93 GW aus konventionellen Kraftwerken und den dezentral verteilten 112 GW aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2017 (→ Anmerkung: in 2018 betrug dieser Wert 118,3 GW) dargestellt. Letztgenannte wurden in den zurückliegenden 20 Jahren aufgebaut, stimuliert durch sehr hohe und in der Anfangsphase sicherlich angemessene staatliche Förderung. Auch in den Abb. 2.3 und 2.4 eingetragen ist der Schwankungsbereich des deutschen Strombedarfs, der immer zwischen 35 bis 40 GW als Grundlast und etwa 80 bis 85 GW als Höchstlast schwankt. Alle Annahmen von vor rund 10 Jahren, die einen sinkenden Energiebedarf in Deutschland prognostizierten, haben sich nicht bewahrheitet und mittlerweile sind mehrere Indikatoren erkennbar, dass die Spitzenlast durch E-Mobilität und elektrische Wärmepumpen auf 100 GW und mehr ansteigen wird.

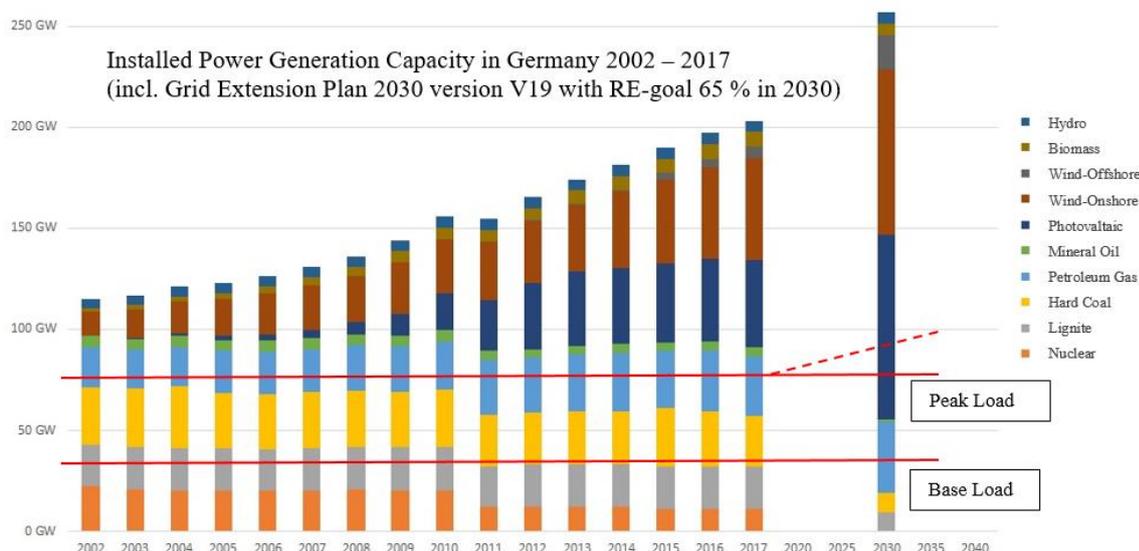


Abb. 2.3: Installierte elektrische Erzeugungskapazität sowie Schwach- und Höchstlast in Deutschland von 2002 bis 2017, sowie ein Planungsszenario aus den Netzentwicklungsplan für 2030

Abbildung 2.3 zeigt auch eines der neuesten Planungsszenarien für 2030 gemäß dem Nationalen Netzentwicklungsplan NEP 2030 V19 der BNetzA [5] mit 65% EE-Anteil, ohne Kernkraft und drastisch reduzierter Kohleverstromung. Mit Abb. 2.3 wird der Eindruck suggeriert, dass Deutschland auch im Jahr 2030 über genügend erneuerbare und konventionelle Erzeugungsressourcen für eine verlässlichere und ökologischere Energieversorgung verfügt, so dass die letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 endgültig abgeschaltet werden können. Auch die Reduzierung der Braunkohlekraftwerke von 21,1 GW auf 8,8 GW, sowie die Reduzierung der Steinkohlekraftwerke von 22,7 GW auf 8,0 GW scheint problemlos möglich zu sein. Obwohl der Nationale Netzentwicklungsplan der BNetzA unabhängig von den Empfehlungen der „Kohle-Kommission“ entwickelt wurde, schlug diese fast die gleichen Zahlen vor. Aufgrund ihres Abschlussberichts sollte in 2030 die verbleibende Kapazität von Braunkohlekraftwerken auf 9 GW und die Kapazität von Steinkohlekraftwerken auf 8 GW gesenkt werden und bis 2038 der totale Ausstieg vollzogen werden. Leider wurde nicht berücksichtigt, dass die „gesicherten“ Stromerzeugungskapazität „geringer als die installierte Kapazität ist, abhängig von der Speicherfähigkeit der verwendeten Primärenergieressourcen und den technischen Bedingungen des Kraftwerks selbst, wie in Tabelle 2.3 gezeigt.

Tabelle 2.3 Faktor für die gesicherte Leistung unterschiedlicher Kraftwerkstypen in Deutschland

Gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke [7]		Gesicherte Leistung erneuerbarer Energien [8]	
Typ	%	Typ	%
Kernkraftwerke	93	Laufwasserkraftwerke	25
Braunkohlekraftwerke	92	Biomassekraftwerke	65
Steinkohlekraftwerke	86	Windenergieanlagen off-shore	2
Erdgaskraftwerke (GuD)	86	Windenergieanlagen on-shore	1
Erdölkraftwerke	86	Photovoltaik-Anlagen	0
Schnell startende Gasturbinen	42		

Aufgrund dieser Faktoren ändern sich die Balken in Abb. 2.3 grundlegend. Aus Abb. 2.4 wird deutlich, dass die gesicherte Erzeugungskapazität in Deutschland bis 2017 immer etwas höher war, als die Höchstlast in Deutschland, auch wenn es aufgrund der hoch volatilen EE-Einspeisung immer schwieriger wurde, Erzeugung und Nachfrage zu jeder Minute im Gleichgewicht zu halten. Die deutsche Stromversorgung stieß zwar zunehmend an ihre technischen Grenzen, großflächige und langanhaltende Blackouts traten aber in Europa seit Schweden (2003), Italien (2003), Schweiz (2005) Westeuropa (2006) nicht mehr auf, obwohl in 2019 ein Anteil hochvolatilen Einspeisungen aus erneuerbarer Energien von 39,7% (s.Tab.2.2) integriert wurden. Genau das wird in einigen Ausführungen zum Thema „Versorgungssicherheit“ im Bericht der „Kohlekommission“ erwähnt.

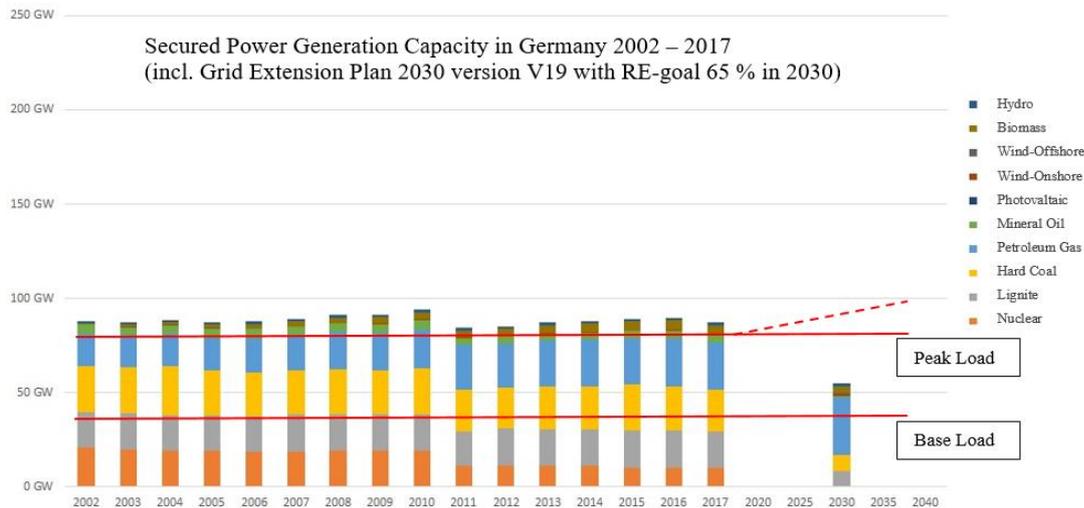


Abb. 2.4 Gesicherte elektrische Erzeugungskapazität sowie Schwach- und Höchstlast in Deutschland von 2002 bis 2017, sowie ein Planungsszenario aus den Netzentwicklungsplan für 2030

Die Angaben für 2030 in Abb. 2.4 basiert ebenfalls auf dem Nationalen Netzentwicklungsplan NEP 2030 V19 der BNetzA [5]. Nach diesem Konzept soll die installierte Stromerzeugungskapazität von Photovoltaik und Windenergie von 112 GW im Jahr 2017 auf 190 GW im Jahr 2030 steigen. Außerdem sollen gasbefeuerte Einheiten von 29,5 GW (2017) auf 35,3 GW (2030) wachsen. Das Planungsszenario für 2030 sieht einen Rückgang der inst. Leistung aus Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle von 57,2 GW auf 19,1 GW vor. Bedingt durch diese Veränderungen wird die gesicherte Stromerzeugungskapazität in Deutschland von 87,2 GW im Jahr 2017 auf 54,8 GW im Jahr 2030 sinken, was für eine zuverlässige Energieversorgung in Deutschland mit einer Spitzenlast von 80 bis 100 GW deutlich zu wenig sein wird, besonders wenn dies aus eigener Kraft erfolgen soll. Die nationale Energieagentur (DENA) hat die absehbar zu geringe gesicherte Leistung in Deutschland in ähnlichen Berichten bereits im Jahr 2010 sehr deutlich herausgestellt hat. Bei Umsetzung der Empfehlungen der „Kohlekommission“ wird es in Deutschland im Jahr 2022 zu ersten kritischen Situationen kommen. Aufgrund der Abschaltung von 10 GW aus Kernkraftwerken in Kombination mit der zusätzlichen Abschaltung von 12,5 GW aus Kohlekraftwerken verringert sich die Kapazität der gesicherten Stromerzeugung von 87,2 GW auf 66,8 GW, was ebenfalls erheblich unter der Spitzenlast von 80–90 GW liegt. Details sind in Abb. 2.5 zu finden. Diese Grafik stellt zwar die Empfehlungen der Kohlekommission dar, das Kohleausstiegsgesetz strebt zumindest für die Jahre 2022, 2030, 2038 vergleichbare Zahlen an. Unterliegen zwischen Kommissionsbericht und Ausstiegsgesetz liegen in den Zwischenjahren.

In vielen eher politisch ausgerichteten Diskussionen in Deutschland wird häufig suggeriert, dass die „Spitzenlast“ eine Singularität des jährlichen Strombedarfs. Es wird ferner häufig davon ausgegangen, dass der Strombedarf zu allen anderen Zeiten der Leistungsbezug viel geringer sei und es daher nicht erforderlich ist, die gesicherte Stromerzeugungskapazität mit der Spitzenlast zu korrelieren.

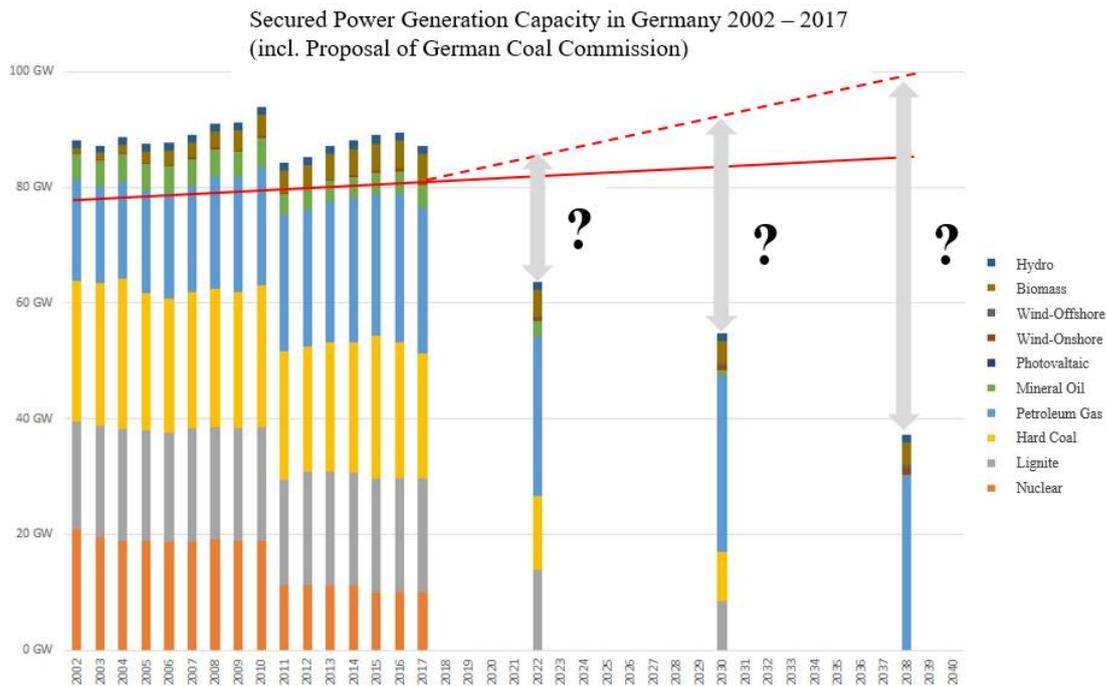


Abb. 2.5: Gesicherte Stromerzeugungskapazität in Deutschland bis 2017 sowie Vorschläge der Kohlekommission bis 2038

Abbildung 2.6 zeigt ein Beispiel aus dem Winter 2007/2008, in dem die höchste Nachfrage an jedem Arbeitstag zwischen dem 1. November 2007 und dem 1. März 2008 immer sehr nahe an der jährlichen Spitzenlast lag.

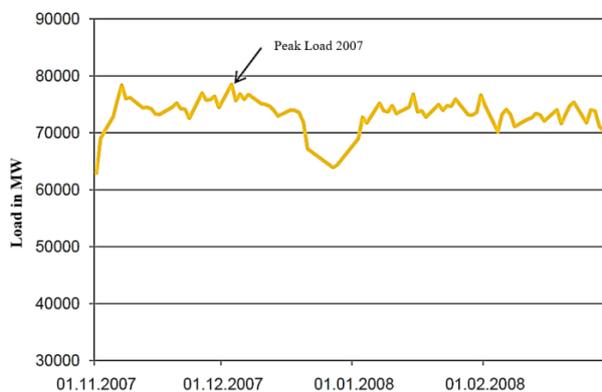


Abb. 2.6: Höchstlast in Deutschland in 2007 mit 78.5 GW, sowie die Tageshöchstlast an allen Arbeitstagen im Winter 2007/2008 [7]

Seit 2007 hat sich die Situation im deutschen Stromnetz so verändert, dass der Spitzenwert mittlerweile 80 GW überschritten hat. Der prinzipielle Verlauf ist jedoch unverändert geblieben, was erneut verdeutlicht, dass an fast allen Werktagen während der Wintersaison in Deutschland ein Leistungsbezug besteht, der nur knapp unterhalb der Jahreshöchstlast liegt. Somit ist die Verwendung der Höchstlast als Planungskriterium dringend angeraten.

Wie aus Tabelle 2.3 hervorgeht, ist der Beitrag von Windenergie und Photovoltaik zur gesicherten Stromerzeugungskapazität nahezu vernachlässigbar. In den Abb. 2.7 und 2.8 werden zwei Beispiele zum tatsächlichen Beitrag von Windenergie und Photovoltaik zur deutschen Stromversorgung in den Wochen 06/2018 und 50/2018 gegeben. Abb. 2.7 (a) und Abb. 2.8 (a) zeigen den Beitrag verschiedener Erzeugungsquellen in GW, während Abb. 2.7 (b) und Abb. 2.8 (b) in Prozent der Gesamtenergieerzeugung sind.

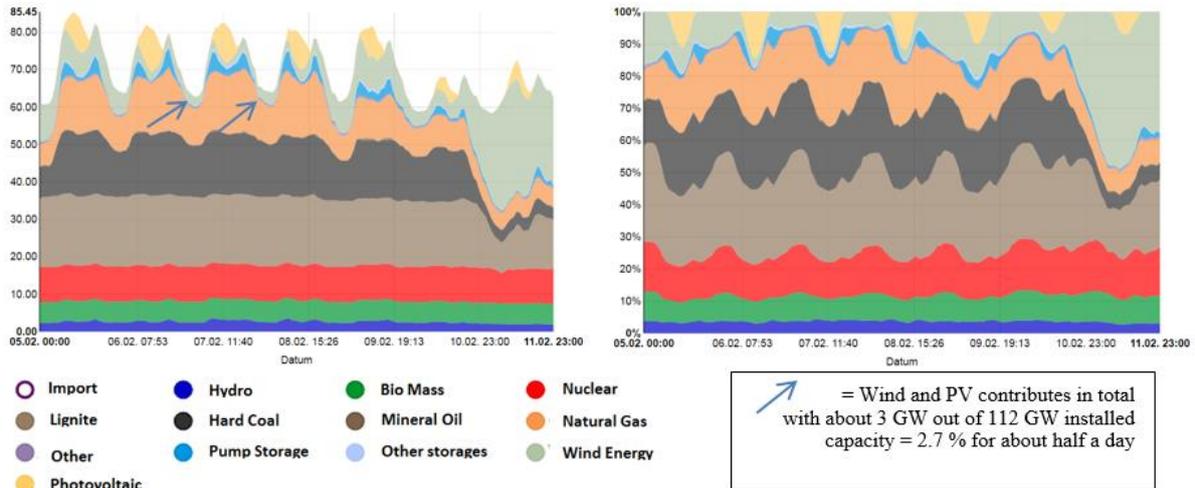


Abb. 2.7: Beitrag unterschiedlicher Erzeugungsanlagen zum deutschen Energiemix in Woche 06/2018 (Daten aus Ref. [9])
(a) in GW; (b) in % der Gesamterzeugung

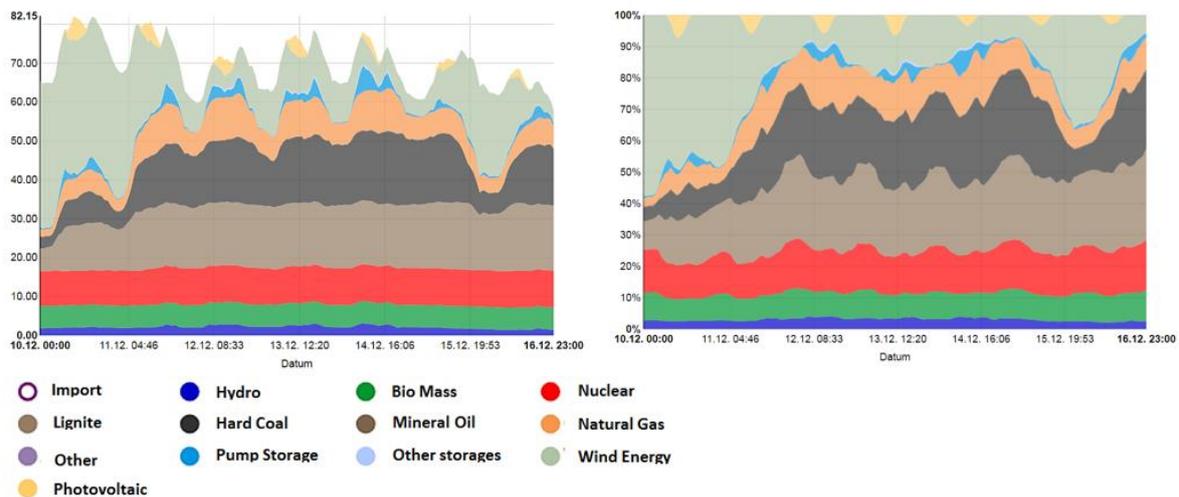


Abb. 2.8: Beitrag unterschiedlicher Erzeugungsanlagen zum deutschen Energiemix in Woche 50/2018 (Daten aus Ref. [9])
(a) in GW; (b) in % der Gesamterzeugung

Abbildung 2.7 zeigt sehr deutlich, dass in langen Zeiträumen die erneuerbare Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zusammen nur mit etwa 2% –4% ihrer installierten Leistung zur Gesamtversorgung beitragen, was sehr gut den oben genannten Faktoren für die gesicherter Leistung aus Windenergie und PV entspricht. In solchen Situationen muss fast der gesamte deutsche Stromverbrauch durch konventionelle Erzeugung aus Kern-, Braunkohle- und Steinkohle- und Erdgas sowie durch erneuerbare Erzeugung aus Laufwasser und Biomasse sichergestellt werden. Neben diesem vernachlässigbaren Beitrag zur gesicherten Leistung ist aus Abb. 2.8 die hohe Dynamik der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung zu entnehmen. In den ersten 2 Tagen der Woche 50/2018 lag der Anteil der Windenergie zur Stromversorgung bei etwa 50%. Innerhalb weniger Stunden sank deren Einspeisung auf weniger als 10% des Strombedarfs, was etwa 6% der installierten Leistung entsprach. Eine ähnliche Situation trat in Abb. 2.7 am Ende der Woche 06/2018 auf, als die Einspeisung aus Windenergie innerhalb eines halben Tages plötzlich von ca. 8% auf 50% der benötigten Leistung anstieg.

In Abb. 2.9 wird die gleiche Situation wie in Bild 2.7 gezeigt. Allerdings sind die Erzeugungsanteile weiß ausgeblendet, die nach Empfehlungen der Kohlekommission und dem Kohleausstiegsgesetz bis 2038 wegfallen sollen.

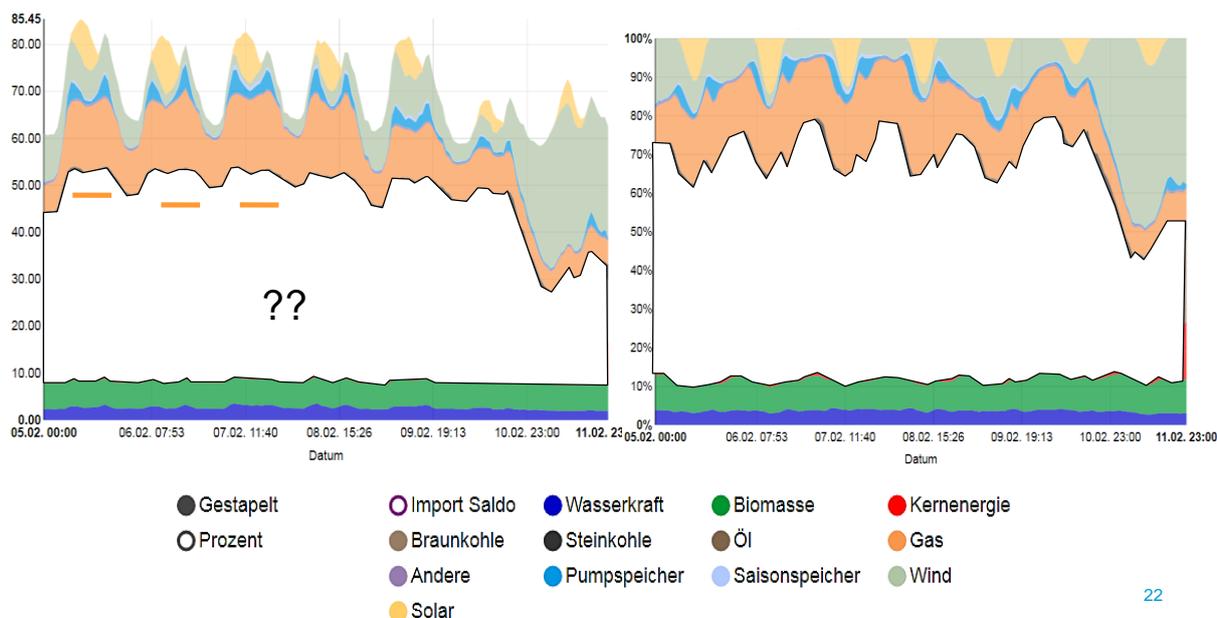


Abb. 2.9: Beitrag unterschiedlicher Erzeugungsanlagen zum deutschen Energiemix in Woche 06/2018 analog zu Bild 2.7 (der weiß markierte Teil zeigt die bis 2038 wegfallende Erzeugung) (a) in GW; (b) in % der Gesamterzeugung

Der mittelbraune Anteil in Abb. 2.9 zeigt die Einspeisung aus Gaskraftwerken. Hier wird aktuell diskutiert (!!), diesen Erzeugungsanteil bis 2030 um 6 GW zu erhöhen. In Abb. 2.9-links wird dies durch die kleinen horizontalen Striche angedeutet. Damit wird aber auch klar, dass dieser Ersatzneubau nicht mal ansatzweise die bis 2038 auftretende Lücke schließen kann, ungeachtet dessen, dass der Umstieg von Kohle auf Gas nur zur nationalen Schönung der Ökobilanz führt. Bedingt durch die hohen CO₂ Emissionen durch Förderung und Transport, die dann in anderen Ländern auftreten wird selbst unter günstigsten Bedingungen global nur eine geringe Reduktion der CO₂ Emissionen erreicht. Unter ungünstigen Bedingungen ergeben sich sogar höhere Emissionen.

Mit diesen Beispielen sollte es leicht verständlich sein, dass weltweit jedes Industrieland eine Struktur installierter Kraftwerke benötigt, die in der Lage ist, eine gesicherte Erzeugungskapazität zu realisieren, die über der Spitzenlast im eigenen Land liegt. Aufgrund des Mangels an anderen erneuerbaren Quellen ist es in Deutschland leider nur möglich, zwar regenerative, aber leider stark fluktuierende Stromerzeugung aus Windenergie und PV zu nutzen. Neben Carbon Capture and Utilisation Technologien werden weitere technische Anlagen, wie Batteriespeicher oder Power-to-X-Einheiten mit Rückverstromungskapazitäten somit zwingend und in großem Umfang ebenfalls benötigt, um die Zuverlässigkeit dieser schwankenden, regenerativen Erzeugung zu erhöhen. Insofern ist es unbedingt erforderlich, das Erzeugungsportfolio in den Abb. 1 und 2 so zu ändern, dass eine zwar möglichst CO₂ arme, aber dennoch gesicherte Stromversorgung in Zukunft möglich sein wird. Folgende Optionen sind möglich:

A) Verwendung von Erzeugungseinheiten mit speicherbaren Primärenergieressourcen

Diese Art der Erzeugung umfasst Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke auf der konventionellen Seite, sowie Laufwasser und Biomasse auf der erneuerbaren Seite. Entgegen dem Trend in vielen anderen Industrieländern hat Deutschland beschlossen, die Stromerzeugung aus Kernenergie im Jahr 2022 einzustellen. Außerdem wurden in Deutschland mehrere Technologien zu CCS (Carbon Capture and Storage), d.h. zur Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen von Kohlekraftwerken entwickelt, aufgrund von Ängsten in der Bevölkerung über mögliche Leckagen der CO₂-Speicher letztendlich aber nicht zum Einsatz gebracht. Das wirtschaftlich nutzbare Potenzial von Wasserkraftwerken in Deutschland ist erreicht und die Steigerung der Biomasseproduktion für Energiezwecke wird zu einer Diskussion zwischen Nahrungsmittelproduktion und „Energie-Biomasseproduktion“ führen. Unter diesen selbst auferlegten Beschränkungen scheint nur eine zunehmende Nutzung von Gaskraftwerken mit (GuD)-Gas- und Dampfprozess möglich zu sein, auch wenn dies zu einer viel stärkeren Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von russischem Erdgas führen wird. Aufgrund des höheren Wirkungsgrads von bis zu 60% wird die Stromerzeugung aus gasbefeuerten Anlagen zu CO₂-Emissionen von etwa 335 kg / MWh führen, verglichen mit Kohlekraftwerken mit Wirkungsgraden von bis zu 45% und CO₂-Emissionen von 735 kg / MWh für Steinkohlekraftwerke

und 930 kg / MWh für Braunkohlekraftwerke. Es ist allerdings sehr deutlich darauf hinzuweisen, dass es sich bei diesen Angaben nur um die Emissionen handelt, die direkt während des eigentlichen Umwandlungsprozesses im Kraftwerk entstehen. Dies ist zwar statistisch korrekt und würde zu einer verbesserten, aber leider auf Kosten andere Länder geschönten, deutschen Ökobilanz führen.

Leider ist die Reduzierung der CO₂-Emissionen eine globale Herausforderung. Wenn also Entscheidungen zu einem Übergang von einer Verbrennungstechnologie zur anderen getroffen werden, sollten Nebenwirkungen in anderen Ländern in die Diskussion einbezogen werden. Die Gesamt-CO₂-Bilanz von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle sieht anders aus, wenn die durch die Gewinnung und den Transport nach Deutschland verursachten Emissionen mit berücksichtigt werden. Während Braunkohle mit ihrem hohen Wasseranteil eine Ressource ist, die nur in unmittelbarer Nähe zu den Abbaugebieten nutzbar ist, werden Steinkohle und insbesondere Erdgas sehr häufig über eine sehr lange Strecke zwischen dem Fördergebiet und den Kraftwerken in Deutschland transportiert. Wie aus Tabelle 2.4 hervorgeht, liegt der gesamte CO₂-Ausstoß von Steinkohle im selben Bereich wie der von Braunkohle. Bei Erdgas beträgt der gesamte CO₂-Ausstoß mindestens 70% des Wertes aus Braunkohle. In einigen Quellen wird je nach Transportentfernung sowohl für Steinkohle als auch für Erdgas ein Wert von 110% des Wertes für Braunkohle veröffentlicht. Details finden Sie auch in Tabelle 2.4, basierend auf Daten aus Lit. [12]

Tabelle 2.4 Globale CO₂ Emissionen von Braun- und Steinkohle bzw. Erdgas bei dessen Verstromung in deutschen Kraftwerken

	CO ₂ Emissionen durch den Verbrennungsprozeß im Kraftwerk in (kg·MWh ⁻¹)	CO ₂ Emissionen durch Förderung/Transport zum Kraftwerk in Deutschland in (kg·MWh ⁻¹)	Gesamt CO ₂ Emissionen aus globaler Sicht /(kg·MWh ⁻¹)
Braunkohle	930	35	965
Steinkohle (Deutscher Mix)	735	235	970
Erdgas mit Pipeline Transport von Norwegen	335	365	700
Erdgas mit Pipeline Transport von Russland	335	445	780
US-Schiefergas mit Flüssiggastransport per Schiff	335	745	1080
Erdgas mit Flüssiggastransport per Schiff von Algerien	335	475	810
Erdgas mit Flüssiggastransport per Schiff von Katar	335	485	820

Aus globaler Sicht ist ein Übergang von Kohle zu Gas in Deutschland nur dann sinnvoll, wenn der gesamte CO₂-Ausstoß des Gaskraftwerks einschließlich der verwertungs- und transportbedingten Emissionen deutlich unter den Gesamtemissionen von Kohle gesenkt werden kann. Dies wäre prinzipiell mit der Power-to-Gas-Technologie möglich, bei der eine regenerative Überproduktion aus Windenergie und Photovoltaik in Wasserstoff und bei Bedarf in Methan umgewandelt werden kann. Beides kann im deutschen Gasnetz mit seinen riesigen Speicherkapazitäten von Hunderten von TWh gespeichert und als „emissionsärmeres Gas“ zur Rückverstromung oder für Industrie- oder Heizzwecke verwendet werden (siehe nachfolgendes Teilkapitel). Solange Deutschland nicht auf diese „Green-Gas“-Technologie umsteigt, wird der reine Ersatz von Kohle durch Gas statistisch gesehen zwar zu einer verbesserten deutschen Ökobilanz führen, die allerdings zu Lasten der Gasförderländer geht und keinen Beitrag zur globalen CO₂ Reduktion leistet. Unter diesem Blickwinkel sollte auch eine zukünftige Kohleverstromung in Kombination mit CCU – Carbon Capture and Utilisation, d.h. der Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen und dessen Umwandlung zu anderen Produkten in der chemischen Industrie im Sinne eines geschlossenen Kohlestoffkreislaufes ein Teil des künftigen Erzeugungsportfolios sein.

B) Extreme erneuerbare Überproduktion aus Windenergie und Photovoltaik und Umwandlung dieser Überproduktion in „speicherbare“ Energieressourcen

Aufgrund des stark schwankenden Charakters zwischen 0 und 100% der installierten Leistung werden weder Windenergie noch Photovoltaik jemals alleine in der Lage sein, den Strombedarf zuverlässig Minute für Minute zu decken

oder zur erforderlichen gesicherten Stromerzeugungskapazität des elektrischen Systems beizutragen. Die einzige Möglichkeit, diese Quellen besser in das Stromnetz aufzunehmen, ist die Umwandlung dieser Überproduktion in Wärme, Gas, Flüssigkeit oder Mobilität mithilfe einer der unterschiedlichen Power-to-X-Technologien in B1-B3.

(B1) Die P2H-Umwandlung (Power-to-Heat) auf niedrigerem Temperaturniveau kann nur zur reinen Nutzung der erneuerbaren Überproduktion auf der Wärmeseite angewendet werden. Eine Rückverstromung auf diesem Temperaturniveau von ca. 100°C ist nicht möglich. Es gibt aber interessante Ansätze aus der künftigen Kooperation der BTU mit dem FhG-Institut für Energieinfrastruktur und Geothermie, in der untersucht werden soll, ob eine CO₂ Reduktion insgesamt dadurch möglich wird, dass Gasheizungen durch hocheffiziente Wärmepumpen ersetzt werden sollen, auch wenn die dafür benötigte Elektroenergie auf der Stromseite zusätzliche CO₂-Emissionen, z.B. durch Gaskraftwerke nach sich ziehen. Die P2H-Umwandlung mit einem hohen Temperaturniveau von bis zu 1000°C bietet die Möglichkeit der Rückverstromung und in Kombination mit Hochtemperaturspeichersystemen und kann auch ein Beitrag zur gesicherten Leistung erreicht werden. Leider befindet sich diese Technologie noch in der Grundlagenforschung. Daher wird es Jahrzehnte für eine Hoch-Skalierung in den GW-Bereich benötigen.

(B2) P2V (Power-to-Vehicle) oder netzgesteuertes Laden von E-Autos ist eine Option zur Erhöhung der Ladeflexibilität in SMART-Grids und kann verwendet werden, um den Ladevorgang besser an stark schwankende erneuerbare Quellen anzupassen, jedoch ohne Auswirkungen auf die gesicherte Leistung einer Stromerzeugung aus Windenergie und PV. Stattdessen können Batteriesysteme entweder als stationäre Speicher oder als V2G-Anwendungen (Vehicle-to-Grid) einen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern. Aufgrund ihrer begrenzten Speicherkapazität sind diese Technologien mit Pumpspeichern vergleichbar, deren Lade- oder Entladezeiten im Bereich einiger weniger Stunden liegen. Mittel- oder Langzeitspeicher sind damit nicht realisierbar.

(B3) Die P2G-Umwandlung (Power-to-Gas) ist die einzige Technologie mit einer riesigen Speicherkapazität in Deutschland, die für Wochen oder Monate geeignet ist. Durch den Einsatz einer für hochdynamische Betriebsabläufe optimierten Elektrolyse kann die regenerative Überproduktion aus dem elektrischen System entnommen und in Wasserstoff umgewandelt werden. Bis zu einem definierten Prozentsatz kann der Wasserstoff im deutschen Erdgasnetz mit seiner Speicherkapazität von Hunderten von TWh gespeichert werden. Bei höheren Anteilen an „grünem Gas“ kann Wasserstoff in Methan umgewandelt werden. Wenn dieser zweite Umwandelungsschritt zu kostenintensiv sein sollte, müssen technische Verbesserungen im Gasnetz vorgenommen werden, um höhere Anteile an Wasserstoff zu akzeptieren. Die P2G-Technologie in Kombination mit der Rückverstromung dieses „weniger CO₂-haltigen“ Gases bietet ein großes Potenzial zur Steigerung der gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien wie Windenergie und Photovoltaik.

Vor zehn oder mehr Jahren schlugen die DENA-Deutsche Energie Agentur und viele andere Energieexperten bereits vor, in diese Richtung zu gehen, obwohl sie wussten, dass dies erhebliche zusätzliche Kosten verursachen würde. Die Bundesregierung hat sich bisher immer gegen diesen P2G-Roll-Out entschieden und erst im Laufe der seit Frühjahr 2019 laufenden Strukturwandeldiskussion wieder Forschungsaktivitäten im Bereich P2G initiiert. Daher gibt es derzeit in Deutschland eigentlich nur einige in den Jahren 2000-2005 entwickelte P2G-Prototypen im Bereich einiger MW und erste Ideen zur Planung einer Großanlage mit 50–100 MW. Daher wird es Jahrzehnte dauern, bis diese Technologie im Bereich von mehreren zehn GW eingeführt ist. In Abschnitt 3 werden einige zusätzliche Informationen darüber gegeben, wo solche größeren P2G-Anlagen platziert werden müssen, um die erneuerbare Überproduktion zu absorbieren, damit der erforderliche Netzausbau so gering wie möglich ist.

C) Nutzung von Kraftwerken mit hoher gesicherter Leistung in den Nachbarländern Deutschlands

Die Bundesregierung unterstützt die Entwicklung eines europäischen Strommarktes nachdrücklich, verbunden mit der Hoffnung, die regenerative Überproduktion aus Windenergie und Photovoltaik in andere Länder zu exportieren, wann immer sie in Deutschland anfällt, und die gesicherte Stromerzeugung aus den Nachbarländern zu „importieren“, wann immer diese in Deutschland gebraucht wird. In einem solchen Fall wäre aber die Vorhaltung einer ausreichenden gesicherten Leistung ein gesamteuropäisches Thema und läge nicht mehr, wie bislang üblich in der Verantwortung der Nationalstaaten. Einem solchen Gedankenmodell widerspricht die in Kap. 1 erwähnte Studie

des Landes Nordrhein-Westfalen. Befürworter einer europäischen Energieversorgung haben mit dem schon erwähnten Prognoseinstrument „Loss of Load Expectation“ ein Werkzeug entwickelt, welches mittelfristig auch die Marktverfügbarkeit von Kraftwerken in den Nachbarländern mit einbeziehen kann. Aus [25] wird hier wörtlich zitiert:

Die Loss Of Load Expectation ist ein Indikator für das Versorgungssicherheitsniveau und gibt an, in wie vielen Stunden im Jahr die Last (Stromnachfrage) weder durch eigene Stromerzeugungskapazitäten noch durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

- *Die Berechnung erfolgt mit Hilfe einer probabilistischen Modellierung, in welche die Verfügbarkeiten und Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Erzeugungsanlagen, Betriebsmittel und Flexibilitätsoptionen eingehen.*
- *Einen anerkannten Wert für die Festlegung eines notwendigen Sicherheitsniveaus gibt es bislang nicht.*

Die angekündigten oder diskutierten Planungen in den betrachteten Staaten zeigen einen allgemeinen Trend des Abbaus von Kohlekapazitäten sowie von Kernenergie bei gleichzeitigem starkem Zuwachs von Erneuerbaren Energien. Dies entspricht, wie zu erwarten, den absehbaren Entwicklungen in Deutschland. Die derzeit noch vorhandenen Überkapazitäten an gesicherter Leistung schmelzen damit in Europa mittel- bis langfristig ab. Damit stehen auch die Nachbarländer vor der Herausforderung, die Versorgungssicherheit bei steigenden Anteilen volatiler Kapazitäten zu gewährleisten. Dies würde bedeuten, dass Deutschland sich in Knappheitssituationen künftig nur bedingt auf Lieferungen aus dem Ausland verlassen kann. (Zitat Ende)

Weitere Einzelheiten zur Machbarkeit dieser Option werden in Abschnitt 4 erörtert.

3 Aktuelle Situation im deutschen Stromnetz

Der massive Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist vor allem auf die Förderung durch das EEG zurückzuführen und war nie an den regionalen Strombedarf gebunden. Die örtliche Verteilung der Erzeugungskapazität aus Windenergie ist [13] zu entnehmen. Werte von 1–5 MW / km² oder mehr kommen nur in Norddeutschland vor. Im Süden variieren diese Werte zwischen 0 und 0,1 MW / km². Dagegen ist die Sonneneinstrahlung in Süddeutschland mit 1250–1300 kWh/m² höher als im Norden mit Werten im Bereich von 1100–1150 kWh/m². Aus diesem Grund ist deutlich zu erkennen, dass der Großteil der Windenergie im Norden Deutschlands erzeugt wird und die höchste Dichte der Dach-PV-Anlagen im Süden Deutschlands installiert ist. Auch im Nordosten Deutschlands befinden sich sehr große Freiland-PV-Anlagen mit installierter Leistung von jeweils 100–150 MW, da das EEG die Nutzung von „militärischen Konversionsflächen“ gefördert. Die Kombination dieser nationalen Finanzierung und einer Sonneneinstrahlung von ungefähr 1250 kWh/m² in einem kleinen Gebiet nahe der polnischen Grenze (beeinflusst durch das trockene Kontinentalklima) wurde zu einem attraktiven Geschäftsmodell für große PV-Investitionen und somit wurden diese PV-Groß-Anlagen auf alten, ungenutzten Militärflugplätzen der Nationalen Volksarmee oder der russischen Truppen in der ehemaligen DDR (Deutsche Demokratische Republik) errichtet.

Während in Süddeutschland aufgrund der hohen Industriedichte und rund 28% der deutschen Bevölkerung einen hohen Strombedarf hat, führt die vorwiegend von PV dominierte erneuerbare Energieerzeugung zu keinen nennenswerten Problemen im Netzbetrieb. Der Netzbetrieb im Nordwesten Deutschlands ist mit rund 55% der deutschen Windenergie anspruchsvoller, aber aufgrund des ebenfalls hohen Energieverbrauchs durch die dortige Schwerindustrie und 50% der deutschen Bevölkerung nicht vergleichbar mit dem Nord-Osten Deutschlands. In dieser Region sind etwa 45% der deutschen Windkraftleistung und die sehr großen PV-Anlagen mit je 100 MW und mehr installiert. Gleichzeitig ist der Energieverbrauch sehr gering aufgrund eines Bevölkerungsanteils von nur 22% und einer sehr geringen Dichte an Industrieunternehmen.

Während der Anteil erneuerbarer Energien in der gesamten nordöstlichen Region (= Regelzone der 50 Hz-Transmission GmbH) im Vergleich zum Energiebedarf bei 56% in 2018 lag, ist die Situation in mehreren regionalen Verteilnetzen viel gravierender. Netzbetreiber wie E.DIS (siehe Abb. 3.1 und 3.2), MitNETZ, WEMAG und Avacon erzeugen Strom aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Nachfrage in ihren Netzen von mehr als 100%. Dies bedeutet aber leider nicht, dass die Kunden dieser Netze vollständig aus erneuerbaren Quellen versorgt werden können. Nur die jährliche Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen entspricht der jährlichen Menge an Energie, die für die Kunden benötigt wird. Leider kommt es dabei sehr häufig zu einer regenerativen Übererzeugung. Die regionalen Verteilungsnetze in der 50Hertz-Regelzone speisen mehrmals pro Woche große Mengen ungenutzter regenerativer Energie in das überlagerte 400-kV-Übertragungsnetz zurück (siehe Abb. 3.3 und 3.4).

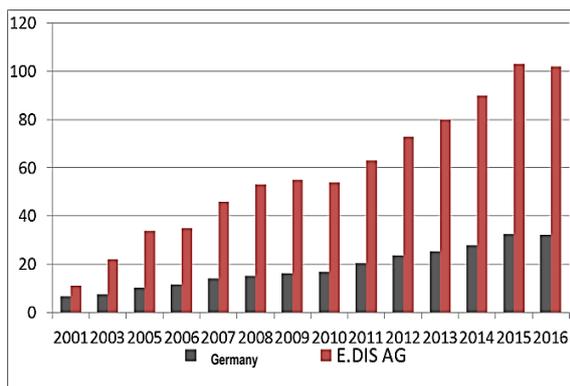


Abb. 3.1: Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen im E.DIS Netz überschreitet 100% (rote Balken), während der gesamtdeutsche Anteil erst 33 % erreicht (schwarze Balken)

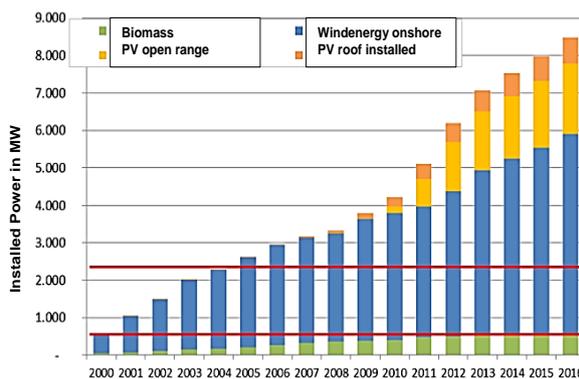


Abb. 3.2: Installierte Leistung erneuerbarer Erzeugung im E.DIS Netz überschreitet die Höchstlast (obere rote Linie) um den Faktor 4 bzw. die Schwachlast (untere rote Linie) um den Faktor 17

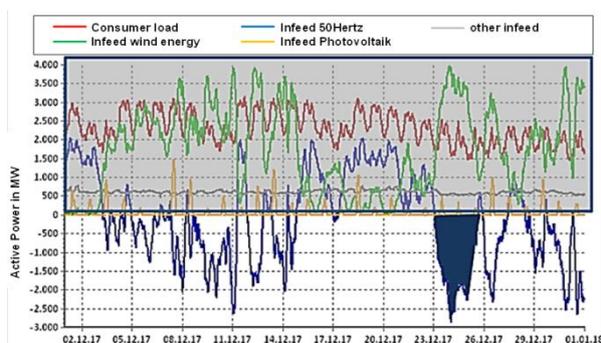


Abb. 3.3: Rückspeisung aus dem 110 kV Verteilnetz von Mit-Netz in Richtung 400 kV Übertragungsnetz im Dezember 2017 (blaue Linie unterhalb des grau markierten Bereiches)

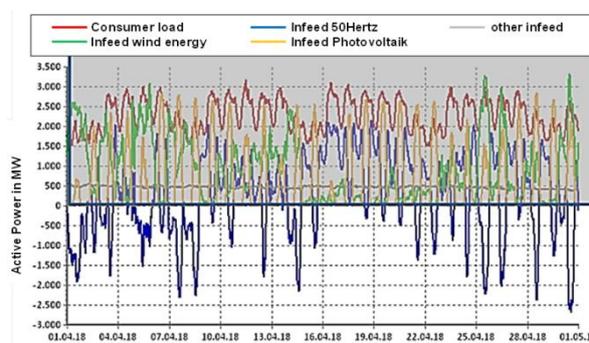


Abb. 3.4: Rückspeisung aus dem 110 kV Verteilnetz von Mit-Netz in Richtung 400 kV Übertragungsnetz im April 2018 (blaue Linie unterhalb des grau markierten Bereiches)

Der Transport der regenerativen Überproduktion aus den oben genannten Regionen durch die 20 kV oder 110 kV Verteilungsnetze in das 400 kV Übertragungsnetz, sowie der Transport von den Regionen der regenerativen Erzeugung in Norddeutschland zu den Lastzentren im Süden, führen zu einem massiven Ausbau des deutschen Stromnetzes. Im Jahr 2004 hat die Deutsche Energie-Agentur (DENA) eine Studie vorgelegt, die einen Bedarf von 900 km neuen 400-kV-Leitungen zeigte. Im Juli 2006 erteilte das brandenburgische Ministerium für Wirtschaft und Energie der BTU den Auftrag, ein Konzept für den notwendigen Netzausbau im Land Brandenburg zu erstellen. Die Ergebnisse wurden in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern in diesem Bundesland erarbeitet und zeigten eine Notwendigkeit von 600 km an neuen 400-kV-Leitungen und 1200 km neuen 110-kV-Leitungen nur innerhalb des Landes Brandenburg, einem Gebiet von 350 km Nord-Süd und 250 km West-Ost. Im Jahr 2010 hat die DENA eine überarbeitete Studie auf nationaler Ebene vorgelegt, die nun einen Bedarf von 4500 km an neuen 400-kV-Leitungen zeigt, und die BTU hat 2011 ihre brandenburgische Studie auf 600 km an 400-kV-Leitungen und 2100 km an 110-kV-Leitungen aktualisiert. Schließlich veröffentlichte die DENA in 2012 eine nationale 110-kV-Studie, die den Bedarf von rund 10.000-20.000 km neuer 110-kV-Leitungen für ganz Deutschland aufzeigt. Auf der Grundlage dieser und anderer Netzstudien hat die Bundesregierung die Verantwortung für den anstehenden großen Netzausbau an die BNetzA-Deutsche Nationale Netzagentur (Stromnetz, Gasnetz und Telekommunikationsnetz) übertragen.

Inzwischen aktualisiert die BNetzA permanent den NEP-Nationalen Netzentwicklungsplan und untersucht ebenso zukünftige Netzszenarien, wie z.B. im NEP 2030 mit einem deutschen Gesamtanteil an Erneuerbaren von 65%, wie in Abb. 2.3 dargestellt.

Bedingt durch sehr zeitaufwändige behördliche Genehmigungen und Klagen verläuft der Netzausbau in Deutschland extrem langsam. In den letzten 10 Jahren wurden nur einige hundert Kilometer neue Freileitungen gebaut von den benötigten einigen tausend Kilometern. Die Planung, Genehmigung, Montage und Inbetriebnahme einer neuen Leitung dauert heute 5-10 Jahre, teilweise mehr als 20 Jahre. Die aktuellen Prognosen gehen von etwa 20 oder

mehr zusätzlichen Jahren aus, um die erforderliche Netzerweiterung zu realisieren, die für eine erfolgreiche Energiewende notwendig sind.

Neben den oben genannten Netzausbaukonzepten untersucht und identifiziert BTU auch Knoten innerhalb des 400-kV-Übertragungssystems, die für große Batteriesysteme oder große Power-to-Gas-Anlagen geeignet sind, um so erneuerbare Rückspeisungen aus den Verteilnetzen zu absorbieren. Um dem Leser ein erstes Gefühl für die Größe dieser Rückspeisung zu geben, sollte die Aufmerksamkeit wieder auf Abb. 3.3 gerichtet werden. Die dunkelblau markierte Fläche zeigt eine Rückspeisung mit einer durchschnittlichen Leistung von 1,5 GW über ca. 72 h, was einer Energie von ca. 100 GWh entspricht, die nur aus einem der sieben Verteilnetze im Nord-Osten Deutschlands zurück gespeist wurde. Dies ist fünfmal so hoch, wie die verfügbare Speicherkapazität von 20 GWh für den gesamten Nordosten Deutschlands (40 GWh in ganz Deutschland).

Aufgrund von Vereinbarungen mit E. DIS-Netz, MitNETZ-Strom, WEMAG-Netz, Stromnetz Berlin und 50 Hz-Transmission erhält BTU die Messdaten aller Transformatorbelastungen in allen Umspannwerken und der erneuerbaren Erzeugung, jeweils gemessen alle 15 Minuten. Auf Basis dieser Daten kann hier die Rückspeisung von 2 Netzknoten (Umspannwerk in RAGOW und Umspannwerk in GRAUSTEIN) in das ostdeutsche 400-kV-Netz als Beispiel in den Bildern 3.5 und 3.6 dargestellt werden. Um diese Bilder besser zu verstehen, sind in Abb. 3.7 einige zusätzliche Erläuterungen gegeben, in denen der reale Leistungsfluss in MW durch die blaue Kurve und für einen Monat dargestellt wird. Wie man sieht, schwankt der Leistungsfluss in beide Richtungen stark. Um eine Überflutung mit Informationen innerhalb einer jährlichen Darstellung des Leistungsflusses zu vermeiden, wird nur der Mittelwert in beiden Richtungen (orangefarbene Blöcke) angezeigt.

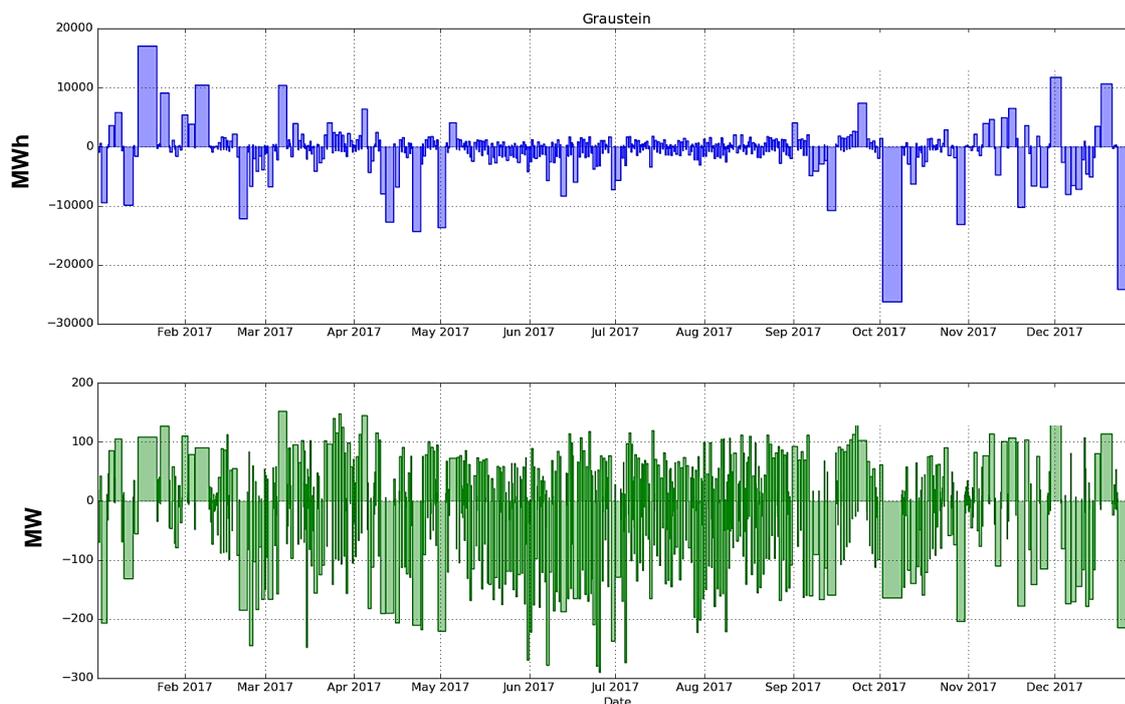


Abb. 3.5: Durchschnittlicher Leistungsfluß (grüne Kurve in MW) und Energieaustausch (blaue Kurve in MWh) zwischen 400 kV und 110 kV in der Umspannanlage Graustein in 2017

Bezug und Rückspeisung im Umspannwerk GRAUSTEIN zeigt noch relativ ausgeglichene Leistungsflüsse mit Werten von ca. 100-300 MW sowie Energie-Rückspeisungen bis zu ca. 25 GWh. Im Umspannwerk RAGOW ist die Situation jedoch völlig anders. Nur wenige Male im Jahr transportiert diese Umspannstation Energie aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz und zu den Verbrauchern. Die meiste Zeit im Jahr wird die regenerative Überproduktion mit 150-350 MW aus der Region heraus transportiert, teilweise bis zu 80 GWh innerhalb weniger Tage, was der vierfachen Speicherkapazität von 20 GWh in Ostdeutschland und der doppelten Kapazität von 40 GWh in ganz Deutschland entspricht.

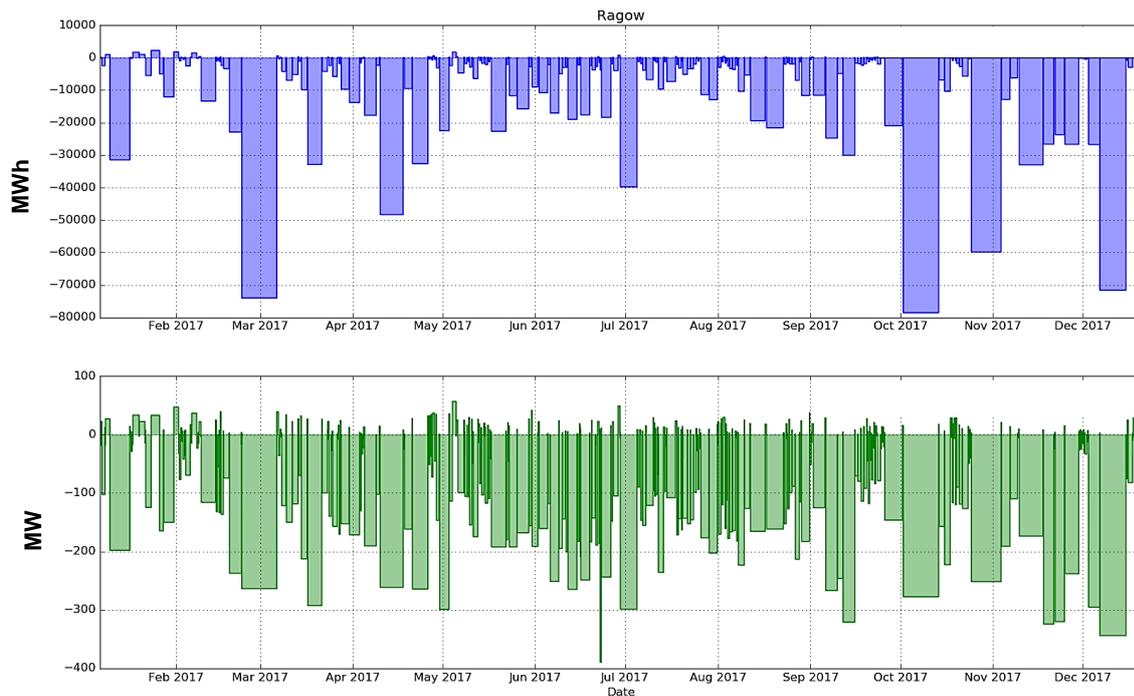


Abb. 3.6: Durchschnittlicher Leistungsfluß (grüne Kurve in MW) und Energieaustausch (blaue Kurve in MWh) zwischen 400 kV und 110 kV in der Umspannanlage Ragow in 2017

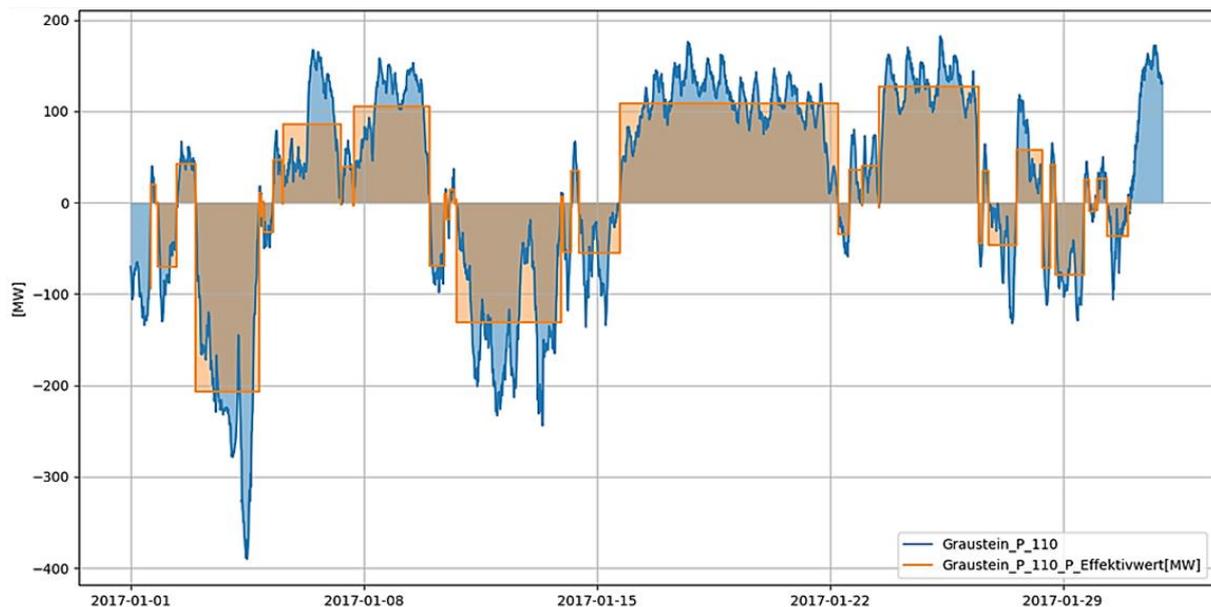


Abb. 3.7 Mittelwertbildung für den Leistungsfluß zwischen 400 kV und 110 kV in der Umspannanlage Graustein im Januar 2017

Solange die Stromnetze nicht an die Bedürfnisse der Energiewende angepasst wurden, werden die Netzbetreiber kontinuierlich gezwungen sein, konventionelle Kraftwerke an die hochvolatile Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik anzupassen oder deren regenerative Überproduktion abzuschalten, um so das Stromnetz stabil zu halten. Daher ist die Anzahl dieser Netzeingriffe ein ausgezeichneter Indikator, um den erforderlichen Netzausbau zu überwachen. Nach EnWG – Energiewirtschaftsgesetz haben die Netzbetreiber verschiedene Möglichkeiten, die unterschiedlichen Energieerzeuger zu zwingen, ihre Einspeisung an die Bedürfnisse der Versorgungssicherheit anzupassen.

EnWG §13 Abs.1 ermöglicht es dem Übertragungsnetzbetreiber, Betreiber konventioneller Kraftwerke anzuweisen, ihre Einspeisung zu reduzieren, wenn sich deren Kraftwerke vor einer Netzengstelle befinden oder ihre Einspeisung zu erhöhen, wenn sich die Kraftwerke hinter der Netzengstelle befinden, um so eine Überlastung der dazwischen liegenden Leitungen im Netzengpass zu vermeiden. Leider muss für diesen „Re-Dispatch“ ein finanzieller Ausgleich geleistet werden. Nach Bericht der Bundesnetzagentur [14] erreichte dieser Re-Dispatch im Jahr 2017 ein Volumen von rund 20 TWh und musste mit 837 Mio. € kompensiert werden. Reichen diese Maßnahmen nach EnWG §13 Abs.1 nicht aus, um den Netzbetrieb zu stabilisieren, darf der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltung der erneuerbaren Erzeugung nach EnWG §13 Abs. 2 veranlassen. Für diese Anpassmaßnahmen ist bisher keine finanzielle Entschädigung zu leisten.

Während sich das EnWG §13 auf die Übertragungsnetzbetreiber und die Stabilität des Gesamtsystems konzentriert, ermöglicht das EnWG §14 den Verteilernetzbetreibern, Netzeingriffe vorzunehmen, um eine Leitungsüberlastung im 110 kV-Netz und auf der Mittelspannungsebene zu vermeiden. Diese Art der Netzeingriffe muss auch finanziell kompensiert werden. Im Jahr 2017 wurden insgesamt 5,5 TWh abgeschaltet und mussten mit 610 M€ kompensiert werden.

Insofern waren 2017 insgesamt 1,4 Mrd. € zu zahlen, weil das deutsche Stromnetz nicht mehr in der Lage war, die regionale und temporäre erneuerbare Überproduktion aufzunehmen. In den Abb. 3.8 und 3.9 sind zwei Beispiele aufgeführt, um ein besseres Verständnis dafür zu erhalten, wie oft diese Art von Netzwerkaufgaben initialisiert werden muss.

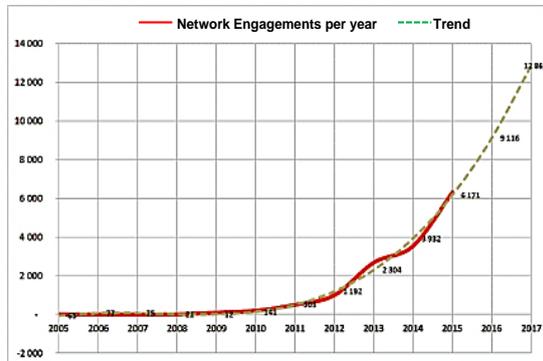


Abb. 3.8: Gesamtabschätzung der Netzeingriffe in allen deutschen Übertragungs- und Verteilnetzen

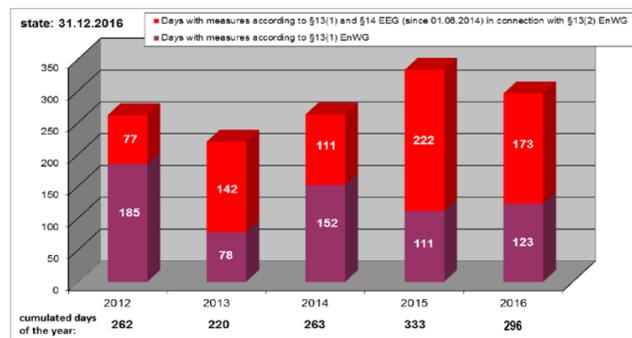


Abb. 3.9: Netzeingriffe pro Jahr nach EnWG §13 (Abs 1 = pink) und (Abs. 2 = rot) bei 50 Hz-Transmission.

Die Abbildungen 3.10 und 3.11 zeigen deutlich, dass das deutsche Stromnetz noch weit entfernt ist, um die tatsächlich real existierende erneuerbare Überproduktion angemessen zu absorbieren. Außerdem sind Batteriespeicher und Power-to-X-Anlagen immer noch mit einer viel zu geringen Leistung am Netz, um einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Insofern und nach sehr grundlegenden Marktregeln werden die Strompreise am deutschen Energiemarkt in solchen Fällen der erneuerbaren Überproduktion auch negativ.

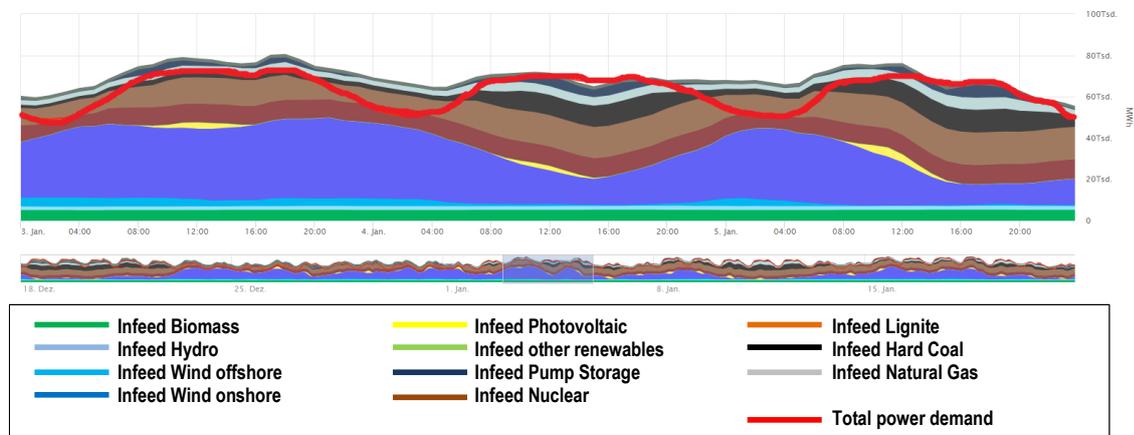


Abb. 3.10: Stromüberproduktion durch Starkwind in Deutschland in den Nächten des 3. bzw. 4. bzw. 5. Januar 2018 (rote Linie zeigt den Strombedarf) (auf Datenbasis von [16])

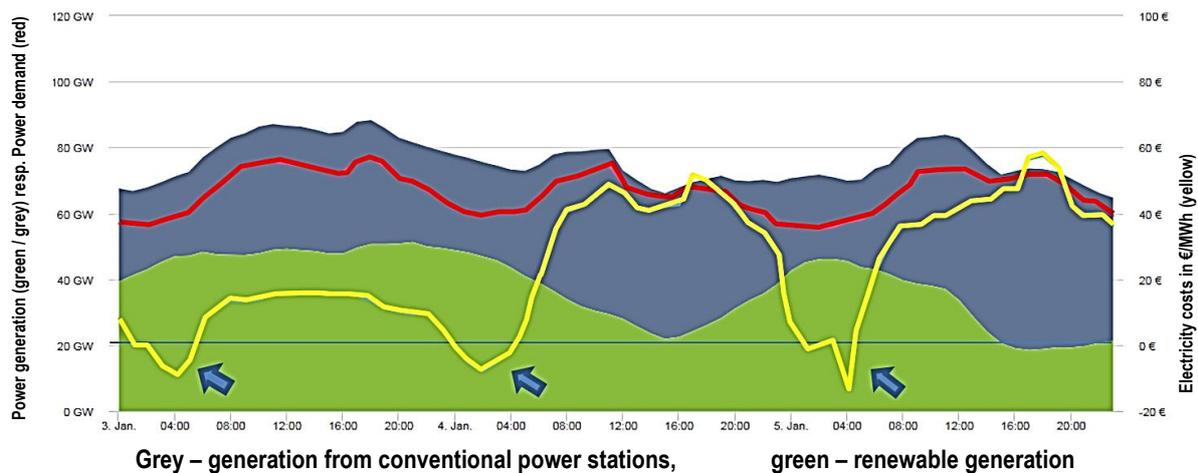


Abb. 3.11: Vergleichbares Bild zu Abb. 3.10, nun inklusive der Strompreise (gelbe Kurve) (auf Datenbasis von [16])

In diesen Zeiträumen kam es zu einem massiven Stromfluss von Deutschland in die schweizerischen und österreichischen Pumpspeicher, leider ohne finanzielle Vorteile für Deutschland aus diesem Export. Es muss klar gesagt werden, dass der Energiehandel (wie jede Art des Handels) vernünftig und sinnvoll ist, solange der "Produktanbieter" nicht sein eigenes Geld ausgeben muss, um seine eigenen "Produkte aufgrund von Überproduktion" loszuwerden. Außerdem sollte man wissen, dass fast alle grenzüberschreitenden Freileitungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern in den letzten Jahren auf Betreiben der Nachbarländer mit "Phasenschieber-Transformatoren" ausgestattet wurden. Nach den physikalischen Gesetzen fließt elektrische Energie in jedes Stromnetz entsprechend der Spannungsverteilung im System, ohne zu berücksichtigen, ob die Leitung deutschen Netzbetreibern oder einem anderen in Nachbarländern zu Deutschland gehört. So kann sich z.B. im Nordosten Deutschlands eine regenerative Überproduktion negativ für das polnische oder tschechische Stromnetz auswirken, wenn diese Überproduktion über Leitungen von Nord-Ost-Deutschland über Polen und Tschechien in den Süden Deutschlands fließt. Aus diesem Grund wurden in den letzten Jahren von den Nachbarländern mehrere Phasenschieber-Transformatoren entlang der deutschen Grenze installiert, so dass die angrenzenden ausländischen Netzbetreiber in der Lage sind, die unerwünschten Transit-Stromflüsse durch ihr eigenes Netz zu reduzieren oder ganz zu unterbinden.

4 Möglicher Beitrag des Energiemarktes zur deutschen Energiewende an Tagen mit hohem Strombedarf

Die Abbildungen 2.4 und 2.5 zeigen deutlich, dass die Bundesregierung ein Stromerzeugungsportfolio mit einer gesicherten Leistung sehr weit unter der deutschen Höchstlast anstrebt. Die verbleibende Versorgungslücke von rund 40 GW soll teilweise mit Gas-Kraftwerken (der NEP 2030 spricht von 6 GW bis 2030) im eigenen Land, aber vor allem mit den Erzeugungseinheiten "außerhalb Deutschlands" geschlossen werden, die ihre Energie auf dem europäischen Strommarkt anbieten. Aus Sicht einer europäischen CO₂ Bilanz ist es deshalb wichtig zu wissen, welche Kraftwerkstypen in einer solchen Höchstlastsituation zur Verfügung stehen könnten, um die Stromversorgung Deutschlands von außerhalb sicherzustellen und wo sich diese Blöcke befinden könnten.

In Abb. 4.1 ist die reale Einspeisung aus der Windenergie in Deutschland mit einer installierten Leistung von 59 GW für das Jahr 2018 dargestellt. Darüber hinaus zeigt Abb. 4.2 die Einspeisung aus der Windenergie im gleichen Jahr, jetzt aber für Deutschland und alle angrenzenden Länder mit einer installierten Leistung von 98 GW. Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist die große Anzahl von Zeitfenstern ohne Einspeisung aus Windenergie (Flaute) die kritischste. Aus beiden Bildern wird daher absolut klar, dass diese Flaute sowohl in Deutschland als auch in allen angrenzenden Ländern gleichzeitig auftreten.

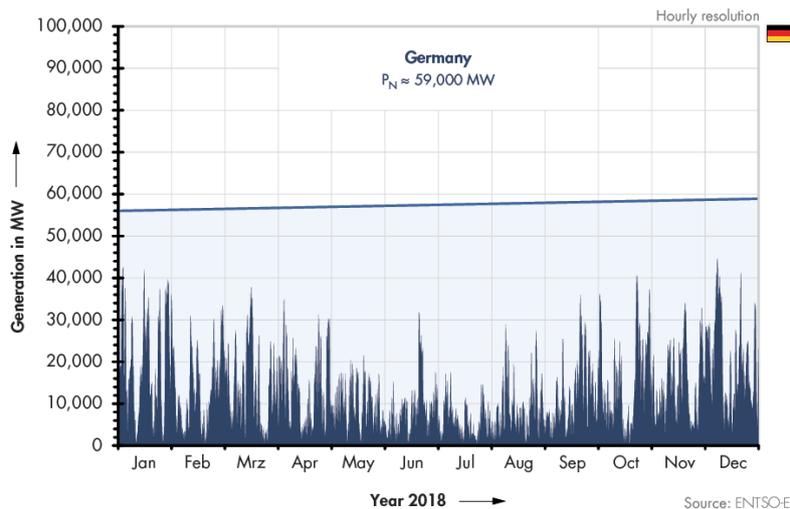


Abb. 4.1: Verfügbarkeit von Einspeiseleistung aus Windenergie in 2018 in Deutschland mit einer gesamt installierten Windenergiekapazität von 59 GW (auf Datenbasis von [17])

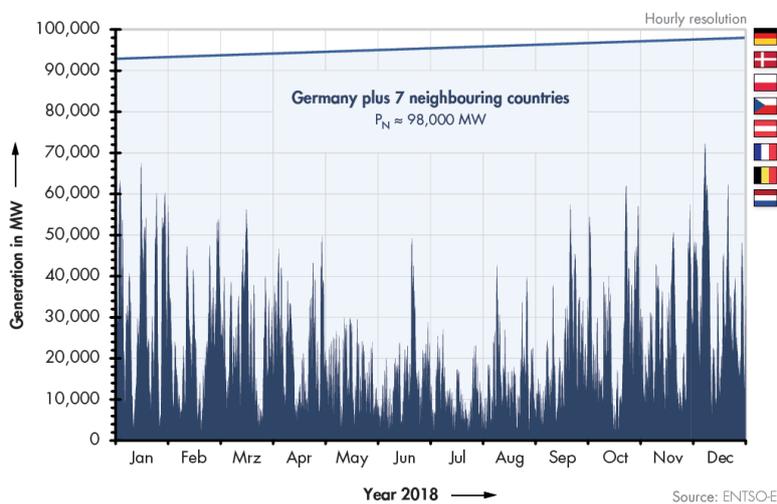


Abb. 4.2: Verfügbarkeit von Einspeiseleistung aus Windenergie in 2018 in Deutschland und allen Nachbarländern mit einer gesamt installierten Windenergiekapazität von 98 GW (auf Datenbasis von [17])

Daher wird es auf dem europäischen Energiemarkt nahezu unmöglich sein, Strom aus Windenergie außerhalb Deutschlands in einer Leistung von bis zu 40 GW zu kaufen, wenn Deutschland selbst mit längeren Flauteperioden im Bereich von einigen Stunden oder Tagen konfrontiert ist. Gerade im Winter wird eine solche Situation oft mit nicht vorhandener PV-Erzeugung kombiniert, verursacht durch sehr geringe Solarstrahlung oder Schnee auf den PV-Modulen. Aus diesem Grund wird die Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung von aktuell 120 GW auf 200 GW, wie in Abb. 2.3 dargestellt, nicht zur Erhöhung der gesicherten Stromerzeugungskapazität in Deutschland beitragen.

Auch die Hoffnung der Bundesregierung, die oben genannten 40 GW auf dem Markt aus Kohle- oder Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands zu kaufen, ist keine Basis für eine nachhaltige Energiewende mit einer zuverlässigen Stromversorgung für Deutschland. Zum besseren Verständnis sollte man einerseits wissen, dass eines der grundlegenden Gestaltungskriterien der europäischen Stromversorgungsstruktur darin bestand und außerhalb Deutschlands auch weiterhin besteht, dass alle europäischen Länder in der Lage sein sollten, ihre Verbraucher mit ihrem eigenen Erzeugungsportfolio zu versorgen. Um Erzeugung und Nachfrage auszugleichen, bauten die meisten Länder (Frankreich, Schweiz, Österreich, Polen und Tschechien) einen TSO (Transmission System Operator) mit eigener Regelzone auf. In Deutschland gibt es derzeit 4 TSOs mit 4 Regelzonen. Das europaweit vernetzte 400-kV-Stromnetz wurde als eine Art Notfallsystem konzipiert. Wenn z.B. ein oder zwei große Kraftwerke in einer

Regelzone ausfallen sollten, tragen die benachbarten Regelzonen durch den Transport von bis zu 3 GW über die Grenzkuppelleitungen zum Ausgleich von Last und Erzeugung in der betroffenen Zone bei. Ausgehend von diesen Planungsrichtlinien war leicht verständlich, dass das Erzeugungsportfolio in allen deutschen Nachbarländern mit höchster Priorität auf die Stromversorgung des eigenen Landes ausgerichtet ist. Auf dem Energiemarkt werden nur mögliche Überschüsse verkauft. Aus diesem Grund wurden Untersuchungen durchgeführt, den Energiebedarf in Europa in jenen Tagen zu ermitteln, in denen Deutschland eine Stromnachfrage in der Nähe seiner Höchstlast hat. Das Ergebnis ist aus Tabelle 4.1 ersichtlich (basierend auf Daten aus Ref.[18]).

Tabelle 4.1 Anteil der jeweils nationalen Höchstlast in den Nachbarländern zu Deutschland zu dem Zeitpunkt, wenn in Deutschland die Höchstlast auftritt sowie die Transportleistung der Grenzkuppelleitung

Grenze zwischen Deutschland und	Leistungsbedarf im jeweiligen Nachbarland zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast in %	Transportkapazität der jeweiligen Grenzkuppelleitung in GW
Polen	96	1.6
Tschechische Republik	91	2.8
Österreich	92	6.0
Schweiz	90	4.0
Frankreich	84	4.7
Belgien	93	-
Niederland	100	1.7
Dänemark	96	2.2
Schweden	83	0.6

Tabelle 4.1 zeigt deutlich, dass alle Nachbarländer Deutschlands auch sehr nahe an ihrer eigenen Höchstlast liegen, wenn in Deutschland die maximale Nachfrage auftritt. Insofern ist zu erwarten, dass im Ausland nur wenige Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen werden, um den Mangel von 40-50 GW an gesicherter deutscher Erzeugungskapazität auszugleichen. Darüber hinaus ist es aus ökologischer Sicht nicht akzeptabel, die deutsche Ökobilanz durch Abschaltung der eigenen "unerwünschten" Kern- und Kohlekraftwerke dadurch "grün zu färben", dass man den Strom über den Energiemarkt aus den Nachbarländern kauft, der überwiegend in Kohle- oder Kernkraftwerken erzeugt wird und damit zur Ökobilanz unserer Nachbarn beiträgt.

An dieser Stelle soll das gerne angeführte Argument der Kraftwerksüberkapazitäten in Europa aufgegriffen werden. In [25] wird klar aufgezeigt, wie in den kommenden Jahren die Kraftwerksüberkapazitäten nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa abgebaut werden. Details siehe hierzu in Bild 4.3.

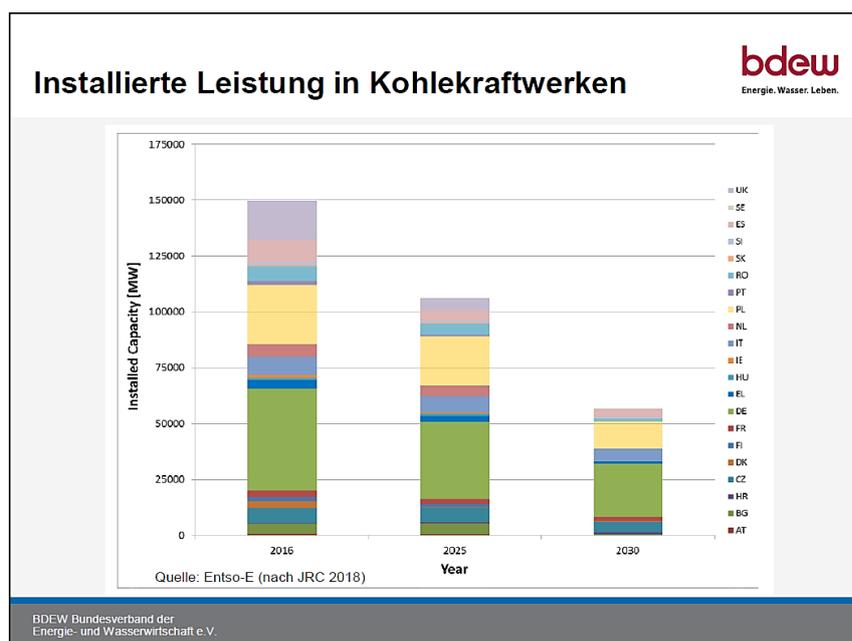


Abb. 4.3: Installierte Leistung in Kohlekraftwerken in Europa; im Rahmen der Aktualisierung aus [25] eingefügt

Im Folgenden sollen einige weitere Beispiele aus dem Zeitraum von Ende 2018 bis Anfang 2019 gezeigt werden, um die aktuelle Situation zur Versorgungssicherheit in Deutschland zu veranschaulichen. Vor allem durch die sehr tiefen Temperaturen im Winter 2011/2012 kam es damals zur außergewöhnlich hohen Stromnachfrage. In Kombination mit Betriebsproblemen in mehreren großen deutschen Gaskraftwerken, die durch das Ausbleiben von Gaslieferungen aus Russland über die Ukraine verursacht wurden, lag das deutsche Stromnetz sehr nahe an der Grenzfrequenz von 49,8 Hz. Ab dieser Unterfrequenz wird das automatische Lastabwurfssystem gestartet, um einen Netzzusammenbruch zu vermeiden. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung eine neue Regelung für schaltbare Lasten beschlossen. Mehrere energieintensive Industrieunternehmen (z.B. Aluminiumproduktion) wurden ausgewählt und Vereinbarungen mit dem Ziel getroffen, deren Produktion teilweise abzuschalten, falls in Zukunft jemals ein ähnlicher Fall von "Untererzeugung" eintreten sollte. Allein im Jahr 2018 war es notwendig, diese "Verordnung über schaltbare Lasten" an 78 Tagen im Jahr zu aktivieren, da die verfügbare primäre Regelenergie aufgebraucht war, die Stromnachfrage noch höher war als die Erzeugung und der Energiemarkt den Strommangel in Deutschland nicht kompensieren konnte, so dass diese Industrieverbraucher abgeschaltet werden mussten. Ebenfalls am 31. Dezember 2018 konnte die Stromerzeugung in Deutschland das eigene Land nicht vollständig versorgen. Glücklicherweise lag die Nachfrage mit 52 GW weit unter der Spitzenlast, so dass der Markt, also die Kraftwerke in den Nachbarländern, die Unterversorgung in Deutschland mit 6 GW kompensieren konnte. Die nächste sehr kritische Situation trat nur wenige Tage später am 10. Januar 2019 ein, wie in Abb. 4.5 dargestellt. Innerhalb von 5 Minuten sank die Frequenz im europäischen Stromnetz und erreichte den Wert von 49,8 Hz. Erste Lastabwürfe wurden bereits aufgerufen, vor allem in Pumpspeicherkraftwerken, die sich gerade im Pumpbetrieb befanden.

Im Nachgang wurde als Grund für den Frequenzeinbruch ermittelt, dass am 8./9.1.2019 eine zu hohe regenerative Erzeugung in Deutschland vorlag, verbunden mit einem Export ins Ausland zu Strompreisen nahe 0 €/MWh. Am 10.01.19 wiederum trat in Deutschland ein hoher Import aus dem Ausland auf, was zu Strompreisen von ca. 85 €/MWh führte (Abb. 4.4). Auf einer der Grenzkuppelleitungen kam es in dieser Zeit zu einem Defekt an einer Meßstelle, bei dem der Meßwert auf einer hohen Exportleistung „eingefroren“ war, obwohl schon längst wieder in hohem Maße nach Deutschland hinein importiert wurde. Dies wiederum führte zu Fehlanpassungen des restlichen Kraftwerksbestandes, so dass schlußendlich ein erhebliches Leistungsdefizit entstand, was dann den Frequenzeinbruch verursachte. Auch wenn ein solcher Defekt nicht originär der regenerativen Erzeugung in Deutschland zugeschrieben werden kann, zeigt es aber deutlich, dass das europäische Verbundnetz in den zurückliegenden Jahrzehnten unter der Prämisse entwickelt wurde, das jeder Nationalstaat in erster Linie die Sicherstellung der jeweils nationalen Versorgung aus eigener Kraft anstrebt. Über die Kuppelleitungen sollte geplanterweise nur eine Hilfeleistung im Störfall oder ein angemessener Handel möglich sein, nicht aber das schnell wechselnde Verschieben großer Leistungen durch regenerative Überspeisung oder Unterdeckung von einem Land in das andere und wieder zurück.

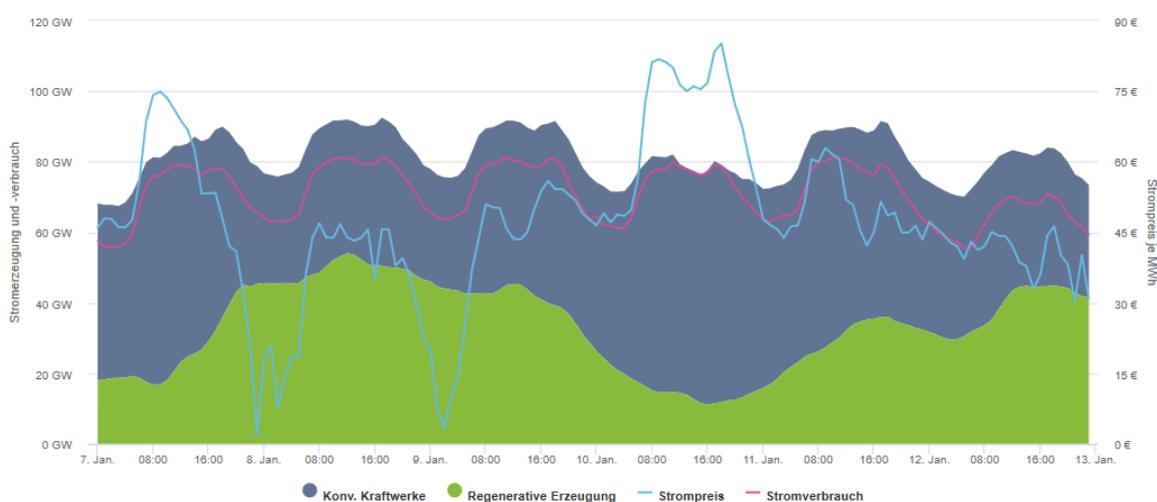


Abb. 4.4: Strompreis und konventionelle bzw. regenerative Erzeugung vom 07.01.19 bis 13.01.2019 aus Quelle [16]

Wieder einige Tage später, am 24. Januar 2019, stieg die Frequenz in Europa morgens schnell an und näherte sich der 50,2 Hz-Grenze, ab der die automatische Abschaltung erster Erzeuger eingeleitet wird (siehe Abb. 4.6).

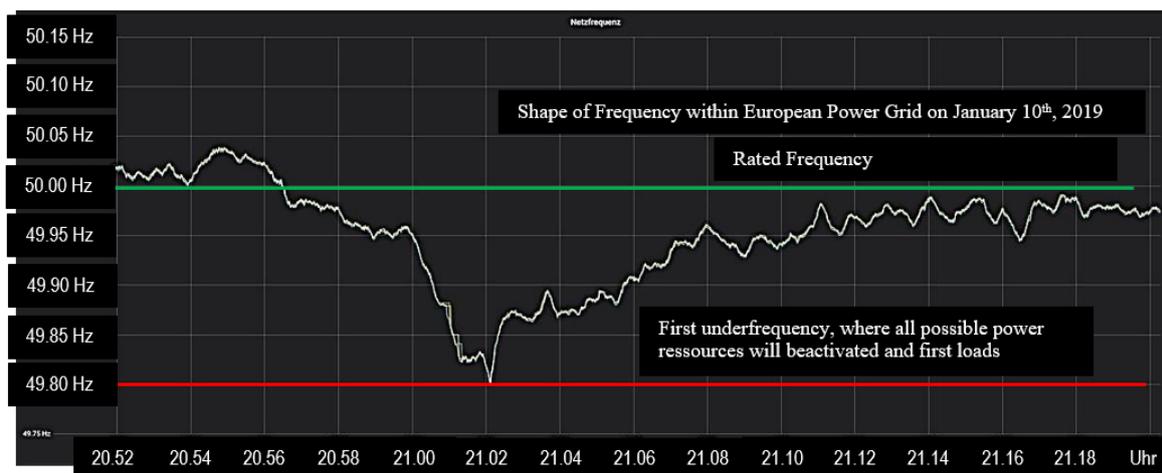


Abb. 4.5: Frequenzverlauf am 10.01.2019 um 21 Uhr (auf Datenbasis von [19])



Abb. 4.6: Frequenzverlauf am 24.01.2019 um 6 Uhr (auf Datenbasis von [19])

Im Juni 2019 traten mehrere Tage mit massiven Prognoseabweichung im Bereich Windenergie und Photovoltaik auf. Die Abweichung zwischen der angenommenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der tatsächlichen lagen bei +/- 5.000 MW, in Spitzen sogar bei 13.000 MW. Diese Mangelerzeugung bzw. Überspeisung in Deutschland führte dazu, dass die gesamte europäische Regelleistung aufgeboden werden mußte, um massive und für die Stromversorgung äußerst kritischen Frequenzeinbrüche oder Überfrequenzen noch in tolerierbaren Grenzen zu halten. Die Kosten für diese Regelleistung stiegen mit 90-100 €/MWh etwa auf das 10-fache des üblichen Wertes.

5 Gesamtüberblick über die letzten 25 Jahre der deutschen Energiewende

Zusätzlich zu den noch vorhandenen 93 GW konventioneller Stromerzeugungskapazität aus Kernenergie, Kohle und Gas wurden weitere 112 GW (2017) erneuerbare Stromerzeugungskapazität hauptsächlich aus Windkraft und

PV aufgebaut, die durch eine massive staatliche Förderung angeregt wurden. Nach dem Start des liberalisierten Energiemarktes im Jahr 1998 sanken die Preise für Haushaltsstrom von 17 Cent / kWh auf 14 Cent / kWh. Durch die Mehrkosten der deutschen Energiewende sind die Stromkosten für die deutschen Haushalte seit dem Jahr 2000 kontinuierlich von 14 Cent/kWh auf 30 Cent/kWh (Abb. 5.1) im Bundesdurchschnitt gestiegen. In einigen Regionen Deutschlands liegen die Strompreise nahe bei 35 Cent/kWh.

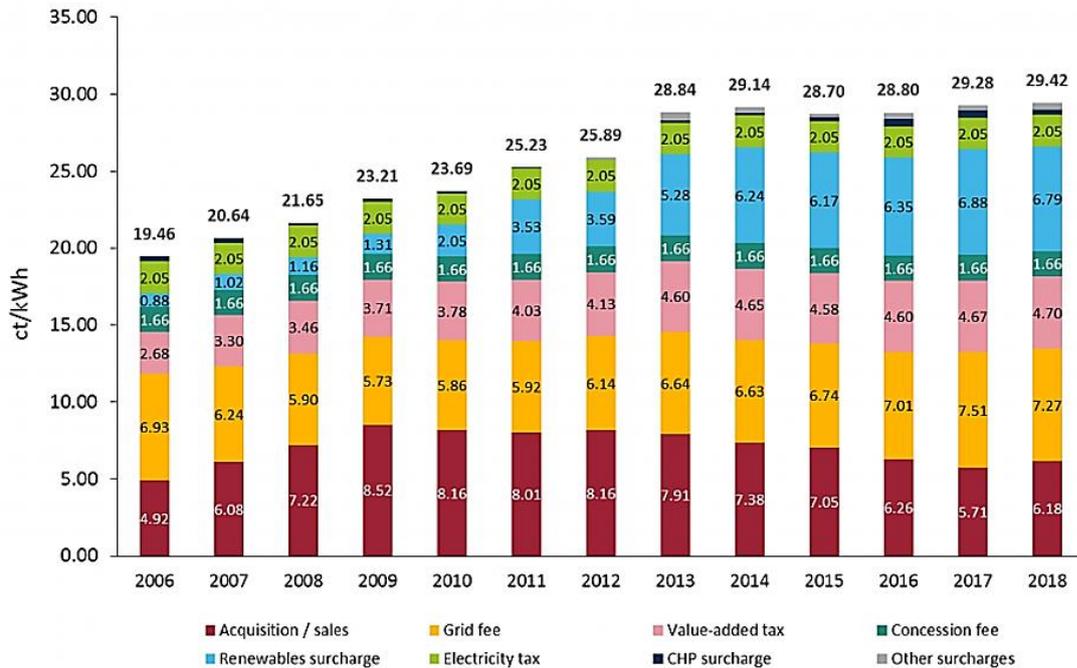


Abb. 5.1: Zusammensetzung der durchschnittlichen Haushalts-Strompreise in Deutschland mit 3500 kWh Jahresverbrauch [20]

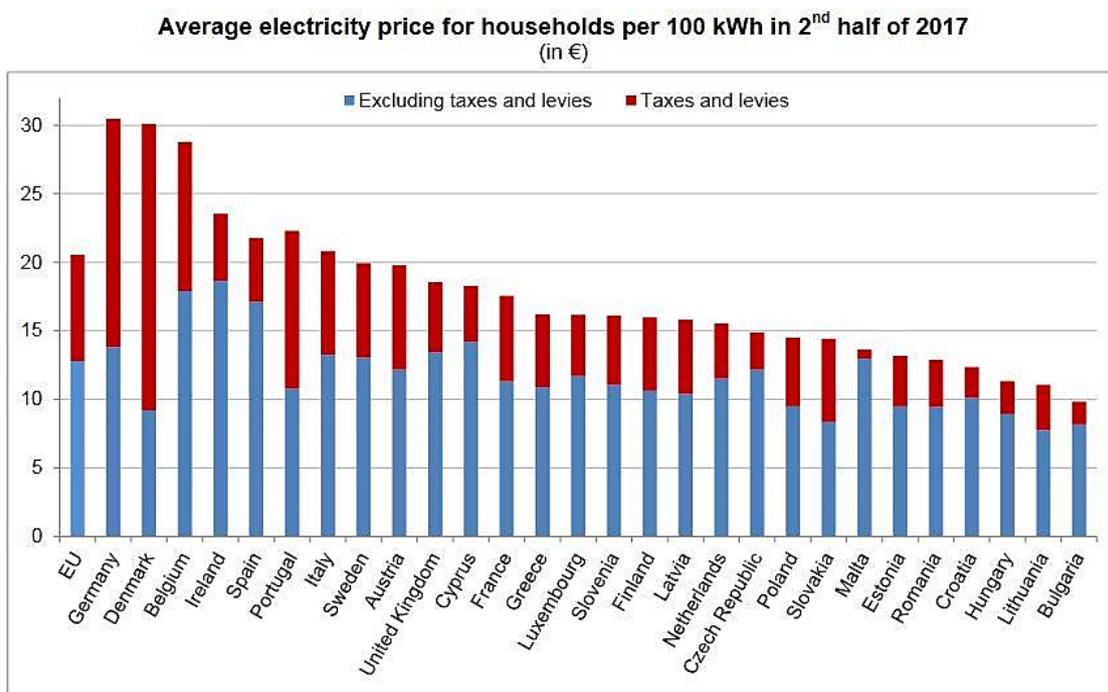


Abb. 5.2: Strompreise für Haushaltskunden in allen europäischen Ländern [20]

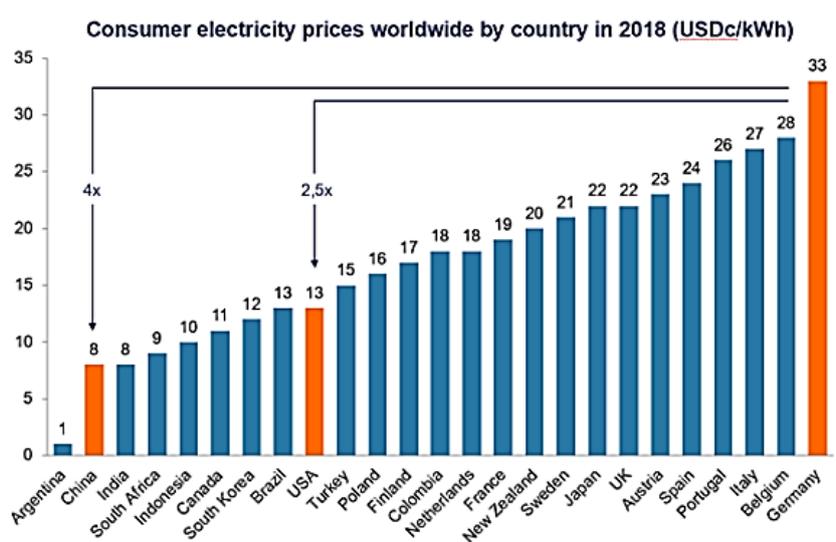


Abb. 5.3: Strompreise für Haushaltskunden in ausgewählten Ländern weltweit [26]

Im europäischen bzw. globalen Vergleich hat Deutschland die höchsten Strompreise für Haushalte (Abb. 5.2 und 5.3). Nur Dänemark und Belgien haben ähnliche Preise. In allen anderen europäischen Ländern liegen die Preise bei 10 ... 20 Cent/kWh. Im Vergleich zu USA bzw. China gibt es einen Kostenunterschied von 2,5:1 bzw. 4:1. Über die bisherigen Kosten der deutschen Energiewende liegen keine vertrauenswürdigen Informationen vor, aber in einigen Quellen werden bisher verausgabte rund 400 Milliarden Euro und weitere 400 Milliarden Euro für die noch laufenden Verträge über erneuerbare Energien für die tatsächlich netzgekoppelten Windkraft- und PV-Anlagen ausgewiesen. Im Vergleich zu diesen enormen finanziellen Anstrengungen ist die CO₂-Reduktion der Energiewirtschaft in Deutschland eher gering.

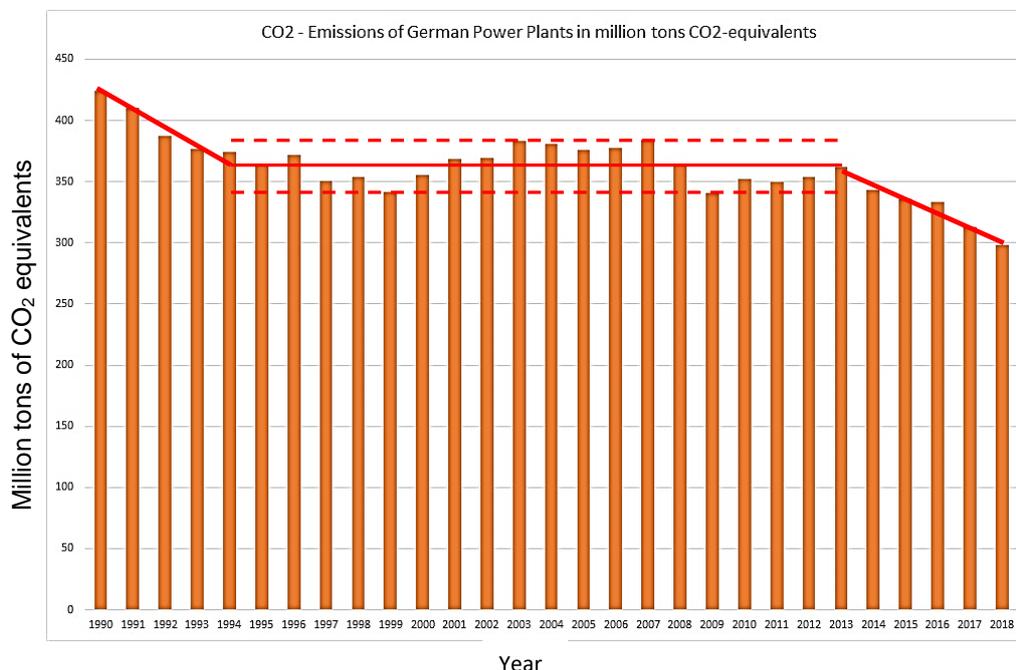


Abb. 5.4: Entwicklung der CO₂ Emissionen aus dem Energiesektor in Deutschland (auf Datenbasis von [21])

An dieser Stelle sei nochmals daran erinnert, dass das originäre Ziel der deutschen Energiewende nicht der über EEG-geförderter Ausbau der regenerativen Energien ist, sondern die nachhaltige Reduktion der CO₂-Emissionen. Anfang der 90er Jahre ist bis 1992/1993 ein solcher Rückgang der CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft zu verzeichnen, verursacht durch den Zusammenbruch der ostdeutschen Industrie nach der Wiedervereinigung in Deutschland. In den 20 Jahren von 1993 bis 2013 liegt der CO₂-Ausstoß des Energiebereiches gleichbleibend im Bereich von 360 Millionen Tonnen pro Jahr mit einer Schwankung von +/- 7%. Ab 2013 ist wieder ein Rückgang zu verzeichnen. Dabei kam in Deutschland eine Diskussion auf, ob die niedrigen Werte in den Jahren 2017 und 2018 mit den relativ hohen Temperaturen in den entsprechenden Wintermonaten zusammenhängen, die in der Regel mit einem reduzierten Strombedarf einher gehen. Insgesamt ist festzustellen, dass die CO₂-Emissionen seit fast 20 Jahren nahezu konstant sind, obwohl 2019 in Deutschland bis zu 39,7% der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien gewonnen wurden. Mehrere Gründe für dieses überraschende Ergebnis sind leicht zu verstehen. In den letzten 20 Jahren hat Deutschland eine große Kapazität an CO₂-freier Erzeugung aus erneuerbaren Energien aufgebaut. Gleichzeitig wurde die noch bestehende CO₂-freie Erzeugung aus Kernkraftwerken sukzessive abgeschaltet. Auch Kohlekraftwerke, die für einen optimierten Grundlastbetrieb geplant waren, müssen nun die hoch volatile Erzeugung aus Windenergie und PV kompensieren, um so das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch Minute für Minute einzuhalten. Jeder weiß aus eigener Erfahrung, dass Stop-and-Go-Verkehr in der Stadt mehr Kraftstoff verbraucht und höhere Emissionen erzeugt, als gleichmäßiges Fahren auf der Autobahn.

6 mögliche Handlungsoptionen für eine erfolgreiche Fortführung der Energiewende

Aus Sicht der Versorgungssicherheit sollen die folgenden Vorschläge gemacht werden, wie die deutsche Energiewende erfolgreich zum Erfolg geführt werden kann:

- Aufgrund der fehlenden Wasserressourcen und der eingeschränkten Stromerzeugung aus Biomasse steht Deutschland vor der Situation, dass nur Windenergie und Photovoltaik für die regenerative Erzeugung genutzt werden können.
- Es muss aber akzeptiert werden, dass die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik eine gesicherte Leistung von nahezu Null hat, allein schon aus meteorologischen Gründen.
- Somit wird es niemals möglich sein, eine zuverlässige und CO₂-freie Stromversorgung ausschließlich mit Windenergie und PV aufzubauen.
- Um die Versorgung zu jeder Jahreszeit sicherzustellen, müssen im Netz zusätzlich komplementäre Erzeugungsanlagen installiert sein, die in Summe die Höchstlast am Tage der kalten Dunkel-Flaute versorgen können. Hierzu gibt es folgende technische Optionen:
 - **Möglicher Wiedereinstieg in die Stromerzeugung aus Kernenergie:** Diese Option wird sich aufgrund der öffentlichen Diskussion in Deutschland nur schwer realisieren lassen. Man muß aber zur Kenntnis nehmen und auch akzeptieren, dass viele Länder der Erde nicht mit Masse regenerative Quellen, sondern Kernenergie für eine CO₂-freie Stromerzeugung nutzen werden. Hierzu einige Informationen im nachfolgenden Bild 6.1, in dem man die weltweiten Entwicklungsstufen der Kernenergie sieht.
Deutschland hat sich nur an der Entwicklung und dem Betrieb der Generation I und II beteiligt. Bis 2022 noch in Betrieb und danach abgeschaltet sind Kernkraftwerksblöcke, die Anfang / Mitte der 80er Jahre gebaut wurden. An der Entwicklung der Generation III bzw. III+ bzw. IV gab es keine deutsche Beteiligung mehr. Ungeachtet dessen werden derzeit für die Generation IV weltweit sechs unterschiedliche Reaktortypen entwickelt und erprobt:
 - Schneller gasgekühlter Reaktor
 - Ultra Hochtemperatur Reaktor
 - Überkritischer Leichtwasser Reaktor
 - Schneller Natrium gekühlter Reaktor
 - Schneller Blei gekühlter Reaktor
 - Flüssigsalzreaktor

Generation IV: Nuclear Energy Systems Deployable no later than 2030 and offering significant advances in sustainability, safety and reliability, and economics

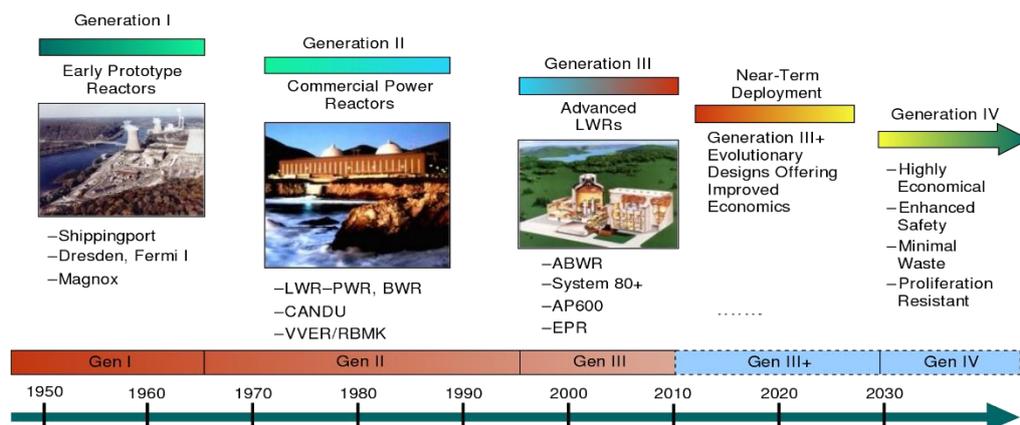


Abb. 6.1: Entwicklungsstufen der Kernkraftwerke /27/

In vielen Ländern wird man in 10-20 Jahren eine Entwicklung sehen, dass Photovoltaik und Windenergie zwar einen erkennbaren, aber nicht dominanten Anteil an einer CO₂-armen Stromerzeugung haben werden. Den dominanten Teil werden je nach Verfügbarkeit der Primärressourcen entweder Kernkraftwerke der Generation IV bzw. thermische Kraftwerke auf Basis Kohle, Gas, Biomasse (ggf. mit CO₂ Abscheidung) bzw. Wasserkraft bilden.

- **Beibehaltung der Kohleverstromung mit gleichzeitiger Abspaltung des CO₂ aus den Rauchgasen:** Unterschiedlichste Prototyp-Anlagen zur Abspaltung des CO₂ wurden in Deutschland Anfang der 2000er-Jahre entwickelt und erprobt. Ein Roll-Out erfolgte bislang nicht, da die unterirdische Speicherung des CO₂ auf massive Widerstände der Bevölkerung in den betroffenen Regionen traf, die Ängste wegen möglicher Leckagen hatte.

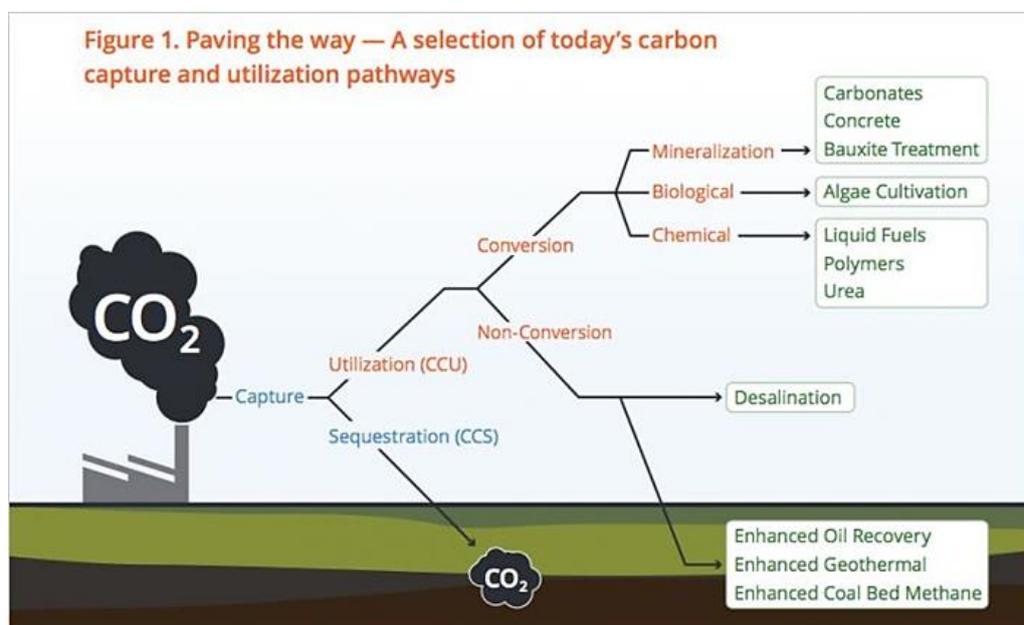


Abb. 6.2: Unterschiedliche Möglichkeiten zur Weiternutzung von CO₂, das aus den Rauchgasen fossil gefeuerter Kraftwerke abgespalten wurde /28/.

Interessanterweise gibt es scheinbar keine derartigen Ängste, solange sich in den ausgewählten Volumina noch Erdgas befindet. Neben einer Neubewertung dieser CCS- Technologie (carbon

capture and storage) sollte auf jeden Fall die unterschiedlichen in Abb. 6.2 gezeigten CCU-Optionen (carbon capture and utilization) auf die politische Agenda gebracht werden. Hierbei würde das abgespaltete CO₂ über chemische Verfahren in andere Stoffe umgewandelt werden. Diese Gedanken zum „Kohlenstoff-Kreislauf“ sind technisch-wissenschaftlich lange auf der Agenda, haben aber nie die Unterstützung für einen groß-industriellen Roll-Out bekommen. Auch wäre das abgespaltene CO₂ wesentliche Voraussetzung, den nachfolgend beschriebenen und aus regenerativen Überschüssen gewonnenen Wasserstoff besser in das Erdgasnetz zu integrieren.

- **Ersatz der Kohle- und Kernkraftwerke durch Gaskraftwerke:** Dies ist aktuell eine der angestrebten Handlungsoptionen der Bundesregierung. Aus Sicht einer gesicherten Stromversorgung muß hier aber klar angemerkt werden, dass solche Gaskraftwerke mit vergleichbarer Leistung neu installiert werden müssen, wie bisherige Kohle- und Kernkraftwerke abgeschaltet werden. Außerdem muß erneut klar gestellt werden, dass aus globaler Sicht eine Stromerzeugung in Deutschland auf Basis von Erdgas aufgrund der Förderverluste und der langen Transportweg zu ähnlichen CO₂-Emission führt, wie aus Steinkohle oder Braunkohle (siehe Tab. 2.4). Eine technisch mögliche, aber außerordentlich kostenintensive Möglichkeit zur Reduktion der Gesamtemissionen bei der Gasverstromung wäre eine stark regenerative Übererzeugung, die Wandlung dieser Überschüsse in Wasserstoff ggf. mit Methanisierung und die Einspeicherung dieses „grünen Erdgases“ in das deutsche Gasnetz, aus dem heraus die Gaskraftwerke versorgt würden.

Neben den komplementären Erzeugungsanlagen muss die schwankende erneuerbare Überproduktion aus Wind- oder PV über Anlagen der Sektorenkopplung in Energieträger umgewandelt werden, die sich leicht speichern und auch leicht wieder rückverstromen lassen. Diese Umwandlung, Speicherung und Rückverstromung erfolgt durch:

- a. **Wandlung in chemische Energie** innerhalb von Großbatteriesystemen in Kombination mit Wechselrichtersystemen zum Laden bzw. Rückverstromen. Genutzt werden können sowohl stationäre Batterien, als auch mobile Batterien innerhalb von Elektroautos mit V2G-Fähigkeit (Vehicle-to-Grid). Leider liegt die vorhandene Batteriespeicherkapazität in Deutschland im Bereich von Hunderten von MWh, während Hunderte von GWh benötigt werden. Deshalb wird ein solches Scale-Up um den Faktor 1000 mehrere Jahrzehnte dauern.
- b. **Wandlung in Wärmeenergie** z.B. in Ultrahochtemperatur (800°C-1000°C)-Wärmespeichern z.B. aus Flüssigmetall in Kombination mit einer induktiven Ladung des Speichers und Gasturbinen zur Rückverstromung. Leider befindet sich diese Art der Ultrahochtemperatur-Wärmeanwendung noch in der Grundlagenforschung, so dass in den nächsten 20 Jahren kein wesentlicher Beitrag dieser Technologie zum realen Betrieb des Stromversorgungssystems erwartet wird. Im Bereich der Niedertemperatur-Wärme gibt es diverse einfache und kostengünstige Technologien, um die Elektroenergie zu Heizzwecken zu nutzen. In Wärmepumpen könnte sogar ein Teil der Heizenergie aus der Umgebung entnommen werden. Aufgrund der fehlenden Möglichkeit der Rückverstromung wird diese Technologie nicht dazu beitragen, die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Auch läßt sich der Leistungsbezug von Wärmepumpen zeitlich nicht mit der regenerativen Überproduktion aus Photovoltaik oder Windenergie koppeln. Die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen wird somit zu einem deutlichen Anstieg der elektrischen Höchstlast führen. Somit werden in Konsequenz der o.g. Ausführungen zur Versorgung deutlich mehr Kraftwerke für die vorgenannte komplementäre Stromerzeugung erforderlich werden, verbunden wieder mit einem erhöhten CO₂ Ausstoß. Dennoch ist der Umstieg auf Wärmepumpen ggf. eine interessante Lösung, sofern die Reduktion der CO₂ Emissionen im Heizungsbereich (Rückbau von Öl- oder Gasheizungen) spürbar größer ist, als der durch die Wärmepumpen verursachte Anstieg der CO₂ Emissionen im Strombereich, z.B. durch ein Mehr an Gaskraftwerken. Entscheidend dafür ist die Leistungszahl der Wärmepumpe, die die erzeugte Heizwärme ins Verhältnis setzt zur eingesetzten Elektroenergie. Diese Leistungszahl ist abhängig von der Vorlauftemperatur im Heizsystem und den Temperaturen des Mediums, aus dem die Wärmeenergie absorbiert wird. Wärmepumpen, die aus oberflächennahen Grundwasser Energie absorbieren laufen somit im Winter bei kalten Außentemperaturen günstiger, als Luft-Wasser Wärmepumpen.

- c. **Wandlung in Wasserstoff** als Energieträger in Kombination mit Elektrolyse zur Energieumwandlung und Gasturbinen zur Rückverstromung. Da die Speicherkapazität des deutschen Gasnetzes eine Kapazität von Hunderten von TWh hat, gäbe es keinen limitierenden Faktor für die Speichergöße, die für die deutsche Energiewende benötigt wird. In einem ersten Ansatz kann Wasserstoff direkt im deutschen Gasnetz gespeichert werden. Gasturbinen, die mit diesem Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff betrieben werden, haben automatisch weniger CO₂-Emissionen, verursacht durch diese "grüne Komponente" des Mischgases. Darüber hinaus kann mittel- oder langfristig eine zusätzliche Umwandlung des Wasserstoffs in synthetisches Methan oder andere flüssige Medien hinzugefügt werden. Hierzu wird aber in großer Menge CO₂ benötigt (siehe Abb. 6.3). Dieses aus der Atmosphäre abzuscheiden wird zwar diskutiert, ist aber technisch aufwändig. Eine Abscheidung aus den Rauchgasen der Kraftwerke ist die technisch deutlich sinnvollere und kostengünstigste Option. Die Entscheidung der Bundesregierung vor ca. 10 Jahren, aus der Carbon Capture Technology auszusteigen wird sich nun negativ für die Fortführung der Energiewende auswirken. Um einen substantiellen Beitrag dieser Power-to-Gas Technologie zur deutschen Energiewende leisten zu können, wäre der Aufbau einer leistungsfähigen Sektorkopplung mit mehreren 10 GW zwischen dem Strom- und Gassystem erforderlich. In Deutschland waren etwa 2005 erste Elektrolyse-Anlagen im unteren MW-Bereich aufgebaut. Der danach erforderliche Roll-Out der ersten 1000 MW erfolgte leider nicht. Insofern waren die zurückliegende 15 Jahre verlorene Jahre für eine nachhaltige Energiewende, da dieser nun erneut diskutierte Roll-Out nach wie vor mindestens 20 Jahre dauert, aber leider ab jetzt beginnend.

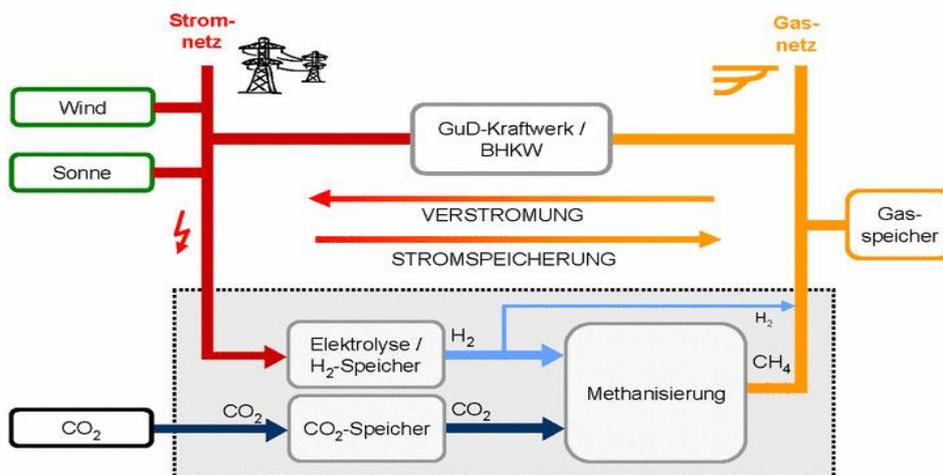


Abb. 6.3: Nutzung von EE-Überschüssen in Power-to-Gas Anlagen mit Methanisierung / Rückverstromung /29/

Neben diesen Vorschlägen soll auch hier noch einmal darauf hingewiesen werden, dass der wesentliche Treiber für den massiven Anstieg der CO₂ Emissionen in den zurückliegenden Dekaden originär auf den massiv angestiegenen Energiehunger einer seit dem Jahr 1800 massiv wachsenden Weltbevölkerung zurückzuführen ist. Wie eingangs geschildert lebten bis vor 200 Jahren weltweit weniger als 1 Mrd. Menschen, vor 100 Jahren waren es 2 Milliarden, vor 50 Jahren dann 4 Milliarden, heute ca. 8 Milliarden, in 50 Jahren geschätzt 10 Milliarden und in 100 Jahren geschätzt 12 Milliarden.

Da der Anteil Deutschlands zur globalen Gesamtemission an CO₂ aktuell nur 2,5 % beträgt, sollte jedem klar sein, dass selbst die De-Industrialisierung Deutschlands keinerlei Einfluß auf den globalen Klimawandel hätte. Unser deutscher Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels kann somit nur die Entwicklung von effizienten und wirtschaftlichen Verfahren für eine nachhaltige und zuverlässige Energieversorgung sein, die ggf. von anderen Ländern übernommen werden können. Hiervon sind allerdings der Stand der technischen Entwicklungen und vor allem die politische und öffentliche Diskussion in Deutschland noch weit entfernt.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (BMWi). Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018. Aktuellste verfügbare Grafik auf der Website von bmwi.de in 02/2020
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (BMWi). Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. 2019-01, verfügbar auf der Website von bmwi.de
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW, https://www.bdew.de/media/documents/Stromerz_insges_Vgl_VJ_monatlich_online_o_quartalsweise_Ki_18122019.pdf
- [4] Windmesse All in Wind. Strommix 2017. 01.01.2019, verfügbar auf der Website windmesse.de
- [5] Deutsche Nationale Netzagentur. Nationaler Netzentwicklungsplan NEP 2030 Version 2019 der BNetzA.
- [6] Fraunhofer I S E. Energiekarten. Netto installierte Stromerzeugungskapazität in Deutschland. 2019-01, verfügbar auf der Website von energy-charts.de
- [7] DENA (Deutsche Nationale Energieagentur). Kurzanalyse der Kraftwerksleistung in Deutschland bis 2020 (Update). Berlin, 2010
- [8] 50Hertz. Energiewende Outlook 2035 mitsamt E-Bridge, FGH, RWTH Aachen, Prognos. 2016
- [9] Fraunhofer I S E. Energiekarten. 2019-01, verfügbar auf der Website von energy-charts.de
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (BMWi). Abschlussbericht der Deutschen Kohlekommission: Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung der Kommission. Berlin, 2019
- [11] Fraunhofer I S E. Energiekarten. 2019-01, verfügbar auf energy-charts.de Website
- [12] Marcus Binder. Verwaltungsrat LEAG. In: Energiekonferenz Neu-Ulm, Deutschland, 2019
- [13] Keiler J, Häuser H. Betreiberdatenbank. IWET-Datenbank. verfügbar auf der Website btrdb.de
- [14] Bundesnetzagentur (BNetzA). Regierungsberichte. 2019-01, auf Webseite bundesnetz-agentur.de
- [15] Bundesnetzagentur (BNetzA). SMART Strommarktdaten. 2019-01, verfügbar auf der Webseite smard.de
- [16] Agora Energiewende. Agorameter. 2019-01, verfügbar unter agora-energiewende.de
- [17] Linnemann T, Vallana G S. Windenergie in Deutschland und Europa. VGB PowerTech, 2018, 10: 68-85; die Grafik zeigt aktualisierte Diagramme, die von VGB freundlicherweise zur Veröffentlichung bereitgestellt wurden
- [18] ENTSO-E. Transparenzplattform. 2019-01, verfügbar unter transparency.entsoe.eu
- [19] Netzfrequenz info. 2019-01, verfügbar auf der Website netzfrequenz.info
- [20] Thalman E, Wehrmann B. Welche deutschen Haushalte zahlen für Strom? 2019-01, verfügbar auf der Website cleanener-gywire.org
- [21] Umweltbundesamt. Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen nach Quellenkategorien. 2019-01, verfügbar auf der Website umweltbundesamt.de
- [22] Rechtliches Gutachten zur Positionierung des Wirtschafts- und Energieministeriums NRW im Hinblick auf die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“; Prof. Dr. Charlotte Kreuter-Kirchhof Lehrstuhl für Deutsches und Ausländisches Öffentliches Recht, Völkerrecht und Europarecht Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
- [23] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017 – 2021
- [24] Abschlußbericht der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile
- [25] Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für die Versorgung in Deutschland, BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin 16.08.2018
- [26] Vergleich von Haushaltsstrompreisen in ausgewählten Ländern weltweit <https://stopthethings.com/2020/02/02/renewable-energy-transition-wind-solar-obsession-leaves-germans-suffering-the-worlds-highest-power-prices/>
- [27] https://www.researchgate.net/figure/Nuclear-reactors-evolution_fig1_258047105
- [28] <https://www.pembina.org/blog/technologies-behind-carbon-utilization>
- [29] <https://www.zsw-bw.de/forschung/regenerative-kraftstoffe/themen/power-to-gas.html>
- [30] <https://ourworldindata.org/world-population-growth>
- [31] <https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy>
- [32] <https://infographic.tv/data-visualization-co2-and-other-greenhouse-gas-emissions/>
- [33] <https://www.globalchange.gov/browse/multimedia/global-temperature-and-carbon-dioxide>