

Die zukünftige Stromversorgungssicherheit Deutschlands und der EU: Wie resilient ist sie wirklich?

Frank Umbach

Die zukünftige Stromnachfrage wird sowohl global als auch in der EU sowie in Deutschland deutlich schneller wachsen als der gesamte Primärenergieverbrauch. Dies ist einer rapide zunehmenden Elektromobilität, massiven Verbreitung von Wärmepumpen und Elektrolysekapazitäten für grünen Wasserstoff sowie insbesondere der Digitalisierung in Wirtschaft und Gesellschaft geschuldet. Damit wird auch die Abhängigkeit der stetig wachsenden kritischen Infrastrukturen von einer stabilen Stromversorgung weiter zunehmen. Mit der digitalen Vernetzung steigen zugleich die Risiken und Verwundbarkeiten der kritischen Infrastrukturen, aber auch der Industrie und Privathaushalte gegenüber Cyberangriffen. Damit kommt der künftigen Stromversorgungssicherheit Deutschlands und der EU eine noch größere wirtschaftliche, aber auch sicherheitspolitische Bedeutung zu.

Ein kritischer Blick auf den Stromversorgungsbericht des BMWK

Anfang Februar hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen neuen Bericht zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit Deutschlands für den Zeitraum 2025 bis 2030 veröffentlicht [1]. Der Bericht basierte auf mehreren Untersuchungen und kam zu dem Ergebnis, dass die Stromversorgungssicherheit Deutschlands bis 2030 jederzeit gewährleistet sei – obwohl ein Anstieg des nationalen Stromverbrauchs durch Wärmepumpen, E-Mobilität oder Elektrolyseure auf mehr als 550 TWh pro Jahr bis 2030 (von 484 TWh in 2022) steigen wird und gleichzeitig die Außerbetriebnahme der letzten drei Kernkraftwerke im April 2023 und des geplanten Kohleausstiegs bis 2030 zusätzliche Anforderungen an die Stromversorgungssicherheit hervorrufen wird.

Ein genauerer Blick in den Bericht zeigt jedoch, dass diese Schlussfolgerung auf einer Vielzahl von Vorbedingungen und Best-Case-Szenarien beruht – sowohl für eine ausreichende Erzeugungskapazität als auch für ausreichenden Netzausbau. Dem Bericht zufolge sei das Stromsystem bei der Umsetzung dieser Ziele sogar so robust, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet wäre –, selbst wenn 10 GW weniger Erzeugungskapazität auf dem Markt wären. Allerdings müssten flexible Lasten und Speicher zur Regulierung des Strombedarfs sowie zusätzliche regelbare Gaskraftwerke in der Größenordnung von 17-21 GW bis 2031 für die intermittierende Erzeugung von Wind und Sonne schnell gebaut werden.



In der EU sind kurzfristige Stromausfälle im Jahr 2021 um mehr als 50 % gestiegen. Es wird immer schwieriger, die Stromversorgung stabil zu halten
Bild: Adobe Stock

Der Stromverbrauch in Deutschland liegt derzeit tagsüber bei durchschnittlich rund 60.000 MWh. Aber dieser kann an den kältesten Wintertagen, wenn Haushalte mehr Gas zum Heizen verbrennen, auf bis zu 80.000 MWh ansteigen. Dann ist Deutschland gezwungen, seine Gasspeicher anzuzapfen und/oder mehr Strom aus den Nachbarländern zu importieren, um das Defizit zu schließen. Im vergangenen Jahr musste Deutschland allerdings selbst den Anteil der Verbindungskapazität für Exporte von etwa 30 auf 41 % erhöhen, um so größere Stromexporte nach Frankreich zu ermöglichen und im Gegenzug mehr Gas aus Frankreich zu erhalten.

Der Bericht steht im Gegensatz zu anderen Medienberichten, wonach die Bundesnetz-

agentur für den letzten Winter bereits für den Notfall plante, die Stromversorgung von Wärmepumpen und EV-Ladestationen zu rationieren, um die Verteilnetze auszugleichen und diese vor dem Zusammenbruch zu schützen. Auch schloss die Bundesnetzagentur keineswegs aus, auch die Ladezeiten für Elektroautos auf nur drei Stunden zu begrenzen, um zumindest eine Wegstrecke von nur 50 km zurücklegen zu können. Diese Notfallplanung verdeutlichte bereits, dass die lokalen Verteilnetze zu einem immer größeren Nadelöhr der Energiewende werden [2].

Zudem hatte auch das Energiewirtschaftliche Institut (EWI) in Köln in einer neuen Studie vom Februar dieses Jahres auf die zunehmende Wetterabhängigkeit bei gleichzeitigem Rück-

bau steuerbarer Leistung und höheren Lastspitzen sowie steigender Stromnachfrage hingewiesen und dabei mehr und größere Versorgungslücken bei extremen Wettersituationen festgestellt. Gleichzeitig ging die Studie von einer 30-prozentigen Importabhängigkeit bei der Deckung der Stromnachfrage in allen Szenarien aus, womit auch die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgungssicherheit von ausreichenden Exportkapazitäten der Nachbarstaaten aufgezeigt wurde [3].

Während sich die Aufmerksamkeit bisher vor allem auf den Ausbau der großen und weiten Nord-Südstromtrassen von der Nord- und Ostsee bis nach Bayern konzentrierte, dessen Ausbau immer wieder von Verzögerungen und lokalen Einsprüchen geprägt war, droht den regionalen Verteilnetzen mit dem weiteren Ausbau von Elektromobilität, Wärmepumpen etc. bereits kurzfristig ein Kollaps, der zu lokalen und regionalen Stromausfällen führen kann, wie Experten nicht nur für Bayern und Nordrhein Westfalen warnen.

Nach einigen Schätzungen würden allein der Ausbau und die Modernisierung des deutschen Stromnetzes mehr als 100 Mrd. € bis 2030 kosten. Bis zum Jahr 2045 werden die Investitionen der Land- und Unterwasserstromleitungen der Offshore-Windparks sogar auf 245 Mrd. € beziffert.

Eine europaweite Investition in das EU-Stromnetz mit über 520 Mio. Endverbrauchern in 32 Ländern wird im Zeitraum 2020-2030 auf mehr als 584 Mrd. € beziffert. Dies schließt auch den Neubau von 12.430 km neuen Stromleitungen an Land und 13.310 km an Offshore-Grids ein. Allein für die Digitalisierung des Stromsektors und eines automatisierten Netzmanagement werden 170 Mrd. € benötigt. Bis 2045 müssen rund 400-445 GW Solarkraft, 160-180 GW Windkraft an Land und 70 GW Windkraft auf See aufgebaut werden. Die gesamte Stromnachfrage wird sich bis dahin auf 899-1053 TWh bis 2027 fast verdoppeln. Dies stellt einen Anstieg um 40-44 % gegenüber dem älteren Netzentwicklungsplans für das Jahr 2035 dar. Gleichzeitig soll der Anteil der EE von 37 % in 2020 auf 65 % bereits in 2030 zunehmen [4]. Damit werden kosteneffiziente Investitionen in den öffentlichen Diskussionen mehr denn je notwendig sein, da Deutschlands Energiewende sich nach neuesten Kostenschätzungen auf bis zu einer Billion Euro bis 2030 belaufen könnten, um die ehrgeizigen nationalen und EU-Klimaziele umzusetzen.

Bei den nationalen Diskussionen muss zunächst beachtet werden, dass es keinen nationalen Strommarkt im herkömmlichen Sinne mehr gibt, sondern dieser in einem gemeinsamen, integrierten EU-Strombinnenmarkt aufgegangen ist. Somit hängt eine „garantierte“ Stromversorgungssicherheit nicht nur von der

deutschen Strompolitik und seinen Kapazitäten ab, sondern auch von jenen der EU-Nachbarstaaten und ihrer Strompolitik. Bis 2022 waren beispielsweise nur Deutschland und Frankreich Netto-Stromexporteure. Aber ab April 2022 wurde Frankreich aufgrund der vorübergehenden, aber viel länger als erwarteten Überholung von bis zu 29 seiner 56 Kernkraftwerke von einem *Nettostromexporteur* zu einem *Nettostromimporteur* (siehe Abb. 1). Mit dem Ausfall von 26 Kernkraftwerken verringerte sich die französische im Jahr 2022 um 15 %.

Zudem hatte Norwegen geplant, die Stromexporte aufgrund des niedrigen Wasserstands für seine Wasserkraft notfalls gesetzlich einzuschränken, während andere europäische Länder ebenfalls mit einer unerwartet geringeren Stromerzeugung im letzten Sommer zu kämpfen hatten. Die geringen europäischen Wasserstände im Sommer 2022 betrafen auch den Rhein, über den jährlich 300 Mio. t von Gütern (einschl. Kohle für die deutschen Kraftwerke) transportiert werden und dessen geringe Wasserstände diesen Transport zeitweise nicht garantieren konnten.

Wie die meisten öffentlichen Diskussionen in Deutschland hat jedoch auch der Februar-Bericht des BMWK den Herausforderungen für die gesamte EU-Stromversorgungssicherheit unter der Berücksichtigung der Nachbarstaaten Deutschlands nur ungenügend Aufmerksamkeit geschenkt und basiert wie gesagt zumeist auf Best-Case-Szenarien.

Bedeutung der europäischen Erfahrungen der Energie- und Stromwende für die globale Stromversorgungssicherheit

Die Gewährleistung einer stabilen Stromversorgungssicherheit ist für eine sichere „grüne Energiewende“ und die Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit kritischer Infrastrukturen einer hochindustrialisierten Gesellschaft und eines Staates immer wichtiger geworden, da all diese kritischen Infrastrukturen auf eine stabile Stromversorgung angewiesen sind. Mit dem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien (EE), dem Ersatz fossiler Kraftwerke, der Elektrifizierung des Verkehrssek-

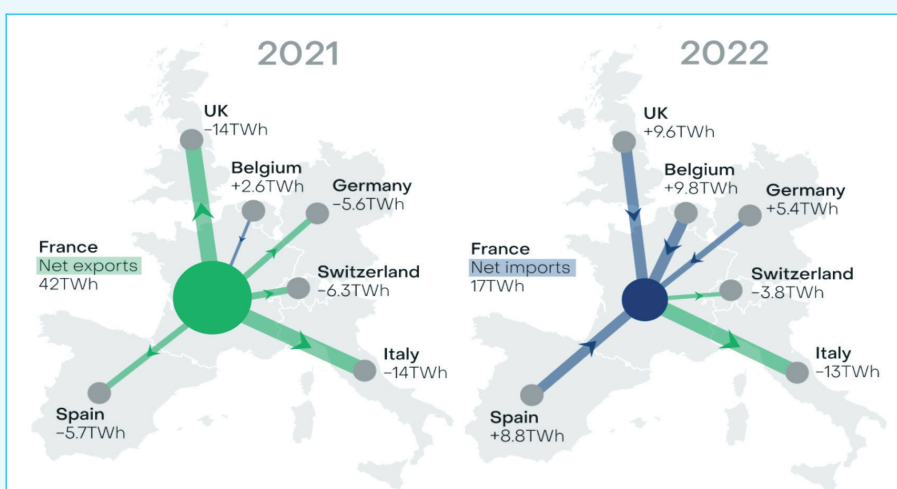


Abb. 1 Frankreichs Defizit bei der Stromerzeugung aus Atom- und Wasserkraftwerken hat das Land vom Exporteur zum Importeur von Strom gemacht. Die Linien und Werte stellen die Netto-Stromimporte zwischen Frankreich und den einzelnen Nachbarländern dar

Quelle: Ember 2023

tors (E-Mobilität) und dem Ausbau von Wärmepumpen im Gebäudesektor wird unser gesamtes Leben künftig noch weitaus mehr von ausreichenden Erzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten sowie dem Ausbau eines smarten Stromnetzes abhängig sein.

Während Deutschland und viele andere Länder die Einführung der EE in ihrem Energie- und Stromerzeugungsmix im letzten Jahrzehnt eindrucksvoll ausgebaut haben, haben sie nicht gleichermaßen auf eine ausreichende Netzmodernisierung und deren Ausbau geachtet, um den Strom auch zuverlässig zu seinen Verbrauchern zu transportieren. Infolgedessen konnte die jährlich ausgebaute Stromerzeugung nie vollständig für die Verbraucher bereitgestellt werden, was zu hohen Verlusten an erzeugtem Strom, hohen Verbraucherpreisen und zunehmenden Problemen der Lastinflexibilität und einer unzureichenden Reservekapazität für volatile EE geführt hat.

Der massive Ausbau der erneuerbaren Energiekapazitäten ist auf der einen Seite im positiven Sinne beispieles. Die Einführung intelligenter Zähler (Smart Meter) und die Modernisierung sowie der Ausbau intelligenter Stromnetze erfordern jedoch auch ein effizientes Management durch die Netzbetreiber, um die Systemkapazität und die Netzeffizienz zu maximieren und Verschwendung oder Verlust von erzeugtem grünem Strom zu vermeiden.

Die deutsche Energiewende und die Erfahrungen mit den europäischen Energiewendepfaden haben die folgenden Herausforderungen einer globalen grünen Energiewende offengelegt:

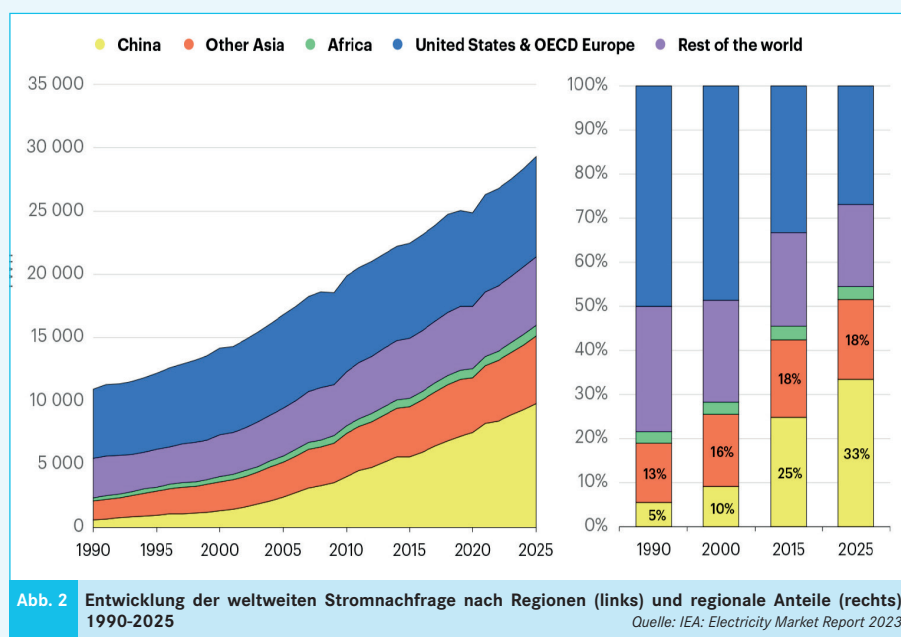
- Unzureichende Beachtung des gleichzeitigen Ausbaus der Stromnetze und ihrer Modernisierung sowie smarter regionaler Verteilungsnetze, welches zu unnötigen Verlusten erzeugter Strommengen, steigenden Verbraucherpreisen und zunehmenden Problemen der Lastinflexibilitäten geführt hat;
- Die Einführung von Smart Metern und des Netzausbaus erfordert ein effizientes Management der Netzoperatoren zur Maximierung der Systemkapazitäten, der Netzwerkeffizienz, um so den Verlust von sauberem Strom zu verhindern;

- Dezentrale Stromnetze erfordern flexible Kapazitäten, ausreichende Stromspeichermöglichkeiten, kürzere Genehmigungsverfahren und verlässliche Strategien zur Vermeidung von lokalen Landkonflikten und explodierenden Lieferkettenkosten;
- Die Dezentralisierung von Stromnetzen und Diversifizierung des Stromerzeugungsmixes hat auch neue Anforderungen an eine adäquate Übersicht und der Netzwerktransparenz aufgrund beschränkter Daten für eine effektivere Koordination eines flexiblen Lastmanagements von Angebot und Nachfrage geschaffen. Als Resultat dieser Probleme gehen rund 20 % der Stromnetzkapazitäten verloren bzw. stehen nicht zur Verfügung;
- Die Einführung von Multi-Sensorik-Technologien und smarter „Selbstheilungs“-Netzwerken kann die bestehenden Engpässe und unzureichenden Kapazitäten, Inflexibilitäten und Netzwerkeffizienzen überwinden und ausgleichen, setzt jedoch ausreichende und zeitnahe Investitionen voraus.

Dabei bieten die europäischen Erfahrungen wichtige Lehren für den Rest der Welt und insbesondere Asien, indem sie die deutschen und europäischen Fehler sowie erfolgreichen Strategien für ihre Umstellung auf saubere

Energien vermeiden können. So wird Asiens Anteil am weltweiten Energieverbrauch von 25 % im Jahr 2000 auf 50 % im Jahr 2025 rasant steigen (siehe Abb. 2). Auf China allein werden rund 33 % entfallen. Dabei ist Kohle mit rund 36 % nach wie vor die größte Quelle der weltweiten Stromerzeugung. Auch der globale Verbrauchshöchststand von Kohle ist noch keineswegs bereits erreicht.

Die Komplexität der Umstrukturierung des Elektrizitätssystems erfordert ganzheitliches Denken und umfassende, holistische Reformpläne, indem einzelne, eng fokussierte Maßnahmen der Segmentierung vermieden werden müssen. Vor allem müssen dabei auch stets die wechselseitigen Auswirkungen der einzelnen Reformmaßnahmen beachtet und vorab möglichst antizipiert werden. So gefährdet das Aufschieben oder die Verlagerung von Entscheidungen und Pläne in andere Bereiche die künftige Systemfähigkeit und deren Effizienz, da alle Bereiche und Entscheidungen miteinander vernetzt und voneinander abhängig sind. Dies aber läuft häufig dem tradierten Verständnis von Versorgungssicherheit, der Effizienz und niedrigeren Preisen zuwider. Doch kann die künftige Stromversorgungssicherheit nicht von wirtschaftlichen Preisen und dem zukünftigen Strom- sowie Lastmanagement sowie umgekehrt getrennt werden.



Seit dem Kriegsjahr 2022 konnten zudem auch größere staatliche Interventionen in den Elektrizitätsmarkt nicht vermieden werden, um die Versorgungssicherheit und ihre Widerstandsfähigkeit zu verbessern sowie die Gas- und Strompreisexplosionen für Wirtschaft und Privathaushalte einzudämmen. Sie müssen jedoch zugleich begrenzt werden, auch wenn regulatorische Unsicherheiten beseitigt und flexible Nachfragerreaktionen sowie rechtzeitige Versorgungsmaßnahmen in der Erzeugungsstruktur ermöglicht werden müssen, da sie sich auf die Preisentwicklung, die Amortisationszeit von Anlagen und anderen Vermögenswerten sowie dringend benötigte rechtzeitige Investitionen positiv auswirken sollen. So wurden im vergangenen Jahr "Power Purchase Agreements (PPAs)" (langfristige Stromverträge mit einem vorab vereinbarten Preis) eingeführt, um zu einer sicheren Stromversorgung der Verbraucher und Erzeuger beizutragen.

Diese PPAs allein sind jedoch keine Garantie für niedrige Preise und eine stabile Stromversorgungssicherheit. Dies gilt auch für die neuen "Contracts for Difference (CfDs)", die darauf abzielen, den Anlagenbetreibern Preise für die Absicherung erneuerbarer Investitionen gegen Marktrisiken in großen Krisen wie dem Ukraine-Krieg zu garantieren. Sie können jedoch kontraproduktive Auswirkungen haben, da sie der Notwendigkeit der Energieeinsparung zuwiderlaufen und falsche Signale für das Nachfragegleichgewicht des Marktes senden oder eine markteffiziente Koordinierung von Angebot und Nachfrage sowie ausreichende rechtzeitige Investitionen verhindern können.

Vor diesem Hintergrund hat die Europäische Kommission ihr traditionelles Strommarktdesign überarbeitet und am 14. März mit einem Vorschlag vorgestellt. Im Mittelpunkt der Diskussionen steht dabei auch die bisherige „Merit Order“, wonach die teuersten Gaskraftwerke die Strompreise in Europa bestimmen. So waren die präzedenzlos explodierenden hohen Gas- und Strompreise in 2022 sowohl für die Privathaushalte als auch für die energieintensiven Industrien unerschwinglich geworden und gefährdeten sowohl die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit als auch den sozialen Frieden in den EU-Mitgliedstaaten.

Ein neues EU-Strommarkt-Design in der Diskussion

Nach den neuesten offiziellen EU-Daten stieg die Stromerzeugung aus EE von 2020 bis 2021 um fast 5 %. Der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch nahm jedoch nur um 0,1 % auf 37,5 % im Jahr 2021 zu (siehe Abb. 3).

Doch der Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch in der EU erreichte 2021 nur 21,8 % (siehe Abb. 4). Ab 2020 ging dieser sogar um 0,3 % zurück. Der neue REPower-EU-Plan vom Mai 2022 sieht vor, das Ziel des Anteils der EE von bisher 40 % auf 45 % bis 2030 zu erhöhen (siehe Abb. 5).

Der Ukraine-Krieg hat die Dekarbonisierung des Stromerzeugungssektors durch die EU jedoch verlangsamt. Die Gesamteffizienz des Energiesystems soll daher durch den Ausbau von EE und Wasserstoff-Projekten, Investitionen in intelligente digitale Netze und ein automatisiertes Netzmanagement durch modernstes digitales Monitoring forciert werden. Aber 15 der insgesamt 27 EU-Mitgliedstaaten hatten 2021 noch einen Anteil der EE, der unter dem EU-Durchschnitt lag. Gleichzeitig machten fossile Brennstoffe im Jahr 2021 immer noch 70 % des Bruttoenergieverbrauchs in der EU aus (siehe Abb. 6).

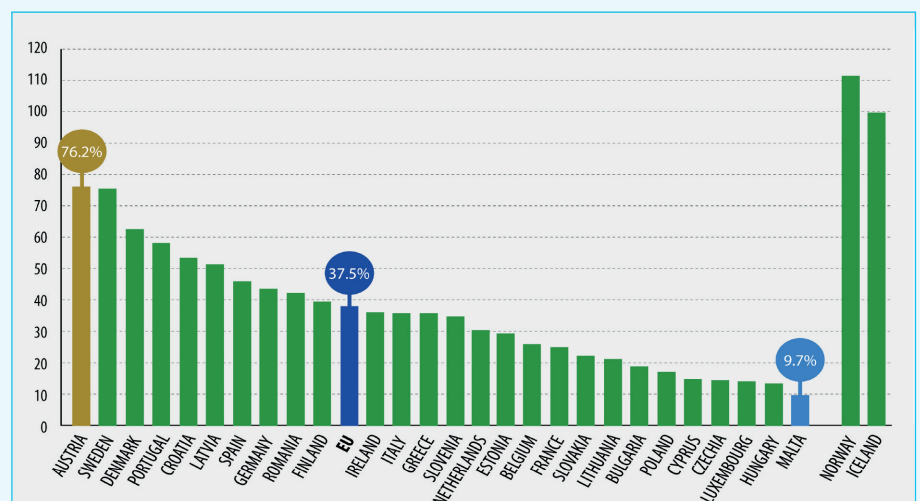


Abb. 3 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in der EU 2021

Quelle: Eurostat 2023

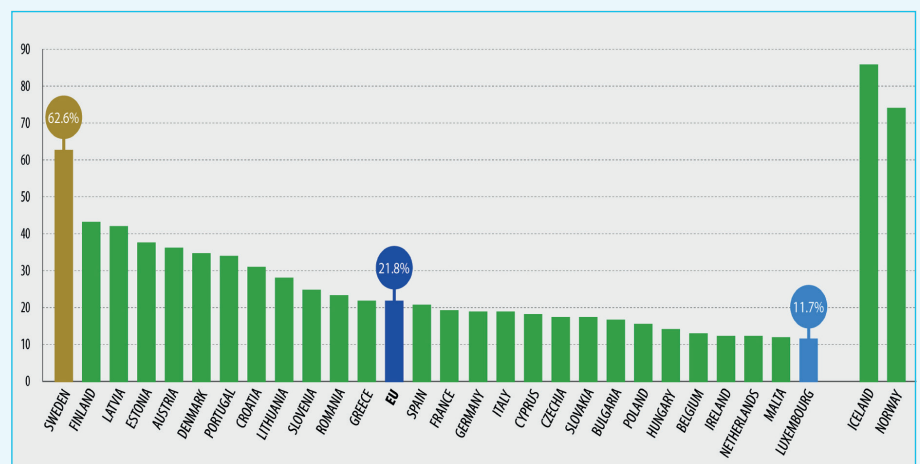


Abb. 4 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU 2021

Quelle: Eurostat 2023

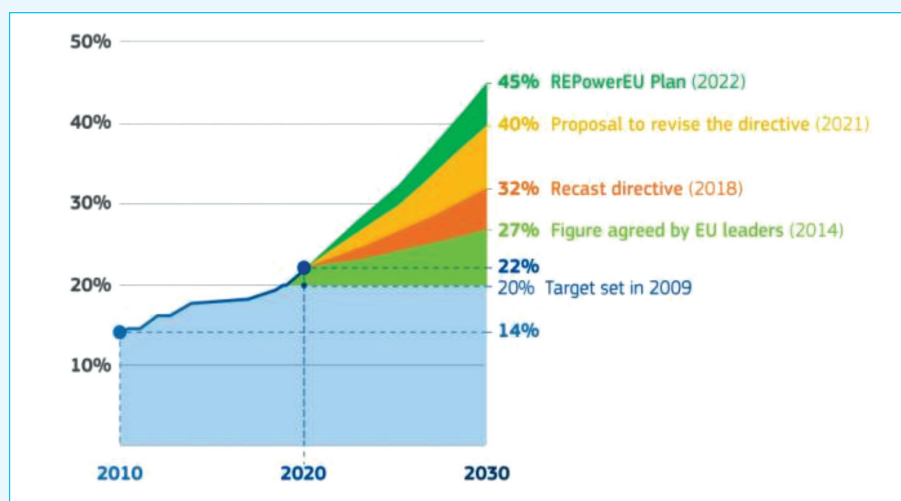


Abb. 5 Entwicklung der Ausbauziele für erneuerbare Energien in der EU

Quelle: Eurasiagroup 2023

- stärkere Unabhängigkeit der Strompreise von der kurzfristigen Kostenentwicklung fossiler Brennstoffe;
- Beschleunigung und Erleichterung von Investitionen in EE;
- Schaffung von Anreizen für Investitionsbedingungen für Energiespeicherung und Flexibilitätsoptionen für Gas und Wasserstoff;
- Stärkung der Rolle der Verbraucher;
- Stromeinsparmaßnahmen: die Verpflichtung der Mitgliedstaaten für das Krisenjahr 2022, mindestens 5 % Strom während der größten Stromverbrauchsstunden (peak hours, die mehr als 10 % der gesamten Stromverbrauchsstunden ausmachen) einzusparen, soll zu einer generellen Anforderung auch in den nächsten Jahren und für das zukünftige Strommarktdesign gemacht werden.
- Besserer Schutz vor Marktmanipulation und größere Preisstabilität durch die Kombination der Instrumentarien von langfristigen Verträgen (wie den PPAs) und den zweiseitigen Preisausgleichsvereinbarungen (der CfDs) als einen freiwilligen Mechanismus.

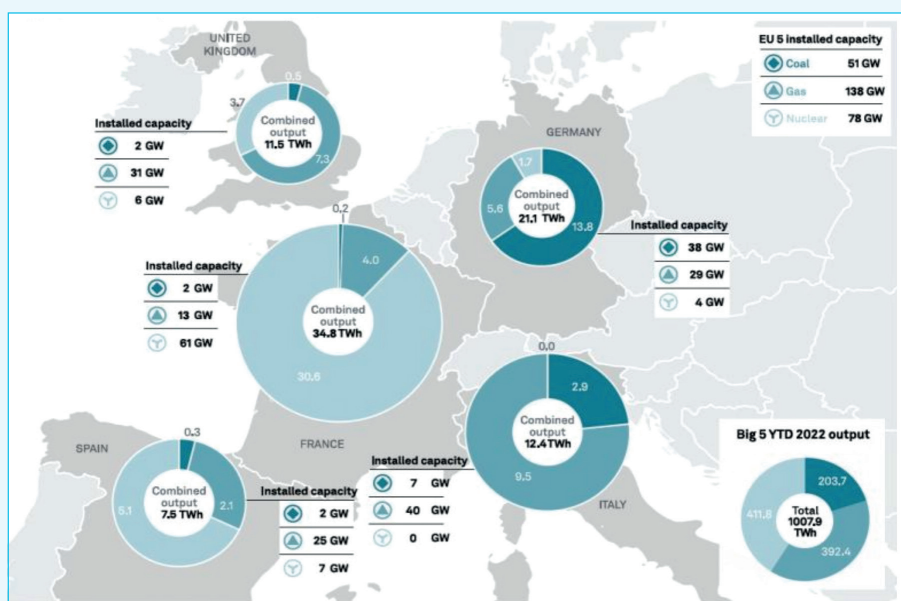


Abb. 6 Stromerzeugung aus Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken in den fünf größten europäischen Ländern, Januar 2023

Quelle: S&P 2023

Während sich die EU im vergangenen Jahr auf kurzfristige Notfallmaßnahmen konzentrierte und darauf fokussieren musste (mit Energiekosten von bis zu fast 800 Mrd. €), muss sie nun ihre mittel- und langfristigen Strategien zur Umsetzung ihrer Klima- und Energieziele bis 2030 (wie ihr Emissionsziel von -55 % bis 2030) überprüfen und anpassen. Doch während die EU ihren Kohleausstieg forcieren will, um ihre Emissionsziele zu erreichen, ist ihr Kohleverbrauch 2022 im zweiten Jahr der Pande-

mie-Krise und infolge des Ukraine-Krieges in Folge gestiegen. In Deutschland stieg der Anteil der Kohle – entgegen des Kohleausstiegplans – um 8,4 % auf wieder 33,3 % an.

Vor diesem Hintergrund gegenläufiger Energietrends ist eine Reform des EU-Strommarktes von größter Bedeutung und notwendiger denn je geworden. Dabei liegt der Reformschwerpunkt auf folgenden Aspekten:

Experten haben die Kommission allerdings gewarnt, dass die Reform nicht zu schnell durchgeboxt werden darf, ohne die (auch unbeabsichtigten) Konsequenzen zu verstehen. Vor allem müssen dabei auch die oft schlecht konzipierten nationalen Strommarktpläne miteinander abgestimmt und für die Stärkung des EU-Strombinnenmarktes, besser koordiniert werden. Zudem gilt es, auch die grundsätzliche Warnung der STEAG/Iqony vom Februar 2023 zu beachten: „Regionale Versorgungsrisiken müssen mitberücksichtigt werden, es darf nicht von einem realitätsfernen Idealbild bei der Versorgung ausgegangen werden, bei dem sich Erzeuger und Verbraucher in einem überall optimal ausgebauten Netz verteilen und immer berechenbar und systemdienlich agieren“ [5].

Ein ausschließlich wirtschaftlich basiertes neues Strommarkt-Design?

Die Verringerung der Strompreise auf ein bezahlbares Niveau, ohne die Stromeinsparung zu gefährden, muss auch Teil der künftigen EU-Strategie sein, um sich gegenüber den

massiven Industriesubventionen der USA („Inflation Reduction Act“) und Chinas im globalen Wettbewerb zu behaupten.

Die Überarbeitung des EU-Strommarktes könnte eine neue Verdienstreihenfolge in der „Merit Order“ von kostengünstigeren Erzeugern (wie Wind und Sonne) anstelle von Erdgas beinhalten. Aber auch das neue Marktdesign muss Versorgungssicherheit, ausreichende Investitionen und effiziente Instrumente garantieren und dabei die Wechselwirkungen beachten. Eine immer größere Durchdringung von EE- und Digitalisierungstechnologien wird die Systemanforderungen und -engpässe weiter erhöhen. So sind kurzfristige Stromausfälle um mehr als 50 % von 33 auf über 52 Stunden im Jahr 2021 gestiegen. Dadurch wird es immer schwieriger, die Übertragungsspannung und Stromversorgung in der EU stabil zu halten. Gleichzeitig können jedoch die Digitalisierungstechnologien das Systemmanagement auch widerstandsfähiger und effektiver machen, wenn sie zeitgerecht und effizient eingeführt werden.

In den politischen Diskussionen vor dem März-Vorschlag eines neuen Strommarkt-Designs der Europäischen Kommission hatte eine Gruppe nördlicher EU-Mitgliedstaaten (Dänemark, Estland, Finnland, Deutschland, Lettland, Litauen und die Niederlande) einen eigenen Vorschlag für eine Reform des Stromgroßhandelsmarktes vorgelegt. Ziel dieses Vorschlags war es, die Vorteile des derzeitigen Designs (wie das Grenzpreissystem der Merit-Order) beizubehalten und es zu verbessern, indem die Marktliquidität erhöht und mehr Investitionen in mehr Energie- sowie Speicherkapazitäten für die Umstellung auf grüne Energie getätigt werden. Außerdem sollen die Verbrauchertarife zwischen volatileren kurzfristigen Trends auf dem Großhandelsmarkt und weniger volatilen langfristigen Verträgen besser in Einklang gebracht und Anreize für flexible Nachfragereaktionen geschaffen werden –, allerdings ohne die existierenden Prozesse, Funktionen und preisgestaltenden Mechanismen zu gefährden. Dieser Vorschlag hatte einen eher evolutionären Charakter, der das bisherige Strommarkt-Design vorsichtig weiterzuentwickeln suchte.

Demgegenüber hatten die Vorschläge auf der Basis des iberischen oder auch griechischen Modells, das im vergangenen Jahr von Spanien und Portugal eingeführt wurde und dem sich Griechenland und Italien angeschlossen haben, einen eher revolutionären Charakter mit größeren staatlichen Eingriffen. Dieses favorisierte auch eine Obergrenze für Gas und Kohle zur Stromerzeugung und notfalls auch eine Trennung der Strom- von den Gaspreisen. Zugleich sollten der Strompreis und die unerwartet hohen Gewinne der Stromerzeuger begrenzt und abgeschöpft werden. Das von diesen Staaten in 2022 eingeführte Modell hatte aber auch den Effekt, den Gasverbrauch zu erhöhen und den Stromexport in benachbarte Länder zu forcieren. Es hat zudem zu Verzerrungen auf dem EU-Elektrizitätsbinnenmarkt geführt, die allerdings aufgrund der begrenzten Verbindungsleitungen zwischen Spanien und dem übrigen Europa vorerst begrenzt geblieben sind.

Im Lichte dieser Vorschläge hatte die Europäische Kommission ihr eigenes neues Strommarktdesign am 14. März vorgestellt, welches – wie so oft in der EU – auf einen Kompromiss der verschiedenen Denkschulen beruht. Dabei soll die Integration des europäischen Stromsektors für eine grüne Energieübertragung weiter verstärkt werden. Doch ist dieses Strommarkt-Design noch immer weitgehend von sicherheitspolitischen Bedrohungsanalysen abgekoppelt.

Ein resilientes Strommarkt-Design unter Einbeziehung sicherheitspolitischer Risiken

Sowohl die Energieversorgungssicherheit Deutschlands und der EU basieren bisher jedoch weiterhin zu sehr auf Best-Case-Szenarien in einem stabilen geopolitischen Umfeld und der zugrunde liegenden Annahme, dass Strom ein Rohstoff wie jeder andere ist. Beide erkennen bisher nicht ausreichend, dass Elektrizität mehr denn je die Blutader einer modernen High-Tech-Wirtschaft ist und weiter an strategischer Bedeutung gewinnen wird. Ihr Funktionieren wird immer mehr von einer stabilen Stromversorgung und einem widerstandsfähigen Stromsystem abhängen. Als das BMWK z.B. im vergangenen September Stresstests für seine Stromversorgungssicher-

heit veröffentlichte, stützte es sich ausschließlich auf die Marktparameter von Angebot und Nachfrage.

Die Analyse enthielt jedoch kein von Sicherheitsexperten viel diskutiertes Szenario, das einen effektiven, groß angelegten russischen Cyberangriff auf das europäische Stromsystem berücksichtigt, obwohl der Kreml seinen politischen Willen und seine Fähigkeiten hierzu bereits Ende 2015 unter Beweis gestellt hat. So hatte Russland das ukrainische Stromsystem vorbereitend ein dreiviertel Jahr vorher angegriffen, um die Schwachstellen des ukrainischen Stromsystems auszukundschaften und zu identifizieren (ohne dass die Ukraine zu jenem Zeitpunkt den Angriff bemerkt hatte), bevor dann Ende 2015 der eigentliche Cyberangriff einen großflächigen regionalen Stromausfall verursachte. Dieser betraf drei unterschiedliche westliche Regionen der Ukraine und rund 230.000 Menschen, die für sechs Stunden ohne Strom auskommen mussten. Insgesamt waren 27 Stromverteilungseinrichtungen ausgefallen und 103 Städte vollständig sowie weitere 186 Städte teilweise von einer Stromversorgung ausgeschlossen [6].

Seit der russischen Invasion in der Ukraine und den westlichen Sanktionen befürchtet der Westen, dass ein derartiger Cyberangriff auf die europäische Stromversorgung eher eine Frage der Zeit als des „Ob“ sein werden. Obwohl diese groß angelegten Cyberangriffe bisher in dem Ausmaß nicht stattgefunden haben (wohl auch weil die USA und Großbritannien Cybervergeltungsschläge gegen die kritischen Infrastrukturen Russlands angedroht haben), kann sich Putins Risikokalkül jeden Tag ändern. Dennoch wurden selbst jetzt diese Szenarien nicht in die rein markt-basierten Analysen des Angebots- und Nachfragegleichgewichts integriert. Das unterstreicht auch, dass die Versorgungssicherheit durch die Beachtung nichtwirtschaftlicher Sicherheitsrisiken immer noch nicht ausreichend berücksichtigt wird – selbst nicht im Zuge des Ukraine-Krieges! Dies ist insofern wenig verständlich und nachvollziehbar, als gleichzeitig die Kapazitätsplanungen für die neuen LNG-Importter-

minals in Deutschland entsprechende Reservekapazitäten vorsehen, die auch das Szenario russischer Sabotageangriffe auf die Offshore-Gasversorgung Norwegens ebenso vorsehen wie die notwendigen Gasweiterleitungen an Österreich, Tschechische Republik, die Slowakei, die Ukraine und künftig sogar auch an Moldawien, die keinen Meereszugang und LNG-Importterminals haben [7].

Das künftige Stromsystem der EU – das durch die Elektrizität und Digitalisierung der europäischen Industrien und kritischen Infrastrukturen sowohl resilienter als auch verwundbarer wird – wird künftig noch weit mehr mit Cybersicherheitsrisiken konfrontiert werden – einschließlich hochentwickelter staatlich unterstützter "Advanced Persistent Threats (APTs)". Aber um die Widerstandsfähigkeit des künftigen EU-Stromsystems zu verbessern, benötigt die EU auch viel mehr (und in der Tat kostspielige) Reservekapazitäten gegen derartig bedrohliche Cybersicherheitsbedrohungen, die bisher jedoch nicht ausreichend für solche Szenarien zur Verfügung stehen.

Strategische Perspektiven

Trotz der insgesamt weiter steigenden Bedeutung des europäischen Strommarktes neben der Elektrifizierung des Verkehrs und neuer Industriesektoren muss der reformierte EU-Strommarkt ein überreguliertes und unkontrollierbares staatlich interventionistisches Marktdesign vermeiden. Stattdessen muss dieses auf eine zuverlässige Versorgung, eine europaweite markteffiziente Abstimmung von Angebot und Nachfrage, die Sicherung erschwinglicher Strompreise in den entsprechenden Regionalzonen und eine ausreichende Markttransparenz fokussiert und ausgerichtet sein, wobei bisher häufig die Transparenz bei den interventionistischen staatlichen Maßnahmen oft fehlt.

Da das neue Marktdesign der EU noch viel mehr grenzüberschreitende Zusammenarbeit, Handel und gemeinsame Infrastrukturen vorsieht, wird auch die zukünftige Stromversorgungssicherheit Deutschlands immer stärker von einem stabilen und widerstandsfähigen

EU-Strombinnenmarkt abhängen – und damit von den realen zukünftigen Kapazitäten und Politiken seiner EU-Nachbarländer. Dabei basiert nicht nur die Aussage, dass die Stromversorgungssicherheit Deutschlands bis 2030 sicher sei, auf zahlreichen, z.T. wenig realistischen Best-Case-Annahmen, sondern auch auf Annahmen ausreichender Stromerzeugungskapazitäten in Nachbarstaaten wie Frankreich, die inzwischen schon wieder überholt sind. Nach den neuesten Analysen werden bis 2033 jährlich sechs Nuklearreaktoren in Frankreich aufgrund der obligatorischen Jahresinspektionen nicht am Netz sein, so dass selbst von der oben derzeit ohnehin reduzierten Atomstromproduktion von 280 TWh (statt 380 TWh) bis 2033 nur 350 TWh realistisch sind. Zudem geht Deutschland von einer deutlich höheren Windkraftleistung bis 2030 aus als Frankreich, die noch mal einen Unterschied von 9 TWh ausmacht [8]. Auch in anderen Nachbarstaaten drohen Probleme des Ausbaus der EE sowie der Aufrechterhaltung von Nuklear- oder der verbleibenden fossilen Kraftwerksleistung zur Stromproduktion.

Von einer gesicherten Stromversorgungssicherheit kann Deutschland derzeit mit der Perspektive bis 2030 jedenfalls keinesfalls ausgehen, zumal die Risiken mit extremen Wetterlagen aufgrund des Klimawandels ebenfalls weiter zunehmen. Zudem ist der Grundsatz zu beachten, dass Versorgungssicherheit – bei Strom wie Gas oder Öl – immer auch ein Preisschild hat, das am Ende bei Beachtung immer viel weniger kosten wird als bei Nichtbeachtung und der daraus resultierenden Konsequenzen für Wirtschaft und Gesellschaft. Hätte Deutschland z.B. rechtzeitig in LNG-Importterminals investiert wie die meisten anderen EU-Staaten ab spätestens 2010 (auf Empfehlung der Kommission und vieler EU-Experten), dann wäre es nicht zu solch hohen Gas- und Strompreisexplosionen und sonstigen kostspieligen Gegenmaßnahmen in 2022 gekommen, die sich heute für den Steuerzahler als sehr viel teurer erweisen.

Quellen

- [1] BMWK (01.02.2023): Versorgungssicherheitsbericht Strom. <https://www.bmwk.de/Redaktion/>

DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.html

- [2] Vgl. M. Theurer: Wird der Strom bald rationiert?, in: Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung (FAS), 15.1.2023, S. 17.
- [3] Vgl. J. Wagner u.a.: Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030. Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor, EWI, Köln, 29.9.2022.
- [4] Vgl. Nathan Witkop: German Grid Upgrades to Cost EUR 240bn by 2045, 24.3.2023 (<https://www.montelnews.com/news/1468486>).
- [5] STEAG/Iqoni: Position zur Öffentlichen Konsultation der EU-Kommission zur Überarbeitung des europäischen Strommarktgestaltung, Berlin, Februar 2023.
- [6] Vgl. auch F. Umbach: "Russia's Cyber Fog in the Ukraine War", Geopolitical Intelligence Service (GIS), 16.6.2022 (<https://www.gisreportsonline.com/r/russia-cyber/>) und ders.: Russische und chinesische Cyberattacken auf die USA. Geopolitische Folgen auch für Deutschland und Europa, in: Europäische Sicherheit&Technik (ES&T), Mai 2021, S. 27-30.
- [7] Vgl. F. Umbach: Die LNG-Versorgungssicherheit der EU: Ausreichende Kapazitäten oder Stranded Assets?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5 2023, S. 24-29.
- [8] Vgl. auch Niklas Záboji, Frankreichs Stromnöte, in: FAZ, 11.3.2023, S. 21.

Dr. F. Umbach, Forschungsleiter/Head of Research, European Cluster for Climate, Energy and Resource Security (EUCERS)/Center for Advanced Security, Strategic and Integration Studies (CASSIS), University of Bonn; Executive Advisor, Proventis-Partners, München; NATO-Consultant for Energy and Climate Security
fraumbach@aol.com

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de