

# Standortfaktor Energie

Was ein Energiemarktdesign braucht

Ein Positionspapier des  
Wirtschaftsforums der SPD e.V.

# Standortfaktor Energie

## Was ein Energiemarktdesign braucht

Die Energiewende ist eine der größten Aufgaben unserer Zeit. Bis 2045 ist das Land, bis 2050 ganz Europa verpflichtet, seinen auf fossilen Energieträgern basierten Kapitalstock zu dekarbonisieren und zu transformieren. Der Übergang zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem, das gleichzeitig sicher und bezahlbar ist, erfordert umfassende strukturelle Veränderungen und die kluge Kombination einer Vielzahl verschiedener Hebel und Ansätze. Und als wäre die Transformation des Energiesystems nicht herausfordernd genug, erschweren geopolitische Entwicklungen und ein adverses Zinsumfeld die Bewältigung der Aufgabe.

Gleichzeitig ist das Energiesystem aber auch ein entscheidender Standortfaktor für die Wirtschaft in Deutschland. Und während für manche Investoren die Verfügbarkeit von nachhaltiger Energie heute schon bei der Standortsuche wichtig ist, bleibt die Relevanz einer sicheren und generell wettbewerbsfähigen Versorgung ungebrochen. Das künftige Energiemarktdesign ist daran zu messen, ob es den Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien fördern, stabile Investitionsbedingungen schaffen und eine effiziente Nutzung und Speicherung von Energie ermöglichen kann.

Das Wirtschaftsforum der SPD e.V. hat seit 2023 und insbesondere im Jahr 2024 eine Reihe von Hearings zum Energiemarktdesign durchgeführt. Aus den zahlreichen Beiträgen und Diskussionen im Rahmen und im Gefolge dieser Hearings entstand dieses Positionspapier, das durchaus als Kommentar zum Papier des BMWK zum Strommarktdesign gelesen werden kann, obwohl dieses zum Zeitpunkt der Diskussionen noch nicht bekannt war. Im hier vorliegenden Papier werden die Grundzüge eines zukunftsfähigen Energiemarktsystems skizziert, das auf den bekannten drei Säulen – Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit – aufgebaut ist, ohne die ein akzeptiertes Energiesystem nicht denkbar ist.

# Erste tragende Säule: Nachhaltigkeit – Erneuerbare Energien und Wasserstoff als Fundament des Energiesystems von morgen

Damit die Transformation des Energiesystems gelingt, müssen klimaneutrale Elektronen und Moleküle die neuen Energieträger der Zukunft werden.

Erster wesentlicher Schritt dazu ist der zügige und umfangreiche Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Im Jahr 2023 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bei etwa 53 Prozent, was zeigt, dass viel passiert ist, aber auch weiter erhebliche Anstrengungen notwendig sind, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Fest steht aber auch: der Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch insgesamt lag 2023 bei lediglich 19 Prozent. Und weil der Stromverbrauch in der Zukunft absolut weiter ansteigen wird – weitere energiepolitische Zielmarken wie etwa 15 Millionen Elektrofahrzeuge, 6 Millionen installierte Wärmepumpen, 10 Gigawatt (GW) Elektrolyseleistung bis 2030 usw. führen unweigerlich dazu – wird die 80 Prozent-Marke nominal erheblich mehr Stromerzeugung aus den Erneuerbaren fordern als es heute der Fall ist.

Fakt ist: Das Erreichen der Ziele erfordert einen jährlichen Nettozubau von etwa 10 GW bei Wind an Land, um die Marke von 115 GW installierter Leistung zu erreichen, verglichen mit den aktuell etwa 61 GW. Für Photovoltaik liegt das Ausbaziel bis 2030 bei 215 GW installierter Leistung. 2023 wurden bereits 14,6 GW PV-Leistung installiert, was zeigt, dass das Ausbaziel von 9 GW für dieses Jahr weit übertroffen wurde und ein positives Signal an die Wirtschaft und Gesellschaft gesendet wird (mit allen später zu diskutierenden Folgen für die Netze).

Neben Elektronen werden auch Moleküle eine wichtige Rolle im dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft spielen. Das Ziel der Bundesregierung ist, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von bis zu 10 Gigawatt aufzubauen. Grüner Wasserstoff soll insbesondere in energieintensiven Industrien wie der Stahl- und Chemieindustrie eingesetzt werden, um CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. Dies ist ein zentraler Baustein zum Erreichen der Klimaziele, da diese Sektoren derzeit schwer zu dekarbonisieren sind. Allerdings ist ebenfalls klar, dass die deutsche Wirtschaft den Bedarf an Wasserstoff nicht durch Eigenproduktion decken können. Schätzungen gehen davon aus, dass bis 2030 circa 95 bis 130 TWh an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten benötigt werden, wovon 50 Prozent bis 70 Prozent durch Importe beschafft werden müssen.<sup>1</sup> Bis 2045 wird mit einem Bedarf von bis zu 700 TWh gerechnet, wobei 360–500 TWh auf Wasserstoff und 200 TWh auf seine Derivate entfallen.

Bis 2045 muss der Prozess der klimaneutralen Transformation abgeschlossen sein. Als Zwischenziel ist eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 65 Prozent bis 2030 vorgesehen (im Vergleich zu 1990). Bisher beliefen sich die Emissionsminderungen auf 46 Prozent. Das alles zeigt: Die Aufgaben, die noch in den nächsten Jahren zu bewältigen sind, sind erheblich.

<sup>1</sup> <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/faq-wasserstoffimportstrategie-2300536#:~:text=Die%20Bundesregierung%20rechnet%20gegenwärtig%20damit,%20200%20TWh%20für%20Wasserstoffderivate%20steigen.>

## Engpässe auflösen, Genehmigungsverfahren beschleunigen

Verzögerungen bei den ohnehin komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren haben sich in den vergangenen Jahren als Flaschenhals für die Energiewende erwiesen. Der Ausbau für Windkraft und Solaranlagen zog sich oft über mehrere Jahre hin, dies behinderte einen effektiven Hochlauf. Die Bundesregierung hat in der Hinsicht in kurzer Zeit tatsächlich für viele Vereinfachungen gesorgt. Dies zeigt beispielsweise auch der Fortschritt auf dem Genehmigungsklimaindex für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, der sich innerhalb eines Jahres von dem schlechten Wert von 4,4 (auf einer Skala von 1–5) auf 3,3 verbesserte.<sup>2</sup>

Entscheidend für die Verbesserung war, dass schlanke, schnelle und sukzessiv digitalisierte Genehmigungsverfahren als essenzieller Bestandteil des Krisenmanagements begriffen worden sind. Dieser Trend muss verstetigt werden. Es ist wichtig, die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren als aktive Standort- und Ermöglichungspolitik zu verstehen und sie in ähnlicher Form wie Krisenmanagement zu verstehen. Für Verwaltungen, die ohnehin stark vom Fachkräftemangel betroffen sind, bedeutet dies, spezialisierte Stabstellen zu schaffen, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu bündeln und die schnelle (aber selbstverständlich rechtskonforme) Umsetzung von Projekten als vorrangiges Ziel des staatlichen Handelns zu betrachten. Dies gilt auch für die Zukunft – besonders in Situationen, in denen ein »das haben wir noch nie so gemacht« oder ein »das geht so nicht« die schnelle Planung, Genehmigung und Umsetzung von Projekten behindern könnten.

Dennoch reichen die bisherigen Anstrengungen zur Verbesserung bei Planungs- und Genehmigungsverfahren nicht aus. Und auch die eingeführten Verbesserungen müssen weiter evaluiert und verbessert werden. Genehmigungsbehörden brauchen Unterstützung. Häufig arbeiten sie bereits mit enormem Einsatz. Aber diese Anstrengungen werden nicht selten von einzelnen und zögerlichen, manchmal auch verunsicherten (und deswegen übervorsichtigen) Einzelpersonen in zuarbeitenden und unterstützenden Fachbehörden ausgebremst. Die Vereinfachungen und Beschleunigungen müssen also weiter unermüdlich vorangetrieben werden, um grüne Projekte umzusetzen und Energie in dem Umfang bereitzustellen, dass der Bedarf von Industrie und Wirtschaft gedeckt wird.

<sup>2</sup> [https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/de\\_de/noindex/ey-fortschrittsmonitor\\_2024-ergebnisdokument.pdf](https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/de_de/noindex/ey-fortschrittsmonitor_2024-ergebnisdokument.pdf).

## Ausbau der Netze als Rückgrat der Energiewende

Neben dem beschleunigten Ausbau der Erzeugungskapazitäten ist der Ausbau der Netzinfrastruktur ein entscheidender Faktor für die Integration erneuerbarer Energien. Der Netzentwicklungsplan 2030 sieht vor, dass bis 2030 etwa 7.700 km neue Stromtrassen allein auf der Übertragungsnetzebene gebaut werden müssen, um die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen effizient zu verteilen. Hinzu kommen etwa 3.500 zusätzliche Trassenkilometer, inklusive eines neuen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Korridors. Darüber hinaus werden für die Anbindung von Offshore-Windparks weitere 1.900 bis 2.900 km an Netzausbau notwendig sein.<sup>3</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber kalkulieren für den Ausbau und die Optimierung der Übertragungsnetze bis zum Jahr 2030 mit Gesamtkosten zwischen 79 und 85 Milliarden Euro. Davon sollen etwa 62 Milliarden Euro in den Ausbau des Festlandnetzes und rund 18 bis 24 Milliarden Euro in die Anbindung der Offshore-Windparks investiert werden.

Für den erfolgreichen Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung sind somit ein umfassender Ausbau und eine Modernisierung der Stromnetze vorgesehen und notwendig. Die Ableitungen aus den Hearings kann man grob gliedern:

- Erstens müssen alle Maßnahmen ergriffen werden, um die vorhandene Netzinfrastruktur optimal zu nutzen. Dazu gehört z. B. auf der Übertragungsnetzebene das konsequente Freileitungsmonitoring, um höhere Stromflüsse zu gestatten. Auf der Verteilnetzebene kommt es auf die Digitalisierung der Netze, insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene, an, um Flexibilitäten systemdienlich zu nutzen und die Auslastung zu erhöhen. Hier müssen im künftigen Netzentgeltregime Anreize gesetzt werden.
- Zweitens muss der Netzausbau vorangetrieben werden, was durch die schon genannten Vereinfachungen positiv beeinflusst werden kann.
- Und drittens muss die Netznutzung durch Dritte einfacher werden. Einzufordernde Maßnahmen gehen hier von digitalen Prozessen beim Netzanschluss bis zum gemeinsamen Netzanschluss für PV- und Windenergieanlagen.

<sup>3</sup> Daten verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

## **Auch Moleküle werden eine zentrale Rolle in einer klimaneutralen Wirtschaft spielen**

Neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen spielt Wasserstoff eine zentrale Rolle in der Energieversorgung der Zukunft. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht vor, dass bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 10 GW erreicht wird. Gerade für den Erhalt der Industrie in Deutschland und der klimaneutralen Transformation derjenigen Prozesse, die sich nicht elektrifizieren lassen, ist Wasserstoff entscheidend. Der Ausbau der Erzeugungs- sowie der Importkapazitäten muss dabei begleitet werden von dem notwendigen Ausbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur. Geplant ist derzeit ein 9.700 km langes Wasserstoff-Kernnetz bis zum Jahr 2032, das die großen Verbrauchs- und Erzeugungsregionen für Wasserstoff effizient miteinander verbinden und gleichzeitig in ein europäisches Wasserstoffnetz integriert werden soll. Zusätzlich wird der umfassende Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes nötig sein, um das klimaneutrale Gas zu den jeweiligen Verbrauchern in der Wirtschaft zu bringen. Auch Biogas und Biomasse werden auf die Infrastruktur zurückgreifen müssen und können dann einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung leisten können. Diese Technologien bieten zusätzliches Potenzial, insbesondere in ländlichen Regionen, und können zur Stabilität des Energiesystems beitragen, indem sie flexible Kapazitäten bereitstellen.

Als Ableitung aus den Hearings kann man festhalten, dass neben dem Kernnetz auch die weiteren Netzaus- bzw. -umbauten nicht vernachlässigt werden dürfen. Das impliziert vor allem eine notwendig enge Kooperation der Netzbetreiber in der integrierten Netzentwicklungsplanung und die Möglichkeit, eine nutzerschonende Finanzierungsstruktur über ein Amortisationskonto auch auf die sonstigen Wasserstoffnetzteile zu erstrecken.

## Zweite tragende Säule: Versorgungssicherheit – Eckpfeiler für Akzeptanz und wirtschaftliche Planbarkeit

Versorgungssicherheit ist eine grundlegende Anforderung an jedes Energiesystem. Der Übergang zu erneuerbaren Energien bringt jedoch neue Herausforderungen mit sich, da diese Energien volatil und nicht immer verfügbar sind. Um die Stabilität und Sicherheit des Stromsystems zu gewährleisten, sind insbesondere zwei (komplementäre) Säulen entscheidend, die nicht gegeneinander ausgespielt werden dürfen: Das Schaffen gesicherter Leistung und das Schaffen von Flexibilitätsmechanismen.

Wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, ist flexible, thermische Leistung unabdingbar, damit das System stets in der Lage ist, den Bedarf zu decken. Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung zielt darauf ab, Anreize für die Bereitstellung von 12,5 GW gesicherter Leistung zu schaffen, die bis 2030 errichtet werden sollen. Langfristig sollen diese 12,5 GW dann in die geplanten Kapazitätsmechanismen integriert werden, die bis 2028 operativ sein sollen. Die große Herausforderung dabei ist, stabile Anreize für Investitionen in langlebige und teure Technologien wie Kraftwerke zu schaffen, obwohl der Markt derzeit keine stabilen Preissignale – und damit keine ausreichende finanzielle Planungssicherheit für potenzielle Investoren – bietet. Eine zentrale Auktion von benötigten Kapazitäten – wie es die Kraftwerksstrategie eigentlich nur ist – kann diese Herausforderung adressieren, leidet dann aber an den Nachteilen zentraler Modelle, nämlich vergleichsweise starr und abhängig von Prognosen der ausschreibenden Stelle zu sein.

Im Einklang mit dem Grundtenor der Hearings ist daher ein kombiniertes Kapazitätsmarktmodell, wie es die Monopolkommission skizzierte und auch das BMWK favorisiert, grundsätzlich zu begrüßen. Die langfristige Auktionierung der gesicherten Leistung muss möglichst schnell vorgenommen werden, damit die Gewinner der Auktionen die Chance haben, die Anlagen bis 2030 auch zu errichten. Das Weiternutzen von etablierten Kraftwerksstandorten verspricht dabei besondere Effizienz. Ein begleitender Mechanismus, der marktbasierend Kapazitäten anreizt, ergibt Sinn. Allerdings wurde uns ganz klar gespiegelt, dass das Wichtigste ist, dass der Mechanismus rechtssicher und europarechtskonform und am Ende einfach ist. Solange die Gefahr droht, dass er beispielsweise als Beihilfeverstoß gewertet werden könnte, würden dringend notwendige Investitionen zurückgehalten oder außerhalb des deutschen Standorts getätigt werden. Gegen hybride Mischmodelle wurden Bedenken in der Einfachheit und Umsetzbarkeit und Effizienz vorgetragen.

## Je mehr Flexibilität, desto stabiler das System

Das zweite Standbein der Versorgungssicherheit ist – neben der Schaffung von gesicherter Leistung – die Erhöhung der Flexibilitätsmechanismen, um die schwankende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu optimieren.

In diesem Zusammenhang spielen Speicherkapazitäten, Demand Response sowie die Netzentgeltstruktur eine entscheidende Rolle. Das Schaffen zusätzlicher Speicherkapazitäten ist dabei eine *conditio sine qua non*, um die Integration erneuerbarer Energien ins System zu gewährleisten. Schätzungen gehen davon aus, dass bis 2030 Speicherkapazitäten von bis zu 104 GWh benötigt werden<sup>4</sup> – was einen enormen Anstieg von den 12 GWh an Speicherkapazitäten darstellt, die Ende 2023 in Deutschland verfügbar waren. Ein erheblicher Teil davon wird von Batteriespeichern geleistet werden können, die besonders geeignet sind für kurzzeitige Speicheranforderungen, da sie schnell auf Schwankungen im Netz reagieren können. Bis 2030 wird ein Zuwachs von Batteriespeichern auf mindestens 15 GWh angestrebt, doch manche Studienergebnisse zeigen, dass bis zu 57 GWh möglich sind.<sup>5</sup> Über Pumpspeicherkraftwerke, die bereits etabliert sind und sich gut für längere Speicherzeiträume eignen, sowie Power-to-Gas-Technologien, die überschüssigen Strom in Wasserstoff oder Methan umwandeln und speichern, werden ergänzende Speicherkapazitäten geschaffen und genutzt werden müssen.

Mit Blick darauf, dass Speicherformen dringend benötigt werden, zeigte sich in den Hearings, dass hier noch Potential besteht. Zum Beispiel ist sicherzustellen, dass sogenannter überschüssiger Strom lieber zwischengespeichert statt abgeregelt werden sollte. Hier sind die Regeln für das Ausgestalten des »Nutzen statt Abregeln«-Mechanismus so zu fassen, dass das volle Potential zum intertemporalen Verschieben über Speicher ebenso wie über Elektrolyseure oder Wärmepumpen aktiviert werden kann. Ebenfalls sollte sichergestellt werden, dass die grüne Eigenschaft von EE-Strom nicht nur durch ein »Zwischenlagern« verschwindet.

<sup>4</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/fraunhofer-ise-kurzstudie-batteriegrossspeicher-an-ehemaligen-kraftwerksstandorten-sinnvoll.html>.

<sup>5</sup> [https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpuf/frontier-economics\\_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem\\_final-report.pdf](https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpuf/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_final-report.pdf).

## Mehr Anreize zum optimalen Stromverbrauch

Ein weiterer Hebel zum Stärken der Flexibilität ist das Fördern von Demand Response (DR), also der Reaktion der Stromverbraucher auf Knappheitssignale. In Deutschland befindet sich DR noch in der Entwicklungsphase, doch Schätzungen gingen 2016 davon aus, dass DR-Kapazitäten allein in der Industrie und im tertiären Sektor 10 Prozent des Peak Loads decken können.<sup>6</sup> Große Industrieunternehmen müssen deshalb verstärkt Anreize erhalten, ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren zu erhöhen oder in Zeiten niedriger Einspeisung zu reduzieren. Einige große Industriekonzerne nutzen bestehende Möglichkeiten bereits, um von ihrer Fähigkeit, ihren Energieverbrauch an die Netzanforderungen anpassen zu können, finanziell zu profitieren (z. B. über die Vermarktung als Regelenergie). Diese Möglichkeiten für die Industrie gilt es, weiter zu vereinfachen und zu fördern.

Doch auch über die Industrie hinaus sind flexible Tarifmodelle (»dynamische« oder »zeitvariable Tarife«) eine interessante (und auch europäisch künftig verpflichtend angebotene) Option für alle Verbrauchergruppen. Prognosen gehen davon aus, dass ein erheblicher Anteil der Flexibilität im Energiesystem (in Europa bis 2030 etwa 50–70 Prozent) von Haushalten kommen könnte.<sup>7</sup>

Größtes Hemmnis dafür ist zum heutigen Stand der extrem verzögerte Rollout von Smart Metern in Deutschland. Tatsächlich bildet Deutschland im europäischen Vergleich beinahe das Schlusslicht unter den Rollout-Raten mit lediglich 0,3 Prozent – im Vergleich zu Raten von 100 Prozent in den skandinavischen Ländern und nahezu 100 Prozent in den baltischen Staaten und weiten Teilen Südeuropas.<sup>8</sup> Erst, wenn die smarte Variante der »intelligenten Messsysteme« breite Anwendung findet, wird es technisch möglich sein, Signale auch zu empfangen und die Vision Wirklichkeit werden zu lassen, dass Wärmepumpen oder auch Elektrofahrzeuge so zu programmieren sind, dass sie bevorzugt in Zeiten günstiger Strompreise betrieben bzw. geladen werden.

Anlässlich der Hearings gab es eine klare Präferenz, nun endlich zum Machen zu kommen beim Smart Meter Rollout. Hiermit war die klare Forderung an die Politik verbunden, Regeln und Regulierung nicht wieder und wieder anzufassen, um es noch »besser« zu machen, wenn man nun einfach mal mit »gut« starten kann. Zugleich wurde auch sichtbar, dass eine Dichotomie zwischen »Markt« und »Netz« befürchtet wird, wenn die Flexibilität von Verbrauchern sowohl vom Markt als auch vom Netzbetreiber für das Aussteuern des lokalen Netzes genutzt werden soll. Hier sind Modelle zu entwickeln, die beides ermöglichen und zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ausgleich bringen.

<sup>6</sup> [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_or.c.532827.de/diw\\_roundup\\_96\\_en.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_or.c.532827.de/diw_roundup_96_en.pdf)

<sup>7</sup> <https://www.adlittle.com/en/insights/viewpoints/taking-demand-side-response-household-level>

<sup>8</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_MMR\\_2023\\_Barriers\\_to\\_demand\\_response.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf)

## **Flexibilisierung der Netzentgelte als entscheidender Hebel**

Was für Haushalte noch in den Kinderschuhen steckt, ist für industrielle Verbraucher seit Jahren gang und gäbe: Ihre Netzentgelte sind so gestaltet, dass sie einen Anreiz haben, sich netzdienlich zu verhalten. Das betrifft sowohl die Netznutzung, speziell in wenig genutzten Zeitfenstern, als auch die gleichmäßige Abnahme zur Stabilisierung des Netzes. Gerade letztere ist heutzutage stark umkämpft. Die Bundesnetzagentur erwägt die Entlastungstatbestände, die bislang in § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung zu finden sind, so anzupassen, dass nicht länger die gleichmäßige, sondern vor allem eine flexible Abnahme mit reduzierten Netzentgelten zu belohnen ist.

Hier gilt es, Lösungen zu schaffen, die das Kind nicht mit dem Bade ausschütten. Gerade bei der bandförmigen Abnahme ist es durchaus geboten, die Voraussetzungen für die Entlastung so zu entschärfen, dass eine flexiblere Fahrweise (um z. B. das Marktpreissignal stärker berücksichtigen zu können) nicht pönalisiert wird. Man darf die Anforderungen aber nicht umdrehen, weil dann gerade gut etablierte Industrieunternehmen, bei denen die Produktion keine schwankende Abnahme ermöglicht, eine seit vielen Jahren wesentliche Komponente ihres Energiesystempreises verlören. Das wäre ein schwieriges Signal für die Standortpolitik. Richtig ist also, dass Flexibilität nicht verhindert werden darf, ohne eine grundsätzliche Anpassung des Industriestromsystempreises aber die Entlastung im Strompreis nicht aufgegeben werden darf.

Ebenfalls auf eine höhere Stabilität der Stromnetze (verbundenen mit niedrigeren Kosten für die sogenannte Redispatch-Maßnahmen) zielt die Idee einer Aufteilung der einheitlichen, deutschen Stromgebotszone. Hier würde letztlich nicht an den Netzentgelten, sondern beim Commodity-Preis für Strom angesetzt werden, der sich in den verschiedenen Gebotszonen einstellen würde (und in einer idealen Welt zu einer Ansiedlung von Verbrauchern in Gebotszonen mit hohem Stromdargebot führen würde). Hier gibt es ein klares Voting aus den Hearings: Diese Perspektive ignoriert, dass größere Preiszonen insgesamt stabilere Preissignale geben, wohingegen ein kleinteiligeres, im Extremfall sogar nodales Preissystem den Markt atomisiert und damit destabilisiert. Die Vorhersehbarkeit und Stabilität der Preise ist in einem einheitlichen Markt für die Resilienz des Systems jedoch von höherer Relevanz und Bedeutung. Die Bundesregierung ist also aufgerufen, bei ihrer Position zu bleiben, die Aufteilung der deutschen Gebotszone abzulehnen, und diese auch gegenüber der Kommission, ACER und der ENTSO-E zu verteidigen.

## **Dritte tragende Säule: Bezahlbarkeit – Grundlage für Akzeptanz und Wettbewerbsfähigkeit**

Neben der Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit muss ein nachhaltiges und sicheres Energiesystem auch bezahlbar sein, um wirtschaftlich tragfähig zu bleiben und gesellschaftliche Akzeptanz zu finden. Klar ist, dass »bezahlbar« nicht »billig um jeden Preis« heißen kann. Vielmehr heißt bezahlbar aus der Verbrauchersicht, dass die Energiekosten sozialverträglich sind bzw. für Unternehmen im Wettbewerb so gestaltet sind, dass man sich im Wettbewerb auch international behaupten kann (was einen Industriestrompreis bedeuten kann). Aus der Erzeugersicht heißt es aber auch, dass die Investitionen wirtschaftlich sein müssen.

Das ist insofern entscheidend, als der Investitions- (und damit auch Finanzierungs-) bedarf im Energiesektor gewaltig ist. Der Fortschrittsmonitor von EY und BDEW schätzt die zusätzlichen Investitionen für die Erreichung der Klimaziele allein bis 2030 auf insgesamt 721 Milliarden Euro.<sup>9</sup> Diese umfassen 350 Milliarden Euro für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, rund 140 Milliarden Euro für den Ausbau der Transportnetze für Strom und Gas, weitere 140 Milliarden Euro für die Verteilnetze sowie 32 Milliarden Euro für die Fernwärmeinfrastruktur. Zusätzlich sind 15 Milliarden Euro für das Wasserstoff-Kernnetz und 17 Milliarden Euro für Energiespeicher vorgesehen. Bis 2035 steigen die Investitionsbedarfe dann auf insgesamt 1,214 Billionen Euro an. Die Schlüsselfrage lautet daher: Woher soll das Geld kommen?

<sup>9</sup> [https://www.ey.com/de\\_de/fortschrittsmonitor](https://www.ey.com/de_de/fortschrittsmonitor)

## Woher soll das Geld für die Investitionen kommen?

Auch wenn letztlich ein Großteil der Investitionen vom Privatsektor gestemmt werden muss, bleiben staatliche Mittel gerade anfangs von entscheidender Bedeutung. Diese können ganz unterschiedliche Gestalt annehmen, von eigenen Investments über Förderzuschüsse, Steuererleichterungen/Superabschreibungen oder die Übernahme von EEG-/Netzkosten bis hin zu Förderkrediten, Garantien und Absicherungen. Letzteres könnten Preisabsicherungen über CfD genauso sein wie Bürgschaften o.ä. Der öffentlichen Hand, sei sie europäisch oder kommunal, kommt es zu, noch nicht Wirtschaftliches zu fördern im Sinne von Anschubfinanzierungen. Und es kommt ihr zu, Notwendiges für die Daseinsvorsorge zu finanzieren. Die Infrastruktur für die Energieerzeugung und -verteilung gehört auf jeden Fall dazu.

Gemein ist dem Einsatz aller Mittel, dass sie beihilfe- und haushaltskonform sein müssen. Und während in den Hearings durchaus die eine oder andere Kritik am europäischen Beihilfenrecht zu vernehmen war, erwies sich die Einschätzung der Reformbedürftigkeit der Schuldenbremse als recht einheitlich. Es ist deutlich erkennbar, dass die nötigen Investitionen in den Umbau des Energiesystems nicht durch reine Priorisierung zu stemmen sind. Eine Reform im Sinne der Goldenen Regel, die investive Ausgaben von der Schuldenbremse ausnimmt, oder auch ein klug gestaltetes Sondervermögen könnten mögliche Hebel sein. Denn auch das ist wichtig: für die Energiewirtschaft ist langfristige Planungssicherheit einer der wichtigsten Faktoren für ihre Investitionsentscheidung. Von daher braucht es eine Absicherung der Finanzierungsmittel über einzelne Legislaturperioden hinweg.

Trotz des staatlichen Engagements muss das Gros der Mittel – wie eingangs erwähnt – aus dem Privatsektor stammen. Das betrifft also die Finanzwirtschaft, institutionelle Investoren und letztlich die Bürgerinnen und Bürger. Als Ableitung aus den Hearings kann man festhalten, dass die Finanzwirtschaft gerne als Kapitalgeber zur Verfügung stehen möchte, aber regulatorischen Einschränkungen unterliegt, über deren Lockerung man nachdenken sollte. Dies betrifft z. B. die Möglichkeit, Investments in Transformationsprojekte zu bündeln und als Zertifikate weiter zu veräußern.

Am Ende der Kette stehen die Privatanleger, die in Deutschland ein gewaltiges Sparvermögen besitzen. Diese könnten in Aktien von Energieunternehmen investieren, in taxonomie-konforme »grüne Fonds« oder vielleicht perspektivisch in »Volksaktien«. Sie können aber auch konkret vor Ort in Projekte investieren - als Mitgesellschafter/Genosse oder über Genussrechte. Diese Optionen sind gerade mit Blick auf die Akzeptanz der Projekte ausgesprochen wirksam. Daher ist der Gesetzgeber aufgerufen, die bürokratischen Voraussetzungen zum Beispiel mit Blick auf die Prospektspflicht möglichst gering zu gestalten. Die Wachstumsstrategie benennt hier Ansätze, die umzusetzen sind.

## **Investitionen müssen wirtschaftlich sein**

Was die regulatorischen Rahmenbedingungen betrifft, so müssen sie – neben der bereits angesprochenen Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren (die Zeit und Kosten senken würden) – insbesondere so ausgestaltet sein, dass Investitionen in das Energiesystem wirtschaftlich sind und damit auch attraktiv für eine externe Finanzierung durch eine Bank (»bankable«). Dies betrifft klassisch die Netzentgeltregulierung, die den Netzbetreibern eine gewisse Sicherheit geben muss, dass Investitionen in die Netzinfrastruktur auch refinanzierbar sind. In den Hearings wurde deutlich, dass es dabei einerseits um klassische Streitpunkte geht wie die Höhe der Eigenkapitalverzinsung und andererseits um die Beständigkeit der Regulierung. Hier ist die Bundesnetzagentur aufgerufen, in ihrer Fortentwicklung der Regulierungsgrundsätze immer den Aspekt des Vertrauensschutzes zu berücksichtigen.

Der andere große Block der Finanzierung betrifft den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE), der seit rund zwei Jahrzehnten über das EEG angereizt wurde. Aufgrund europäischer Vorgaben wird die Förderung sich zwangsläufig anpassen müssen und in der Diskussion sind verschiedene Modelle. Diese reichen vom heutigen Modell der Marktprämie mit einer gewissen Form von Gewinnabschöpfung bis zu einer reinen Investitionskostenförderung. Während die diskutierten Modelle alle unterschiedliche Probleme adressieren, kann doch als Ergebnis festgehalten werden, dass für einen erfolgreichen weiteren EE-Ausbau elementar ist, dass die Fördermöglichkeit »bankable« bleibt. Das BMWK muss also sicherstellen, dass ein vorhersehbarer Erlösstrom entsteht, aus dem die Rückzahlung gewährleistet werden kann. Dazu ist auch das Thema der negativen Stunden zu adressieren, in denen der Börsenpreis negativ wird und perspektivisch die Förderung für den EE-Strom entfallen soll.

Insgesamt muss es das Ziel sein, trotz der gewaltigen Investitionen für den Ausbau der Infrastruktur die Gesamtsystemkosten so niedrig gehalten werden, dass die industrielle Wettbewerbsfähigkeit erhalten bleibt und die Kosten in der Bevölkerung gerecht verteilt werden. Andernfalls gerät die materielle Grundlage – und damit die Akzeptanz verloren geht, die als Ermöglicherin der Transformation absolut entscheidend ist.

## **Die Herausforderungen sind gewaltig: Anpacken lautet die Devise!**

Die Energiewende erfordert schnelle und umfassende Maßnahmen: den Ausbau erneuerbarer Energien und der Netzinfrastruktur, beschleunigte Genehmigungsverfahren sowie effektive Speicherlösungen. Regulatorische Reformen und gezielte staatliche Förderungen sind notwendig, um die notwendigen Investitionen anzustoßen und langfristige Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit zu gewährleisten. All dies sind enorme Herausforderungen an das Energiesystem der Zukunft – und nur so können die Klimaziele bis 2045 erreicht werden. Die Politik steht damit vor der gewaltigen Aufgabe, die richtigen Hebel und Instrumente in Bewegung zu setzen, und dabei mit einem ganzheitlichen Mindset, wie es in diesem Positionspapier ausgeführt wurde, an die Arbeit zu gehen.

## Impressum

Herausgeber	<b>Wirtschaftsforum der SPD e.V.</b> vertreten durch das geschäftsführende Präsidium Prof. Dr. Ines Zenke (Präsidentin) Prof. Dr. Susanne Knorre (Vizepräsidentin) Matthias Machnig (Vizepräsident) Philipp Schlüter (Vizepräsident) Dr. Tanja Wielgoß (Vizepräsidentin) Michael Wiener (Vizepräsident)
V.i.S.d.P.	Dr. Frank Wilhelmy, Geschäftsführer  Registereintrag im Vereinsregister beim Amtsgericht Charlottenburg unter der Registernummer VR 33920. Das Wirtschaftsforum der SPD e.V. ist registrierter Interessenvertreter zur Registernummer: R000328 des Lobbyregisters beim Deutschen Bundestag und unterliegt dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.
Anschrift	Dorotheenstraße 35 10117 Berlin
Telefon	+49 (0)30 400 40 660
E-Mail	mail@spd-wirtschaftsforum.de
Internet	spd-wirtschaftsforum.de
Gestaltung und Satz	Anette Gilke, Hannover Oktober 2024