Energie, Klima, Umwelt I Energie

Versorgungssicherheit für Bayern

vbw

Position
Stand: Oktober 2026

Die bayerische Wirtschaft

Vorwort

Sichere und zuverlässige Energieversorgung als Rückgrat der Bayerischen Wirtschaft

Für Bayern als eine der wirtschaftsstärksten Regionen Deutschlands ist die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Während sie heute noch gewährleistet ist, steht die Energieversorgung in ganz Deutschland im Zuge der Energiewende vor großen Herausforderungen. Das Energiesystem muss künftig auf einen deutlich steigenden Strombedarf vor allem in den süddeutschen Industriezentren ausgerichtet sein, den notwendigen Zubau von erneuerbaren Energien bewältigen und gleichzeitig wetterabhängige Schwankungen bei der Energieerzeugung ausgleichen können. Zusätzlich müssen neben Strom auch große Mengen gasförmige und flüssige Energieträger transportiert und gespeichert werden können. Die Gasinfrastruktur muss sukzessive auf klimaneutrale Gase umgestellt und parallel eine bayerische Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden.

Für eine langfristig sichere, günstige und klimaneutrale Energieversorgung braucht Bayern eine intelligente Integration aller relevanten Energieinfrastrukturen. Ein entscheidender Faktor ist die Sektorenkopplung, also die enge und möglichst reibungslose Verzahnung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Modernisierung der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze müssen vorausschauend und möglichst synchron erfolgen, ohne sich dabei gegenseitig auszubremsen. Es ist unabdingbar, die Netze für die Speicherung von erneuerbarem Strom mit dem Gasnetz und der Versorgung mit flüssigen Energieträgern zu verknüpfen. Eine Voraussetzung dafür ist ein beschleunigter und entbürokratisierter Smart-Meter-Rollout als digitales Fundament eines flexiblen Energiesystems.

Ein zügiger Infrastrukturausbau hilft auch dabei, unnötige Kostensteigerungen zu vermeiden, die etwa durch Redispatch oder eine mögliche Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone drohen. Dazu gehört auch, dass die im StromVKG vorgesehenen Ausschreibungen für neue gesicherte Erzeugungskapazitäten zügig umgesetzt und für Investoren attraktiv ausgestaltet werden – insbesondere, um im netztechnischen Süden gezielt zusätzliche Kapazitäten zu schaffen.

Diese Ziele können wir aber nur erreichen, wenn alle Akteure eng zusammenarbeiten und die Politik jetzt die richtigen Rahmenbedingungen schafft.

Bertram Brossardt
05. Oktober 2026

Inhalt

Position auf einen Blick 1

1 Infrastruktur bedarfsgerecht aus- und aufbauen 3

1.1 Stromnetz 4

1.2 Gasinfrastruktur 7

1.3 Infrastruktur für Wasserstoff 8

1.4 Infrastruktur für klimaneutrale flüssige Energieträger 9

1.5 Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter beschleunigen 10

2 Verfügbarkeit der Energieträger sicherstellen 12

2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien forcieren und mit dem Netzausbau besser synchronisieren 12

2.2 Wirksamen Kapazitätsmarkt gewährleisten 15

2.3 Versorgungssicherheit in der Transformationsphase gewährleisten 16

2.4 Flexibilitätspotenziale ausschöpfen 17

2.5 Wasserstoffwirtschaft aufbauen 18

2.6 Resilienz kritischer Infrastruktur stärken 19

Ansprechpartner / Impressum 20

Position auf einen Blick

Umgestaltung des Energiesystems ganzheitlich denken

Zum Gelingen der Energiewende muss das bisher hohe Niveau der Versorgungs- und Systemsicherheit in Deutschland bei gleichzeitiger Senkung der Treibhausgasemissionen auch künftig gewährleistet sein. Hierfür müssen das Energiesystem in Deutschland ganzeinheitlich betrachtet und die einzelnen Sektoren bestmöglich miteinander verknüpft werden. Anpassungen sind stets unter Berücksichtigungen der Auswirkungen auf unsere Wirtschaft und heimische Industrie vorzunehmen. Letztere leidet bereits heute unter den hohen Energiepreisen, so dass ein weiterer Anstieg dringend zu vermeiden und bei Eingriffen in das Energiesystem Entlastungsmaßnahmen mitgedacht werden müssen.

Wesentliche Elemente für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit:

- Der konsequente, beschleunigte und koordinierte Ausbau aller erneuerbarer Energien ist erforderlich.
- Es ist ein wirkungsvoller Netzausbau auf allen Spannungsebenen voranzutreiben. Hierzu ist auch eine stärkere Anbindung des deutschen Übertragungsnetzes an die europäischen Nachbarländer erforderlich.
- Der Ausbau der Erneuerbaren und der Ausbau und die Modernisierung des Strom- sowie Gas- und Wasserstoffnetzes müssen vorausschauend und möglichst synchron erfolgen.
- Eine Aufspaltung der deutschen Strompreiszone gilt es zu verhindern. Der von der Bundesregierung vorgelegte Aktionsplan zum Erhalt der einheitlichen Gebotszone muss konsequent umgesetzt werden.
- Die im Strom-Versorgungssicherheits-und-Kapazitätengesetz (StromVKG) vorgesehenen Ausschreibungen müssen zügig umgesetzt und für Investoren attraktiv ausgestaltet werden, damit insbesondere im Süden gezielt zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden. Auch sollte Ausgestaltung des StromVKG so weiterentwickelt werden, dass effiziente KWK-Anlagen einen angemessenen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, ohne durch das Doppelförderungsverbot faktisch von einer Teilnahme ausgeschlossen zu werden.
- Das bestehende Strommarktdesign ist grundlegend zu reformieren, um Kraftwerksbetreibern die erforderliche Planungs- bzw. Investitionssicherheit zu geben. Erforderlich sind Investitionsanreize und eine netztechnisch sinnvolle lokale Verortung für den Bau der Residualkraftwerke. Eine technologieoffene Ausgestaltung ist ebenso wichtig wie die Schaffung von Kapazitätsanreizen während Dunkelflauten und die Einbeziehung dezentraler Flexibilitätsoptionen
- Die notwendige Inbetriebnahme der Kraftwerke für Ausschreibungen nach dem StromVKG bis 31. Oktober 2031 ist zeitlich für alle Beteiligten extrem ambitioniert. Umso wichtiger ist es daher, dass Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Genehmigungsbehörden, nachgelagerte Fachbehörden, Gemeinden und Landkreise pragmatisch und lösungsorientiert zusammenarbeiten, um diese zeitliche Vorgabe zu erfüllen.

- Ein stabiles und kosteneffizientes Stromsystem erfordert die netzdienliche Einbindung aller Flexibilitätsoptionen (z. B. Speicher, Elektrolyseure). Für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs müssen regulatorische, ökonomische und technische Rahmenbedingungen geschaffen und Anreize für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite geschaffen werden. Die Anbieterpflicht für dynamische Tarife und der gesetzliche Rahmen zur gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie („Energy Sharing“) sind dabei erste Schritte in die richtige Richtung.
- Um die Potenziale der Flexibilisierung des Energiesystems zu heben ist der Smart-Meter-Rollout in den netzrelevanten Fallklassen priorisiert zu beschleunigen und zu entbürokratisieren. Von teuren deutschen Sonderlösungen ist abzusehen.
- Eine widerstandsfähige Energieinfrastruktur erfordert die Reduktion von Abhängigkeiten durch diversifizierte Erzeugung und Versorgungspfade, den wirksamen Schutz von Netzen und Anlagen vor physischen und digitalen Bedrohungen sowie die Fähigkeit, im Ernstfall schnell und verlässlich reagieren zu können – einschließlich Schwarzstartfähigkeit und Wiederherstellung der Versorgung.
- Planungs- und Genehmigungsverfahren sind sowohl beim Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze effizienter auszugestalten, zu standardisieren und zu digitalisieren. Es braucht klare, mit der Praxis abgestimmter Vorgaben aus den Ministerien für die nachgelagerten Fachbehörden. Bereits geänderte Regelungen, insbesondere das überragende öffentliche Interesse des Ausbaus der Erneuerbaren und der Stromnetze, sind konsequent und auf allen Verwaltungsebenen einheitlich anzuwenden. Die Ausstattung der Behörden, vor allem auch der nachgelagerten Fachbehörden, mit ausreichend fachkundigem Personal muss gesichert sein. Dieses muss alle Entscheidungsspielräume unter Beschleunigungsgesichtspunkten nutzen. Daher sind die Forderungen nach Einsatz von Projektmanagern und einem ressortübergreifenden Clearing-Verbund Netzinfrastruktur sehr zu begrüßen.
- Die dringend erforderliche Wasserstoffwirtschaft muss pragmatisch und technologieoffen mit gezielten Fördermaßnahmen und Anreizen zügig aufgebaut werden. Zum Zeitpunkt der geplanten Umstellung von Gaskraftwerken auf die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff müssen ausreichende Mengen Wasserstoff verfügbar sein.
- Das Wasserstoffkernnetz ist frühzeitig mit wichtigen bayerischen Industriezentren zu verbinden. Gleichzeitig ist der weitere Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur in die Fläche voranzutreiben. Entscheidend sind dabei ein geeigneter Regulierungs- und Finanzierungsrahmen sowie die Planbarkeit und Verlässlichkeit für Unternehmen. Wasserstoffspeicher sollten in allen Regionen entwickelt werden und können zur Versorgungssicherheit beitragen.

1 Infrastruktur bedarfsgerecht aus- und aufbauen

Energietransport als Säule der bayerischen Energiepolitik

Versorgungssicherheit bezeichnet die Fähigkeit, nachgefragte Energiemengen zuverlässig bereitzustellen und zum Verbraucher zu transportieren. Die jederzeitige sichere Energieversorgung ist ein besonders wichtiger Standortfaktor für die bayerische Wirtschaft und Voraussetzung für eine hohe Wertschöpfung. Gleichzeitig spielt sie eine zentrale Rolle für die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung.

Die Energiewende als Kernelement auch der Klimaschutzbestrebungen stellt die vorhandene Energieinfrastruktur vor große Herausforderungen. Noch bestehen etwa zwei Drittel des gesamten bayerischen Primärenergieverbrauchs aus fossilen, nahezu vollständig zu importierenden Energieträgern, die vor allem in der Wärmebereitstellung, im Verkehr und in der Stromerzeugung eingesetzt werden. Auf mittel- bis langfristige Sicht müssen anstelle von Erdöl und Erdgas klimaneutrale Energieträger importiert bzw. nutzbar gemacht werden. Gleichzeitig führt die zunehmende Elektrifizierung (z. B. durch den Anstieg von Wärmepumpen und E-Mobilität) aufgrund höherer Effizienz zwar zu Primärenergie-Einsparungen, erhöht aber dafür den Strombedarf. Langfristig wird trotz der ambitionierten Ausbauziele der Import signifikanter Mengen erneuerbarer Energie nötig sein. Daher wird man die Klimaziele in Europa, Deutschland und Bayern nur erreichen, wenn der Fokus auf die Säulen „Elektronen“ und „Moleküle“ gleichermaßen gerichtet wird.

Vor dem Hintergrund des gesamtdeutschen Energiemarktes und -netzes und der Gesetzgebungskompetenz ist es vor allem Aufgabe der Energiepolitik auf Bundesebene, für entsprechende Rahmenbedingungen zu sorgen, die Versorgungssicherheit im Bundesgebiet gewährleisten. Die Bayerische Staatsregierung steht zum einen in der Pflicht, die geografischen, wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Besonderheiten Bayerns aufzuzeigen, um so Handlungsbedarfe auf bayerischer, deutscher und europäischer Ebene ausleuchten und priorisieren zu können. Um ein Auseinanderbrechen des deutschen Energiemarktes zu verhindern und zugleich die bayerische Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Bayerische Staatsregierung zum anderen alles in ihrer Macht Stehende tun, um die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien zu erreichen und den Netzausbau wirkungsvoll flankieren.

Im Rahmen unseres *14. Monitoring zur Energiewende* (Stand: Februar 2026) gab es bei den Indikatoren zur Versorgungssicherheit Deutschlands und Bayerns im Vergleich zum letzten Monitoring keine Verbesserungen. Die Versorgungssicherheit Deutschlands und Bayerns blieb mäßig zufriedenstellend. Der Netzausbau kam nur schleppend voran. Allerdings stehen wichtige Netzausbauprojekte kurz vor der Inbetriebnahme.

Abbildung 1
14. Energiemonitoring: Versorgungssicherheit

	Deutschland	Bayern
Versorgungssicherheit	2,3 (2,3)	2,3 (2,3)
Stromausfallzeit	1 (1)	1 (1)
Ausbau der Stromnetze	3 (3)	3 (3)
Eingriffe der Netzbetreiber	3 (3)	3 (3)

Die Versorgungssicherheit blieb zwar gewährleistet. Dies wurde aber maßgeblich durch umfangreiche Systemsicherheitsmaßnahmen an erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken erreicht. Von diesen Maßnahmen war weiterhin ein vergleichsweise hohes Niveau an Strommengen betroffen. Die Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen lagen mit rund drei Mrd. Euro auf dem dritthöchsten jemals gemessenen Wert, aber niedriger als in den beiden Vorjahren. Für die Winter 2024/25 und 2025/26 waren weiter die Vorhaltung von deutschen und ausländischen Reservekapazitäten notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten. Insgesamt blieb Deutschland bei den statistisch ausgewiesenen Werten unter den Ländern mit der besten Qualität der Stromversorgung.

Ende Januar bis Anfang Februar 2026 haben wir unter den Mitgliedsunternehmen von bayme vbm sowie den Mitgliedsverbänden der vbw eine Umfrage zum Thema „Versorgungssicherheit“ durchgeführt. Danach bewerten rund 82 Prozent der befragten bayerischen Unternehmen die derzeitige Versorgungssicherheit mit „gut“ oder „sehr gut“, was über dem Vorjahreswert liegt. Gleichzeitig berichten 48,1 Prozent der Unternehmen von kurzen Stromausfällen unterhalb der statistischen Erfassungsschwelle von drei Minuten. Damit liegt der Anteil deutlich über dem Vorjahreswert (39,7 Prozent). Bei einigen führen kurze Stromausfälle oder Spannungsschwankungen zu erheblichen Schäden. Das unterstreicht den Handlungsbedarf. Rund 85 Prozent der Befragten haben bereits Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ergriffen (z. B. Investitionen in eigene Energieerzeugung und/oder Speicher). Darüber hinaus bleiben sie jedoch auf eine leistungsfähige Netzinfrastruktur angewiesen.

1.1 Stromnetz

Der Stromverbrauch in Bayern wird sich bis 2040 – analog zur Entwicklung auf Bundesebene – gemäß aktueller Studien mehr als verdoppeln. Der im März 2026 in zweiter Entwurfsfassung vorgelegte Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) sieht für die enthaltenen Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland einen

Anstieg des Bruttostromverbrauchs auf Werte zwischen 989 bis 1.198 TWh vor. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll dabei über 90 Prozent betragen. Damit eine treibhausgasneutrale Stromversorgung als Grundlage für die Dekarbonisierung weiterer Sektoren möglich ist, soll der wesentliche Anteil des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) gemäß EEG-Novelle 2023 bis Mitte der 2030er Jahre umgesetzt sein. Entsprechend wird der innerdeutsche Stromtransportbedarf bis 2037 deutlich ansteigen. Auf der Stromerzeugungsseite lösen die erneuerbaren die konventionellen Energien schrittweise ab, so dass sich die Anforderungen an die Netze rasant ändern.

Das aktuelle Stromsystem zeichnet sich durch hervorragende netzseitige Versorgungssicherheit und -qualität in Deutschland und Bayern im internationalen Vergleich aus. Die Strombereitstellung in Bayern basiert dabei auf einem Mix aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Stromhandel mit den bayerischen Nachbarn und Speichern. Die erneuerbaren Energien decken bilanziell derzeit rund 57 Prozent des bayerischen Jahresstromverbrauchs, wobei nur Wasserkraft und Bioenergie Beiträge zur sogenannten gesicherten Leistung liefern.

Bei den konventionellen Energien wurde der Kernenergieausstieg im April 2023 vollzogen. Anders als auf Bundesebene spielt die Kohleverstromung in Bayern keine nennenswerte Rolle. Gaskraftwerke leisten derzeit noch einen relevanten Beitrag zur Stromerzeugung und den größten Beitrag zur gesicherten Leistung. Ferner tragen Kraftwerke auf Basis von Abfall und Mineralöl sowie Pump- und Batteriespeicher zur gesicherten Leistung in Bayern bei. Wie stark die Stromversorgung von der Bereitstellung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas, abhängt, hat die Gasmangellage aufgrund des Überfalls Russlands auf die Ukraine gezeigt.

Das in der Vergangenheit auf eine zentrale Versorgung durch Großkraftwerke ausgelegte Stromnetz kommt infolge der Integration großer Leistungen erneuerbarer Energien und der Änderung der Verbrauchsstruktur an seine Leistungsgrenzen. Es besteht erheblicher Handlungsbedarf auf allen Spannungsebenen, um das Stromnetz auf die neuen Anforderungen auszurichten. Exemplarisch zeigt dies der Netzengpassmanagementbedarf, also die Notwendigkeit, durch gezieltes Ansteuern von Kraftwerken (Redispatch) und zusätzlichen Stromhandel (Countertrading) Netzengpässe zu vermeiden auf, der enorme Kosten verursacht (siehe oben). Indem der Netzausbau hilft, Netzengpässe zu vermeiden, wirkt er kostensenkend. So hat sich der Bau der Frankenleitung durch Wegfall der bestehenden Engpasskosten bereits nach wenigen Jahren volkswirtschaftlich amortisiert.

Für das Energiesystem der Zukunft bildet die Infrastruktur als Verbindung zwischen regionalen und zeitlichen Angeboten, Nachfragen und Speichermöglichkeiten das verlässliche Rückgrat. Eine Erweiterung des Stromübertragungsnetz ist unabdingbar, wie etwa die Studie *Bayernplan Energie 2040* (FfE, 2023) aufzeigt. Es gilt, den windreichen Norden mit dem verbrauchsstarken Süden zu verbinden und die grenzüberschreitende Vernetzung über Interkonnektoren zu den europäischen Nachbarländern zu intensivieren, z. B. vom bayerischen Altheim-St. Peter nach Österreich.

Von gleicher Bedeutung ist der Ausbau des Verteilnetzes, das die Verwandlung des ländlichen Raumes in ein „grünes Kraftwerk“ spiegelt: mit dezentraler Erzeugung, Flexibilitäten bzw. Speichern, die die regionale Versorgungssicherheit erhöhen können (siehe auch *Regionalszenario 2025 – Planungsregion Bayern*, Gemeinschaftswerk der veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Bayern, 2025). Eine enge Verzahnung von technischer Entwicklung und unterstützender regulatorischer Steuerung ist essenziell, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten und die Transformation des Energiesystems erfolgreich zu gestalten. Dabei entwickelt sich das Verteilnetz zunehmend vom reinen Transportnetz hin zu einer aktiven Plattform für Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Flexibilitäten. Auch für die Netzintegration der Elektromobilität spielen die Verteilnetze eine große Rolle. Je nach Markthochlauf der Elektromobilität und Ladeverhalten der Kunden werden die Stromnetze unterschiedlich beansprucht. Ein hoher Anteil von Elektromobilität kann bereits von den bestehenden Netzen bewältigt werden. Um jedoch künftige Investitionen möglichst gering zu halten, sollte das Laden möglichst netzdienlich gesteuert werden, indem etwa Lastspitzen durch ein intelligentes Energiemanagementsystem direkt beim Verbraucher vermieden werden.

Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der durch die ENTSO-E-Bidding-Zone-Review vom April 2025 drohenden Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone in bis zu fünf Zonen, die höhere Strompreise in Süddeutschland zur Folge hätte und letztlich den Standort Europa insgesamt schwächen würde, muss der Netzausbau von allen relevanten Akteuren mit größtmöglicher gesellschaftlicher Akzeptanz dringend forciert und mit einem gemeinsamen Bekenntnis vorangetrieben werden. Vor dem Hintergrund der zukünftigen Herausforderungen im Systembetrieb – insbesondere der steigenden absoluten EE-Prognosefehler, der dadurch zunehmenden Kurzfristigkeit in den Entscheidungen flexibler Marktakteure und der daraus in Summe resultierenden, steigenden Auftrittshäufigkeit kurzfristiger Netzengpässe – sollten die Netzbelange künftig stärker in den Entscheidungen und im Optimierungskalkül der Marktakteure berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit hierzu wäre die regulatorische Umsetzung sog. Feasibility Ranges/ Rahmenvorgaben. Diese würden es den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere in der kürzeren Frist ermöglichen, regional flächendeckend anzuordnen, dass flexible Anlagen nicht mehr, nur noch im bestimmten Umfang bzw. nur noch in eine Richtung von der geplanten Fahrweise abweichen dürfen.

Die Bundesregierung hat mit dem „Aktionsplan Gebotszone 2025“ einen Ansatz vorgelegt, der auf die Vermeidung struktureller Engpässe durch Netzausbau, Flexibilitäten und systemische Maßnahmen zielt und damit die Einheit der deutschen Strompreiszone sichern soll. Dieser sollte konsequent umgesetzt werden.

Der Stromnetzausbau ist auch deshalb wichtig, da die Spitzenlasten und Rückspeisungsspitzen weiter signifikant ansteigen und somit auch aus dieser Richtung die Anforderungen an das Verteil- und Übertragungsnetz steigen werden. Gleichzeitig können und müssen solche Verbraucher als flexible Lasten mittels einer netzdienlichen Steuerung und Koordinierung entlastend wirken. Dafür ist eine zunehmende Digitalisierung vonnöten (z. B. beschleunigter und entbürokratisierter Roll-Out von Smart-Metern im Verteilnetz). Im Übertragungs- und Verteilnetz erprobt zum Beispiel das Projekt „Connect+“, wie

Netzengpässe künftig über die Ansteuerung regenerativer Einspeisung, analog zum heutigen Redispatch mit konventionellen Kraftwerken, planwertbasiert und effizienter beseitigt werden.

1.2 Gasinfrastruktur

Auf dem Weg zur Klimaneutralität müssen Erdgas, Heizöl und Kohle durch grünen Strom oder grüne Gase ersetzt werden. Neue Vorgaben – insbesondere aus der kommunalen Wärmeplanung oder dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) – beeinflussen den künftigen Gasabsatz enorm. Je nach Szenario stellen sich unterschiedlich hohe Wasserstoff- (und Grüngas-) Bedarfe in Industrie, Verkehrssektor und im Wärmemarkt ein. So schafft etwa die im GModG geregelte „Bio-Treppe“ - die Pflicht zum Betrieb von Öl- und Gasheizungen mit sich schrittweise erhöhenden (bilanziellen) Anteilen klimafreundlicher Brennstoffe - sowie die geplante Grüngasquote eine strukturelle Nachfrage nach grünen Gasen. Offen sind noch die Entwicklung des Preisniveaus sowie die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt; beides hängt insbesondere auch von der Ausgestaltung der Regulierung ab. Insgesamt ist aber heute schon abzusehen, dass der Methanbedarf in Zukunft substanziell niedriger als der heutige Bedarf sein wird.

Gasnetze transportieren heute mehr als die doppelte Energiemenge im Vergleich zu den Stromnetzen und sind zusätzlich auf die hohen Spitzenlastbedarfe aus dem Wärmemarkt ausgelegt. Nur ein integriertes Energiesystem kann die für die Energiewende benötigte räumliche und zeitliche Flexibilität der Energiequellen und kosteneffiziente Transportmöglichkeiten sicherstellen. Dabei müssen auch die Anforderungen des Endverbrauchers an Versorgungsicherheit und Gasqualität berücksichtigt werden.

Für die Transformation des Energiesystems und die Dekarbonisierung der deutschen Industrie ist die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ein zentraler Baustein. Aber auch Erdgas wird mittelfristig noch ein wichtiger Bestandteil des Energiesystems sein. Daher muss die Erdgasversorgung noch für viele Jahre sicher gewährleistet werden – und kann über die auszubauenden Kraftwerkskapazitäten auch für zur Versorgungssicherheit im Strombereich beitragen. Gleichzeitig gilt es, die Auswirkungen der Defossilisierung auf das bayerische Gasnetz rechtzeitig zu analysieren, insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der Gasnetzentgelte, um angemessene Lösungen zu entwickeln.

Durch den sinkenden Sommer-Winter-Spread (niedrige Gaspreise im Sommer, gewinnbringender Verkauf bei hohen Gaspreisen im Winter) besteht das Risiko, dass die aktuellen Marktanreize nicht ausreichen, um die Gasspeicher ausreichend zu befüllen. Diese Situation erschwert den wirtschaftlichen Betrieb der Gasspeicher in Deutschland und könnte zu einer Gasmangellage für nicht-geschützte Kunden (Industrie, Kraftwerke, Großhandels- und Gewerbekunden oberhalb der KMU-Schwelle) führen. Wenn sich die Preise nicht anpassen, sind zusätzliche Maßnahmen wie eine strategische Gasreserve in Kombination mit einer Lieferantenverpflichtung sinnvoll, um insbesondere Versorgungsicherheit für energieintensive Industrien zu gewährleisten. Die Stilllegung von Gasspeichern ist aus Gründen der Versorgungssicherheit abzulehnen.

Ein flexibles, nachhaltiges und intelligentes Gasnetz für die Zukunft muss auch kürzere und schnellere Abschreibungen von Gasnetzen ermöglichen und Klarheit bei den Betriebspflichten der Gasnetze schaffen. Zudem ist ein Regelungsrahmen zu schaffen, der eine steigende und effiziente Integration von grünen Gasen ermöglicht.

Im Erdgasnetz müssen neben dem sicheren Weiterbetrieb und dem notwendigen Aus- und Umbau die zielgerichtete Umstellung auf klimaneutrale Gase und der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur organisiert und finanziert werden. Die bestehende Gas(-fernleitungs-)infrastruktur bietet beste Voraussetzungen für den überregionalen Transport CO_2-freier und CO_2-neutraler gasförmiger Energieträger wie Wasserstoff, synthetisches Erdgas (SNG) und Biomethan. Neben Transport und Verteilung bestehen zudem Speicheroptionen, die im Rahmen der Energiewende dringend benötigt werden.

Das zukünftige Wasserstoff(-fernleitungs-)netz kann daher schrittweise und bedarfsgerecht aus Deutschlands und Europas modernem Gasnetz entwickelt werden. Das ist technisch und volkswirtschaftlich sinnvoll, da es viel weniger Zeit und Geld kostet, ein bestehendes Netz umzustellen als ein neues aufzubauen. Das bislang geplante Wasserstoff(-fernleitungs-)netz in Deutschland etwa basiert zu 60 Prozent auf dem bestehenden Erdgasnetz. Der „European Hydrogen Backbone“ nutzt zu 69 Prozent das bestehende Erdgasnetz. Die Verteilung von Wasserstoff in der Fläche über Verteilnetze wird sich fast vollständig durch Umwidmung heutiger Gasverteilnetze entwickeln. Dabei werden die wertvollen Assets der Gasinfrastruktur im Sinne der Energiewende effizient weiter genutzt. Gleichzeitig entlastet dies den zusätzlich notwendigen Stromnetzausbau deutlich und dient damit der Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems. Die künftig insbesondere für die Anbindung des Mittelstandes zusätzlich zum Kernnetz benötigten Wasserstofftransport- und -verteilersysteme können zum überwiegenden Anteil aus den bestehenden Gasverteilernetzen entstehen. Das erfordert die Schaffung angemessener Finanzierungsmodelle und Regulierungen.

1.3 Infrastruktur für Wasserstoff

Nur rund 20 Prozent unseres heutigen Endenergiebedarfs decken wir mit Strom. Der Rest sind feste, flüssige und gasförmige Energieträger, also Moleküle. Auch wenn es uns gelingt, den Stromanteil am Gesamtenergiebedarf in den kommenden Jahrzehnten deutlich zu steigern, wird weiterhin ein erheblicher Anteil der zukünftig benötigten Endenergie in Form von Molekülen zur Verfügung stehen müssen.

Wasserstoff kann im Energiesystem als saisonaler Energiespeicher zusätzliche Flexibilität bereitstellen. Auch in der längerfristigen Perspektive werden wir thermische Kraftwerke benötigen, die wir sukzessive von Erdgas auf Wasserstoff umstellen müssen, um die Klimaziele zu erreichen. Als Ergänzung zum Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) ist hierfür von der Bundesregierung die Ausschreibung von Differenzverträge für die Umrüstung von bis zu 4 GW Gaskraftwerken auf Wasserstoff vorgesehen. Zudem ist die stoffliche Nutzung von Molekülen für die chemische Industrie und weitere Industriezweige unverzichtbar. Wichtige Einsatzstoffe sind beispielsweise Naphtha,

Ethylen oder Flüssiggas, die unter anderem für die Erzeugung von Kunst-, Schaum- und Dämmstoffen benötigt werden. Flüssige oder gasförmige Energieträger werden zukünftig nicht nur in Sektoren wie Luftverkehr oder Schifffahrt zum Einsatz kommen, sondern beispielsweise auch in den Bestandsflotten bei Pkw und Nutzfahrzeugen. Auch zeichnet sich im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes und der damit verbundenen Grüngasquote ein Bedarf für den Wärmemarkt ab.

Das am 22. Oktober 2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sieht einen deutschlandweiten Aufbau der Wasserstoff-Transportinfrastruktur von 9040 Kilometern vor. Dieser ermöglicht allen Regionen den Zugang zur Dekarbonisierungsoption Wasserstoff. Kapazitätsreservierungen sind zwar seit Anfang 2026 möglich, der Aufbau des Gesamtnetzes bis zum Zieljahr 2032 bleibt jedoch zeitlich herausfordernd. Abhängig von Genehmigungsverfahren, Erleichterungen bei Vergabeverfahren und der Verfügbarkeit von Ressourcen wäre eine Beschleunigung möglich.

Industriepolitisch muss auch aus europäischer und nationaler Perspektive ein Fokus auf die zügige Einbindung der industriellen Zentren in Süddeutschland in das europäische Wasserstoffpipelinenetz gelegt werden. Da in Bayern wichtige Industriezentren und ein Luftverkehrsdrehkreuz von internationalem Rang liegen, sowie die wichtige Importroute über Italien und Österreich in Bayern angebunden ist, muss der Freistaat ein essenzieller Teil des Wasserstoff-Kernnetzes und wichtiges Wasserstoff-Drehkreuz werden. Die geplante Versorgung der süddeutschen Industrie über eine Pipeline-Anbindung aus Nordafrika über Italien und Österreich, SouthH2 Corridor, ist ein wesentlicher Pfeiler im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Um für den Wasserstoffmarkt die erforderliche Flexibilität zur Verfügung stellen zu können, werden Wasserstoff-Speicher in allen Regionen, gerade auch in Süddeutschland, benötigt.

Mit dem Kernnetz können zwar alle Bundesländer und große industrielle Zentren erreicht werden. Um jedoch insbesondere dem Mittelstand, der zum Großteil aktuell am Gasverteilnetz angeschlossen ist, Zugang zur Dekarbonisierungsoption Wasserstoff zu ermöglichen, sind zusätzliche Wasserstofftransport- und Verteilnetze erforderlich. Auch diese können zum überwiegenden Anteil aus den bestehenden Gasverteilernetzen entstehen. Hierfür ist eine auf dem Kernnetz aufbauende H_2-Netzentwicklung mit den regionalen/städtischen Verteilernetzen wichtig, um Planungssicherheit für den Markt zu schaffen. Für die Erweiterung der Wasserstoffinfrastruktur in die Fläche über das Kernnetz hinaus müssen ebenso ein Regulierungsrahmen und Finanzierungskonzept aufgestellt werden. Auf Verteilnetzebene sollte im Zuge der kommunalen Wärmeplanung möglichst bald festgelegt werden, wo (Teil-)Netze von Erdgas auf Wasserstoff umgewidmet werden.

1.4 Infrastruktur für klimaneutrale flüssige Energieträger

Der Transport von erneuerbarer Energie in Form von klimaneutralen E-Fuels nach Bayern ist von jedem Punkt der Erde über die bestehende Infrastruktur möglich. Diese reicht vom Tankschiff über Fernpipelines (TAL, Trans Alpine Leitung) nach Burghausen, Vohburg und Ingolstadt. Von dort kann wiederum bestehende Infrastruktur wie Schienen, Pipelines oder

Tanklastzüge für die Verteilung in der Fläche und vor Ort, wie z. B. das Tankstellennetz, genutzt werden.

Ein weiterer Infrastrukturbaustein sind die Raffinerien selbst. Mit dem Know-How für Großprojekte und Raffinerieprodukte bieten sie sich als Kristallisationskerne für die Entwicklung der Anlagentechnologie von großen Elektrolyseuren und PtX-Anlagen an. Die Implementierung dieser Technologien in Bayern ist das Fundament zur Defossilisierung vieler Vorprodukte für die chemische Industrie und damit von hoher Bedeutung für den Erhalt der Wertschöpfungsketten. Eine wichtige Voraussetzung zur Transformation ist der Anschluss an ein europäisches Wasserstoffnetz. Zudem sollten die Standorte großer Elektrolyseure möglichst systemdienlich für das Gesamtsystem gewählt werden.

Großtanklager werden als nationale Langzeit-Energiespeicher die Verzahnung der Sektoren unterstützen und auch künftig Versorgungssicherheit gewährleisten. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrem FNB Gas Bericht zur Versorgungssicherheit 2025/2026 ein Kombinationsmodell mit einer speicherbasierten Sicherheitsreserve von 24 TWh vorgeschlagen, die ganzjährig vorgehalten und dem Markt entzogen wird, um das System gegenüber exogenen Schocks abzusichern. In diesem Prozess gilt es bestehende Strukturen weiter zu nutzen und die Rahmenbedingungen für einen großskaligen Markthochlauf heute zu schaffen.

1.5 Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter beschleunigen

Für den notwendigen massiven und beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und Netze sind Planungs- und Genehmigungsverfahren generell effizienter auszugestalten, zu standardisieren und zu digitalisieren.

Der Netzausbau muss dabei von einem gesamtgesellschaftlichen Konsens zur Notwendigkeit des Erreichens der Klimaneutralität und den damit verbundenen Infrastrukturmaßnahmen getragen werden. Es ist zu begrüßen, dass die Staatsregierung zusammen mit den Regierungen, allen relevanten Genehmigungsbehörden und Fachstellen, auch auf Ebene der Kreisverwaltungsbehörden, die hohe Priorität des Leitungsbaus durch geeignete Maßnahmen deutlich machen will. Das ist auch unbedingt erforderlich, damit alle Verwaltungsebenen und -stellen in Bayern dem überragenden öffentlichen Interesse der Energieversorgungsnetze Rechnung tragen. Es gibt weiterhin einigen Handlungsbedarf, der ausführlich in unserer Position *Stromnetzplanung* dargestellt wird.

Auch beim Ausbau von EE-Anlagen sind vereinfachte und beschleunigte Genehmigungs- und Planungsverfahren erforderlich. Der schnelle Bau der LNG-Terminals kann hier Vorbild sein. Generell sollte im Rahmen der Errichtung von EE-Anlagen dem dadurch bezweckten Klimaschutz ein größeres Gewicht eingeräumt werden als anderen umwelt- oder naturschutzrechtlichen Aspekten. Daher sollte das mittlerweile in § 2 EEG 2023 für die Stromversorgung gesetzlich verankerte „überragende öffentliche Interesse“ in konkrete Vorgaben für alle mit Genehmigungen befassten Behörden überführt werden. Weitere Lösungsansätze zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sind die Möglichkeiten eines

vorzeitigen Baubeginns und der Einsatz von Projektmanagern zur organisatorischen Unterstützung der Genehmigungsbehörden sowie die Digitalisierung bzw. eine technisch moderne Ausstattung aller eingebundenen Stellen und die digitale Vereinheitlichung von Standardprozessen.

Durch die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsverfahren müssen auch innerhalb der Industrie in vielen Bereichen genehmigungsbedürftige Anpassungen an Anlagen und Prozessen durchgeführt werden. Mit Blick auf die ambitionierten Klimaziele sind auch hier deutlich zügigere und rechtssichere Genehmigungs- bzw. Anpassungsverfahren für Industrievorhaben zu gewährleisten.

2 Verfügbarkeit der Energieträger sicherstellen

Ausbau klimafreundlicher Energien mit geeigneten Anreizen voranbringen und Flexibilitätspotenziale verstärkt nutzen

Hauptaufgabe von Bund und Freistaat im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist es, durch verlässliche energiepolitische Rahmenbedingungen sicherzustellen, dass auch zukünftig die Energienachfrage in jeder Sekunde verlässlich gedeckt wird.

Hierzu ist ein durchdachtes Zusammenspiel von lokalen erneuerbaren Energien, flexiblen Kraftwerken, effizientem überregionalem Handel, leistungsstarken Netzen, flexiblen Verbrauchern und Erzeugern sowie einer diversifizierten Beschaffung von Primär- und Sekundärenergieträgern und Ressourcen erforderlich.

Notwendig ist ferner Klarheit hinsichtlich der Förderungen im Strommarktsystem der Zukunft, um Planungssicherheit für Investitionen der Anlagenbetreiber zu erreichen. Darum ist es ein wichtiges Signal, dass sich Wirtschafts- und Umweltministerium nach monatelangem Ringen auf die wichtigen Details der EEG-Novelle und des Netzanschlusspakets verständigt haben. Die EEG-Novelle muss noch in diesem Jahr beihilferechtlich genehmigt werden, um Investitionslücken bei Neuanlagen zu vermeiden. In der Übergangsphase sind Anreize für systemdienliche Investitionen und Betriebsweisen unvermeidlich. Umgekehrt sind Eingriffe in Energiemärkte, die das Vertrauen der Akteure zerstören und notwendige Investitionen in Flexibilitätsoptionen wie Kraftwerke zu riskant machen, zwingend zu vermeiden.

2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien forcieren und mit dem Netzausbau besser synchronisieren

Die Energiewende erfordert einen schnellen und koordinierten Ausbau *aller* erneuerbarer Energien. Dazu zählen in erster Linie Photovoltaik und Windenergie. Unser *14. Monitoring der Energiewende* (Prognos, Februar 2026) zeigt, dass zwar die Zubauziele bei der Photovoltaik erreicht wurden, der Windenergieausbau jedoch – insbesondere in Bayern – deutlich hinter den erforderlichen Zielpfaden zurückbleibt. Damit fehlen zentrale Voraussetzungen für einen steigenden Strombedarf durch Elektrifizierung und Wasserstoffwirtschaft. Dabei könnte die Windenergie gerade auch in Bayern einen wichtigen Beitrag zur Stromerzeugung im verbrauchsstarken Winter und nachts leisten. Mehr Windenergie in den bisher eher PV-dominierten Regionen Bayerns dämpft aufgrund der komplementären Erzeugungsprofile auch den Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene und den entsprechenden Netzentgeltanstieg merklich, weil die ohnehin zu erweiternden Leitungen quasi doppelt genutzt werden können. Es ist durch geeignete Maßnahmen – insbesondere durch ein eigenes Ausschreibungssegment für Windenergieanlagen im Süden – sicherzustellen, dass der weitere Zubau an Windenergie in Bayern in deutlichem Umfang gewährleistet ist. Ein

ausgewogenerer Energie-Mix erhöht also Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit zugleich.

Aber auch andere Energieträger dürfen nicht vernachlässigt werden, da sie einen Beitrag zur Strom- und Wärmeerzeugung in der Dunkelflaute leisten. Die in Bayern traditionell verankerte Wasserkraft muss in jeder Größenordnung – einschließlich Pumpspeicherkapazitäten – als wichtiger Beitrag zur gesicherten Leistung ausgebaut werden. Ihre heutige Erzeugungskapazität darf nicht durch überzogene Anforderungen an Restwasserabgaben gefährdet werden. Die Wasserkraft kann künftig auch einen wichtigen Beitrag zu den bisher durch Großkraftwerke bereitgestellten Systemdienstleistungen wie Schwarzstartfähigkeit und Momentanreserve leisten (siehe ausführlich unsere Position *Wasserkraft*). Die Potenziale von Biomasse und Biogasen müssen als dezentrale flexibel einsetzbare Energieträger in die Kraftwerksstrategie einbezogen werden. Auch die Potenziale der Geothermie müssen gehoben werden. Das Geothermie-Beschleunigungsgesetz ist ein wichtiger erster Schritt, um insbesondere den Ausbau von Geothermieanlagen, Wärmepumpen, Wärmeleitungen und Wärmespeichern durch beschleunigte Verfahren und die Einordnung als überragendes öffentliches Interesse voranzubringen (siehe unsere Position *Energiepolitik*).

Das Pendant zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist der synchrone Ausbau der Stromnetze unter Einbindung aller Flexibilitätsoptionen (Großbatteriespeicher, Elektrolyseure) und Kleinbatteriespeicher. Zur Integration der erwarteten zusätzlichen Verbräuche und dezentralen Erzeugungsanlagen ist ein wirkungsvoller Netzausbau auf allen Spannungsebenen erforderlich (siehe oben).

Um mehr Effizienz in das Gesamtsystem zu bekommen, ist zu prüfen, wie Erzeuger von Erneuerbaren Energien durch eine Anpassung der Fördersystematik stärker an Mengen- und Preisrisiken im Markt beteiligt werden können. Die in der EEG-Novelle 2027 vorgesehene Umstellung von der gleitenden Marktprämie auf zweiseitige Differenzverträge (CfD) können dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Das setzt umgekehrt unter anderem voraus, dass die Ausbaupläne der Verteilnetzbetreiber entsprechend transparent sind, beziehungsweise auf angemeldete EE-Vorhaben hin priorisiert werden können. Das in Bayern entwickelte Konzept der Einspeisesteckdose ist ein wichtiger Beitrag für einen schnellen und kosteneffizienten Anschluss von EE-Projekten. Die im Netzpaket enthaltenen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind daher zu begrüßen, um einen flächendeckenden Rollout von Einspeisesteckdosen zu ermöglichen.

Der Netzausbau ist unverzichtbar, wenn Deutschland Versorgungssicherheit, industrielle Wertschöpfung und eine bezahlbare Transformation zusammenbringen will. Laut Bericht zum Energiewende-Monitoring von BET/ewi im Auftrag des BMWE vom September 2025 werden die Gesamtkosten für das bestätigte Netz des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 (2023) bei Realisierung von seinerzeit rund 323 Mrd. Euro auf mittlerweile etwa 440 Mrd. Euro ansteigen. Dabei werden auch bei einem konsequent kosteneffizienten Ausbaupfad bis 2033 Investitionen von rund 250 Mrd. Euro in die Übertragungsnetze erforderlich sein. Dieses Investitionsprogramm ist in seiner Größenordnung außergewöhnlich und im internationalen Vergleich herausragend. Es müssen daher frühzeitig Konzepte

erarbeitet werden, wie die zukünftigen Netzkosten für das energieintensive Industrieland Deutschland bezahlbar gehalten werden können.

Regulierung muss Netzausbau und Investitionen in die Netze anregen. Dafür braucht es regulatorische Rahmenbedingungen, die Risiken angemessen abbilden, Finanzierungskosten vollständig berücksichtigen und so privates wie öffentliches Kapital in ausreichendem Umfang mobilisieren. Der konstant hohe Kapitalbedarf für den Netzausbau der nächsten Jahrzehnte steht im Widerspruch zur absehbaren Entwicklung der Eigenkapitalverzinsung in den kommenden Regulierungsperioden in Deutschland. Kapitalgeber orientieren sich mit ihren Anlagemöglichkeiten international. Deutschland droht künftig im Wettbewerb um Investoren zurückzufallen, denn trotz des im EU-Vergleich hohen Netzausbaubedarfs liegen die Eigenkapitalsätze für deutsche Strom- und Gasnetze bereits jetzt auf den hinteren Plätzen. Daher darf die künftige Eigenkapitalverzinsung nicht stur einem regulatorischen Degressionspfad folgen, sollen Tempo und Qualität des Netzaus- und -umbaus nicht gefährdet werden.

Dieser Maßstab muss auch bei der Anwendung der bereits erfolgten Festlegungen weiterer Regulierungsparameter – insbesondere des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen) – angelegt werden. Zudem werden Investitionen in die notwendigen Innovationen noch immer unzureichend regulatorisch anerkannt.

Die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Gebiet (der sogenannte Redispatch-Vorbehalt) kann ein wirkungsvolles Instrument sein, um Redispatch- und Netzzubaukosten zu minimieren. Zugleich reduziert die Begrenzung der entschädigungsfreien Abregelung die Unsicherheit auf Erzeugerseite im Vergleich zur vorherigen Variante des Redispatch-Vorbehalts. Ziel muss es jedenfalls sein, gemeinsam schneller voranzukommen, und sich nicht gegenseitig durch unabgestimmte Konzepte auszubremsen. Hierfür ist eine bayernweite Planung erforderlich, sowie ein besonderer Fokus auf die Beseitigung bestehender Kapazitätslimitierungen.

Maßstab für den Netzausbau muss die Bedarfsfeststellung im Rahmen des Netzentwicklungsprozesses, also der aktuelle NEP mit dem zugrundeliegenden Szenariorahmen, sein. Eine nur politisch getriebene Netzplanung, die nicht auf Grundlage der Bedarfsfeststellung erfolgt, würde den Netzausbau unnötig verteuern und die Akzeptanz in der Bevölkerung noch weiter verschlechtern. Die im NEP enthaltenen Vorhaben sind unbedingt ohne Verzögerungen umzusetzen.

Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des Verfahrens Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS) vorangetriebene Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik für Großverbraucher auf die Erfordernisse eines klimaneutralen Stromsystems muss unter besonderer Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der gewerblichen Stromabnehmer erfolgen. Die bisher möglichen Netzentgeltrabatte sollten für die stromintensiven Unternehmen auch im neuen System erreichbar bleiben. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein flexibles Lastverhalten für einige stromintensive Unternehmen nur schwer oder sogar gar nicht realisierbar erscheint. Es dürfen keine weitere Kostenbelastungen entstehen, die die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Bayern

schwächen würden. Im Detail hängen die Entscheidungen auch mit der Frage zusammen, wie die zwingend und zeitnah notwendige Entlastung der Industrie beziehungsweise auch der Wirtschaft insgesamt ausgestaltet wird (siehe unsere Position *Energiepolitik*).

Die vbw Studie *Internationaler Energiepreisvergleich* für die Industrie (FfE, November 2025) zeigt deutlich den Abstand zu wichtigen Wettbewerbern. Ein niedriger Strompreis für die Industrie wäre nicht nur ein guter Carbon-Leakage-Schutz, sondern würde die Transformation von Industrie, Wärme und Mobilität weg von fossilen Energieträgern hin zu Strom beschleunigen. Der zügige Hochlauf der Elektrifizierung parallel zum Netzausbau ist unerlässlich, um den Anstieg der Netzentgelte zu verhindern: Eine Beschleunigung der Sektorenkopplung verbreitert die Stromnachfrage, sodass sich die Netzausbaukosten auf mehr Schultern verteilen und die Netzentgelte stabilisiert werden.

2.2 Wirksamen Kapazitätsmarkt gewährleisten

Es müssen ausreichend Gaskraftwerkskapazitäten geschaffen werden, um die Residuallast zu jedem Zeitpunkt sicher decken zu können. Zwar können Batterie- und Pumpspeicher sehr effizient mehrere Stunden lang Residuallastspitzen im Tagesverlauf decken. Aber um den Residuallastausgleich bei überregionalen Dunkelflauten zu schaffen, sind Gaskraftwerke, die in der Übergangsphase mit Erdgas, künftig mit Wasserstoff betrieben werden, ergänzt durch Wasser- und Biomassekraftwerke unabdingbar. Dabei spielt es künftig eine wichtige Rolle, dass die Erzeuger sich flexibel und schnell regelbar an die Residuallast anpassen können und nicht einspeisen, wenn Wind- und PV-Strom ohnehin üppig vorhanden sind und deshalb der erzielbare Strompreis niedrig ist. Residuallastkraftwerke werden Grundlastkraftwerke daher vollständig ablösen.

Damit die avisierten H_2-ready-Gaskraftwerke unter Berücksichtigung von Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten überhaupt, wie erforderlich, bis Anfang der 2030er Jahre realisierbar sind, müssen die im StromVKG vorgesehenen Ausschreibungen nun zügig umgesetzt und für Investoren attraktiv ausgestaltet werden, damit insbesondere im Süden gezielt zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden. Wer neue Kraftwerke bauen soll, braucht Klarheit darüber, wann welche Kapazitäten ausgeschrieben werden, wie gesicherte Leistung vergütet wird und unter welchen Bedingungen die spätere Umstellung auf Wasserstoff erfolgen kann. Zudem müssen Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Genehmigungsbehörden, nachgelagerte Fachbehörden, Gemeinden und Landkreise pragmatisch und lösungsorientiert zusammenarbeiten, um diese zeitliche Vorgabe zu erfüllen.

Um deutschlandweit Redispatchkosten zu senken und zur Netzstabilität beizutragen, ist eine Differenzierung zwischen dem netztechnischen Norden und Süden und insbesondere ein „Südbonus“ richtig. Dringend sachgerecht aufzulösen ist die Frage der Kostentragung Eine Refinanzierung über eine Umlage auf den Strompreis würde den dringend notwendigen – und bislang nicht ausreichenden – Anstrengungen zur Senkung der Stromkosten entgegenwirken. Gleichzeitig können die im Gasnetz anfallenden Kosten für die Kraftwerke nicht allein auf die verbleibenden Gaskunden gewälzt werden.

Im StromVKG ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zwar formal berücksichtigt, spielt aber in den ersten Ausschreibungsphasen nur eine Nebenrolle. Durch das Doppelförderungsverbot sind Anlagen, die bereits eine Förderung nach dem KWKG erhalten, von Ausschreibungen nach dem StromVKG ausgeschlossen. Insbesondere industrielle KWK leistet einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Absicherung der Wärmewende. Die Ausgestaltung des StromVKG sollte so weiterentwickelt werden, dass effiziente KWK-Anlagen einen angemessenen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, ohne durch das Doppelförderungsverbot faktisch von einer Teilnahme ausgeschlossen zu werden. Die bisherige Fördersystematik des KWKG mit abnehmenden förderfähigen Vollbenutzungsstunden sowie die fehlende KWKG-Novelle führen zu Investitionsunsicherheiten und sollte hin zu einer Investitionsförderung bezogen auf die installierte Leistung für künftige Neuanlagen bzw. die Modernisierung von Anlagen weiterentwickelt werden.

Der Kapazitätsmechanismus muss technologieoffen ausgestaltet werden, d.h. auch der Einsatz von flüssigen Wasserstoffderivaten muss möglich sein und Speicher miteinbeziehen. Die Vorgabe, dass Anlagen für 80 Prozent der installierten Leistung mindestens an zehn aufeinanderfolgenden Stunden Strom produzieren und spätestens nach drei Stunden Unterbrechung wieder dazu in der Lage sein sollen, erschwert es Speicherbetreibern, die Kriterien für Langzeitkapazitäten zu erfüllen.

Auch Wasser- und Biomassekraftwerke können gesamtgesellschaftlich noch sinnvoller eingesetzt werden, indem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird. Hierfür braucht es z. B. Anreize zur Flexibilisierung der Biomassekraftwerke. Diese dürfen allerdings nicht dazu führen, dass hohe Investitionskosten für die Flexibilisierung Betriebe und damit deren Beitrag grundsätzlich gefährden. Weiterhin ist eine weniger restriktive Genehmigungspraxis für den Schwellbetrieb von Wasserkraftwerken insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten notwendig.

2.3 Versorgungssicherheit in der Transformationsphase gewährleisten

Zur Vermeidung von Preisspitzen und Absicherung der Versorgung darf es keine weitere Reduktion gesicherter Kraftwerksleistung im Markt mehr geben, bis ausreichend Ersatzkapazitäten verfügbar sind. Das bedeutet ein Aussetzen regulatorisch erzwungener Stilllegungen von Kapazitäten im Rahmen des Kohleausstiegs, bis Ersatz durch gesicherte Kapazitäten erfolgt (z. B. neue Gaskraftwerke). Aus Betreiberinteresse stillgelegte Kraftwerke müssen ausnahmslos in die Reserve überführt und dort gehalten werden, bis Ersatz aus gesicherter Kapazität in Betrieb ist. Zur Dämpfung extremer Preisspitzen müssen die Reserve-Kraftwerke während der Wintermonate (wie im Winter 2022/23) vorübergehend wieder am Markt teilnehmen dürfen.

Der verpflichtende Umstellungszeitpunkt der Gaskraftwerke auf klimaneutralen Wasserstoff muss zwei Aspekte erfüllen. Einerseits soll er ausreichend Sicherheit geben, um die Investitionsentscheidungen in den Aufbau der Infrastruktur tätigen zu können. Andererseits sollte garantiert sein, dass die Betreiber bei der Umstellung auf ausreichend Wasserstoff zurückgreifen können (siehe unten 2.7).

Von Kernenergie als alternative bzw. ergänzende Backup-Lösung am Standort ist schon angesichts des erheblichen Zeitaufwands und der hohen Kosten kein Beitrag mehr zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen mehr zu erwarten (vgl. Position *Energiepolitik*).

2.4 Flexibilitätspotenziale ausschöpfen

Ein stabiles und kosteneffizientes Stromsystem erfordert neben einem synchronen Ausbau der erneuerbaren Energien und Netze die Einbindung aller Flexibilitätsoptionen (Großbatteriespeicher, Elektrolyseure, Lastmanagement) und Kleinbatteriespeicher. Energie-Daten-Ökosysteme, die ein digitales Messwesen, standardisierte und interoperable Schnittstellen mitumfassen, werden an Bedeutung zunehmen.

Im (zunehmend) klimaneutralen Stromsystem fluktuiert das Angebot an Grünstrom und es existiert zugleich eine zeitliche und örtliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Nur durch den netzdienlichen Einsatz von Speichern wird man die zukünftige Transportaufgabe erfüllen können. Auch der Einsatz großer Elektrolyseure sowie Rückverstromungsanlagen an den Schnittstellen zwischen überregionalen Strom- und Gasnetzen leistet einen Beitrag zu einer systemoptimalen Gestaltung des Energiesystembedarfs. Mit der Pflicht zu dynamischen Tarifen - Stromtarife, deren Preis sich an den aktuellen Börsenstrompreisen orientiert und Verbrauchern so Anreize zur zeitlichen Verlagerung ihres Verbrauchs setzt - seit Januar 2025 und der Einführung von Energy Sharing - der gemeinschaftlichen Nutzung lokal erzeugten Stroms durch eine Gruppe von Verbrauchern über das öffentliche Netz - ab Juni 2026 sind erste regulatorische Schritte zur Aktivierung der Verbrauchsseite erfolgt. Bisher reagiert die Stromverbrauchsseite aber nur eingeschränkt auf die variable Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Wir fordern daher die Schaffung regulatorischer, ökonomischer und technischer Rahmenbedingungen für die zeitliche Flexibilisierung des Stromverbrauchs neuer flexibler Verbraucher wie Elektromobilität und Wärmepumpen, sowie von Unternehmen, die über Flexibilisierungspotenziale verfügen und diese zur Kostensenkung nutzen wollen. Anreize für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten auf Nachfrageseite sind weiter auszubauen, um die Kosteneinsparpotentiale von Lastverschiebungen aus Netzengpasszeiten in unkritische Zeiten zu heben. Auch die Netzentgeltstrukturen müssen Großverbrauchern die Nutzung niedriger Spotmarktpreise ermöglichen, ohne dadurch eine zusätzliche Belastung für die Wirtschaft darzustellen.

Die Einführung statistisch-zeitvariabler Netzentgelte bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (private Ladeeinrichtungen für E-Autos, Wärmepumpen) durch die BNetzA-Festlegung zu §14a EnWG war ein erster wichtiger Schritt, denn daraus können sich mittelfristig dynamischere Modelle entwickeln, um die mögliche Synchronität der Anpassungsreaktion abzumildern. Es ist aber immer im Auge zu behalten, dass die Prozesse einfach umsetzbar sein und einer fairen Kostentragung unterliegen müssen.

Kleinbatteriespeicher können aggregiert einen wertvollen Beitrag für ein (kosten-)effizientes Stromsystem leisten. Daher ist die system- und netzdienliche Integration von Kleinstflexibilitäten weiter voranzutreiben. Dazu braucht es die Erprobung der Netzintegration von Kleinstbatteriespeichern auf allen Spannungsebenen.

Einen ebenso wichtigen Beitrag für ein flexibles und effizientes Energiesystem erbringt der zwingend erforderliche und flächendeckende Smart-Meter-Rollout. Smart Meter ermöglichen einer Vielzahl energiewirtschaftlicher Akteure, an der Aussteuerung von Erzeugung und Verbrauch bzw. der Reduktion der Netzbelastung mitzuwirken. Dafür müssen in einem ersten Schritt mehr Anlagen in die Direktvermarktung gebracht und der Smart-Meter-Rollout zügig umgesetzt werden. Laut BNetzA waren Ende 2025 erst rund 5,5 Prozent aller Messlokationen mit einem Smart Meter ausgestattet. Damit ist Deutschland europaweit Schlusslicht bei der Durchdringung von Smart Metern. Daher muss der bestehende Rollout beschleunigt, vereinfacht und kostengünstiger gestaltet werden. Dabei darf es nicht weiter zu teuren und überkomplexen deutschen Sonderwegen kommen. Die aktuellen gesetzlichen Regelungen (EnWG, EEG, MsbG) verfolgen unterschiedliche Steuerungslogiken und schaffen in der Praxis widersprüchliche Anforderungen. Das behindert den Rollout intelligenter Steuerungstechnik, verursacht zusätzliche Kosten und verzögert die Energiewende. Der Ausbau der Steuerbarkeit sollte dort priorisiert werden, wo die größte Wirkung für das Gesamtsystem entsteht – zunächst bei größeren Bestandsanlagen ab der Mittelspannung. Die Jahre 2026 bis 2028 sollten genutzt werden, um den Steuerungsrahmen zu vereinheitlichen, technische Prozesse für die Niederspannung massentauglich zu etablieren und veraltete Steuerungstechnik gezielt zu ersetzen. Die von der Bundesregierung beabsichtigte Einführung von günstigen und auf Kern-Funktionalitäten reduzierte intelligente Messgeräte (so genannte Smart-Meter-Light) als Paralleltechnologie birgt Risiken für Prozesse und Wirtschaftlichkeit des laufenden Rollouts und setzt ein überzeugendes technisches Konzept voraus.

2.5 Wasserstoffwirtschaft aufbauen

Der politisch angestrebte Wasserstoffhochlauf ist aufgrund fehlender Mengen, hoher Kosten und eines nicht finalen Regelungsrahmens akut gefährdet. Es müssen daher Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Wasserstoffprojekte wie auch die Energiewende insgesamt zu einem Business Case werden lassen. Dafür sind auch gezielte Fördermaßnahmen und Anreize erforderlich, um sowohl die Technologieentwicklung als auch die Marktdurchdringung zu beschleunigen. Entscheidend ist dabei auch die Planbarkeit und Verlässlichkeit für Unternehmen und Netzbetreiber – unabhängig von der aktuellen Haushaltslage. Während der Hochlaufphase ist es notwendig, wettbewerbsfähige Einkaufs- und Erzeugungspreise sicherzustellen und mit Hilfe von durch H2Global und EU-Wasserstoffbank eingesetzten Instrumenten (wie doppelstufige Auktionen und Carbon Contracts for Difference, CCfDs) klare Preissignale in den Markt zu senden. Hierfür sind jedoch größere und regelmäßige Investitionen der Mittelgeber (in der Regel handelt es sich um Staaten) notwendig.

Um den künftigen Wasserstoffbedarf zu decken, sind vor allem Importe aus günstigen Produktionsländern nötig. Entsprechende Kooperationen (Energiepartnerschaften) und der Aufbau der entsprechenden Importinfrastrukturen müssen umgehend angestoßen werden. Eine bayerische Beteiligung am Aufbau der Erzeugungskapazitäten in Partnerländern – beispielsweise in Marokko – eröffnet nicht nur einen Zugang zu H_2 zu international wettbewerbsfähigen Bedingungen, sondern ist auch unter industriepolitischen Gesichtspunkten interessant und sollte politisch – auch auf Bundesebene – flankiert werden.

Eine Vorfestlegung auf bestimmte Wasserstofferzeugungsarten ist in der Hochlaufphase abzulehnen. Auch die stark einschränkenden Vorgaben der delegierten Rechtsakte 2023/1184 zu RFNBOs (Zusätzlichkeit, geografische und zeitliche Korrelation) sind hinderlich für das Voranschreiten des Hochlaufs. Es muss ein breiterer, technologieneutraler Ansatz die Verringerung von Treibhausgasemissionen im Fokus stehen. Dazu zählen auch faire Bedingungen für synthetische und biogene Kraft- und Brennstoffe. Damit sich entsprechende Investitionen realisieren lassen, sind bürokratische und regulatorische Hürden abzubauen sowie ein Zugang zu bedarfsgerechter Förderung und geeigneten Finanzierungsinstrumente für Erstinvestitionen in industrielle Anlagen sicherzustellen. Weitergehende Informationen enthält unsere Position *Aufbau der Wasserstoffwirtschaft*.

2.6 Resilienz kritischer Infrastruktur stärken

Versorgungssicherheit endet nicht mit dem Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Netzen – sie setzt voraus, dass die Infrastruktur auch unter Stress zuverlässig funktioniert. Mit der zunehmenden Digitalisierung des Energiesystems und wachsenden geopolitischen Spannungen haben sich Cyberangriffe, Sabotage und Extremwetterereignisse zu realen und wachsenden Bedrohungen für kritische Versorgungsstrukturen entwickelt. Gleichzeitig steigen mit der Transformation des Energiesystems die Anforderungen an Systemstabilität und Schwarzstartfähigkeit, da ein zunehmend auf erneuerbaren Energien basierendes Netz andere Resilienzanforderungen stellt als das konventionelle System. Resilienz entsteht nicht im Krisenfall, sondern durch vorausschauende Planung, kontinuierliche Investitionen und den engen Schulterschluss aller Beteiligten.

Eine widerstandsfähige Energieinfrastruktur erfordert die Reduktion von Abhängigkeiten durch diversifizierte Erzeugung und Versorgungspfade, den wirksamen Schutz von Netzen und Anlagen vor physischen und digitalen Bedrohungen sowie die Fähigkeit, im Ernstfall schnell und verlässlich reagieren zu können – einschließlich Schwarzstartfähigkeit und Wiederherstellung der Versorgung. Die Energiewirtschaft ist bereit, hierfür erhebliche Mittel bereitzustellen. Voraussetzung sind jedoch klare Zuständigkeiten zwischen Bund, Freistaat und Unternehmen, ein institutionalisierter Informationsaustausch mit Sicherheitsbehörden sowie ein verlässlicher regulatorischer und finanzieller Rahmen für Investitionen in die Resilienz. Investitionen in den Schutz kritischer Infrastruktur sind eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und dürfen nicht allein den Betreibern überlassen werden.

Ansprechpartner / Impressum

Dr. Jakob Rackl
Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
jakob.rackl@vbw-bayern.de

Impressum
Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Oktober 2026