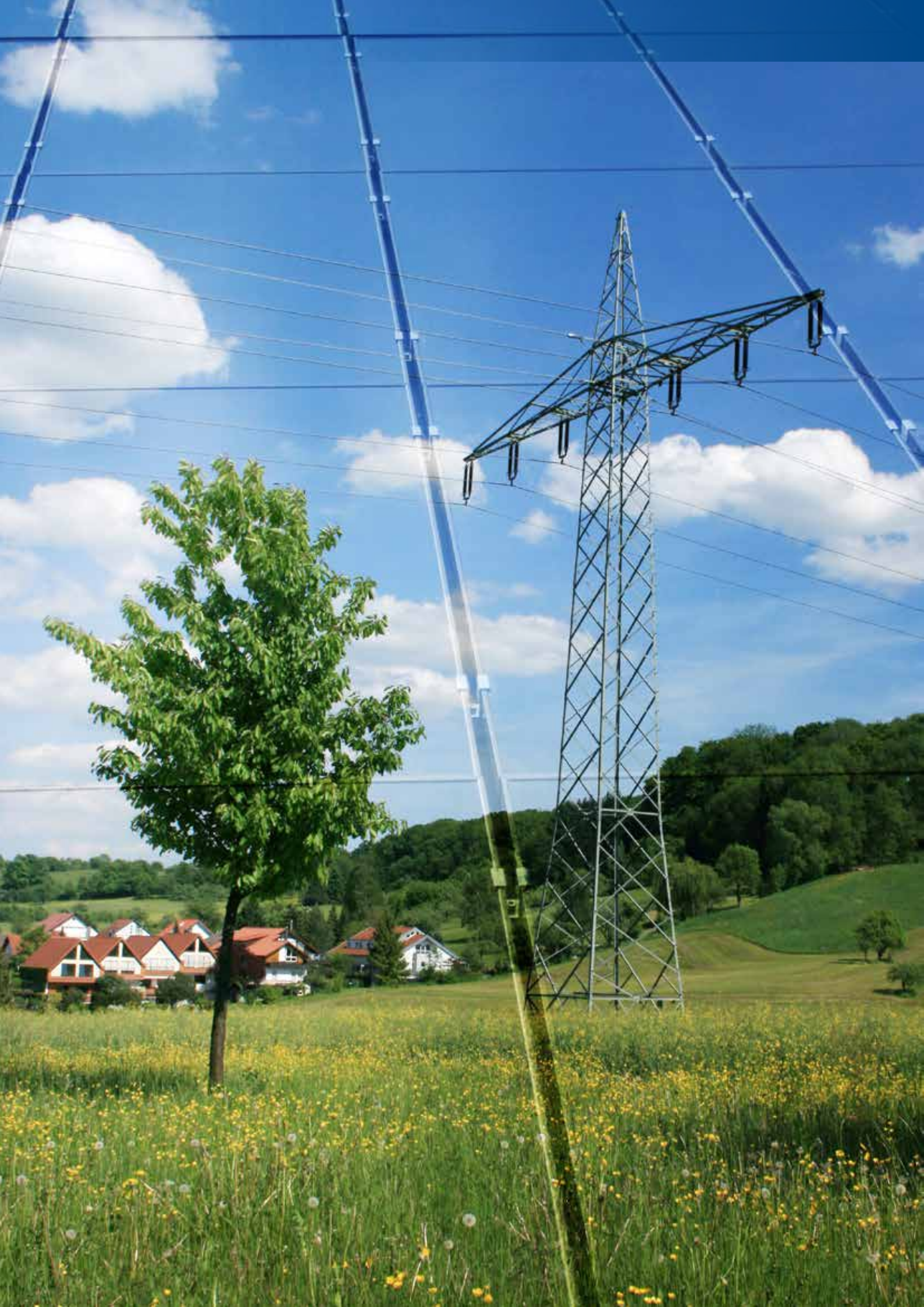


Energienetze in Bayern

Handlungsbedarf bis 2022





Die bayerische Wirtschaft verlässt sich auf eine garantierte Versorgung mit Strom und Gas, rund um die Uhr, das ganze Jahr. Und dies zu Recht: Die Energienetze in Bayern zählen zu den zuverlässigsten weltweit. Diese hohe Versorgungssicherheit ist ein starker Standortfaktor für Bayern.

Die neue Energiepolitik löst auch bei den Netzen Handlungsbedarf aus: Vordringliche Projekte des Netzausbaus müssen rechtzeitig – und zwar jetzt – angepackt werden.

Vor diesem Hintergrund haben die IHKs in Bayern und der Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW bei der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) diese Ausarbeitung in Auftrag gegeben. Das vorliegende Werk beleuchtet die Hintergründe und veranschaulicht in welchem Umfang ein Ausbau der Netze unumgänglich ist. Transparenz schafft Vertrauen. In diesem Sinne geht es uns darum, die Zusammenhänge von Energiewende und Netzinfrastruktur sachlich und wissenschaftlich fundiert aber auch allgemeinverständlich zu beschreiben.

Die Stilllegung aller Kernkraftwerke und der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien stellen die leitungsgebundene Energieversorgung innerhalb der nächsten neun Jahre vollständig auf den Kopf. In Bayern wird bis heute rund die Hälfte des Strombedarfs mit Kernenergie gedeckt. Der Ausstieg aus dieser Erzeugungsform bis zum Jahr 2022 ist beschlossen. In Bayern werden die erneuerbaren Energien stark ausgebaut, vor allem in Form von Photovoltaik, die uns witterungs-, tageszeit- und jahreszeitabhängig in stark unterschiedlichem Maße zur Verfügung steht. Grundlastfähige Anlagen werden jedoch abgeschaltet, für deren Neubau fehlen den Investoren die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

In Bayern arbeiten zahlreiche energieintensive Unternehmen, deren Produktion auch weiterhin zuverlässig mit Energie versorgt werden muss. Hinzu kommt eine stabile und in manchen Gebieten Bayerns sogar deutlich positive demografische Entwicklung, die den Energiebedarf weiter befördert. Generelle Aussagen zum Netzausbaubedarf in Deutschland sind aufgrund dieser Sonderstellung nur bedingt auf Bayern übertragbar. Der Netzausbau für Bayern ist sogar noch wichtiger als für andere Teile Deutschlands.

Als vordringlichstes Projekt erweist sich dabei die Thüringer Strombrücke. Die neue Trasse zwischen Altenfeld (Thüringen) und Redwitz (Oberfranken) muss bis Ende 2015 fertig gestellt sein weil bis dann das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht. Über diese Leitung wird Bayern deutlich besser an das norddeutsche Stromnetz angeschlossen.

Doch auch der Ausbaubedarf auf der Verteilnetzebene ist massiv. Hier müssen neben den Stromleitungen vor allem auch Umspannwerke und Ortsnetzstationen neu errichtet werden. Insgesamt erfordert dies in Bayern einen höheren Investitionsbedarf als bei den Übertragungsnetzen – bis 2022 müssen 4,7 Mrd. Euro investiert werden. Grund dafür ist insbesondere der im Bundesländervergleich hohe Anteil an Solarstrom.

Im Gasnetzbereich ist die geplante Trasse MONACO 1 das wichtigste Projekt, das auch von internationalen Behörden als vordringlich eingestuft wird. Die Leitung führt von Finsing nach Burghausen und erhöht die Kapazität der Netzbetreiber. Außerdem stellt sie eine weitere Verbindung zu den österreichischen Gasspeichern dar.

Diese Vorhaben müssen jetzt umgesetzt werden. Sie gehören auf der Prioritätenliste der Energiewende ganz nach oben. Eine instabile Strom- und Gasversorgung bis hin zu Blackouts können wir uns in keinem Fall leisten. Sollte der erforderliche Stromnetzausbau bis Ende 2015 nicht gelingen, ist rechtzeitig über einen „Plan B“ zu entscheiden.

Die Aufgabe „Energiewende“ betrifft die gesamte Gesellschaft und kann daher auch nur gemeinsam gelingen. Dazu müssen Wirtschaft, Öffentlichkeit, Verwaltung und Politik an einem Strang ziehen.



Peter Driessen,
Hauptgeschäftsführer
Bayerischer Industrie- und Handelskammertag e.V.



Wolfgang Brandl,
VBEW-Vorsitzender



6	1. Zusammenfassung
11	2. Energiebedarf in Bayern
15	3. Energienetze in Bayern: Bestandsaufnahme
15	3.1 Stromnetze
20	3.2 Gasnetze
25	3.3 Wärmenetze
25	3.4 Transalpine Ölleitung
27	4. Energietransport und -verteilung in der Praxis
27	4.1 Teilnehmer im liberalisierten Energiemarkt
28	4.2 Regulierung der Energiemärkte
29	4.3 Netzmanagement
29	4.3.1 Betrieb der Stromnetze
31	4.3.2 Betrieb der Gasnetze
35	5. Veränderungen durch die Energiewende
35	5.1 Auswirkungen auf die Stromerzeugungsstruktur
40	5.2 Herausforderungen für die Erdgasversorgung
43	6. Ausbaubedarf der bayerischen Energienetze
45	6.1 Übertragungsnetze Strom
48	6.2 Verteilnetze für Strom
50	6.3 Transport- und Verteilnetze Gas
54	6.4 Beschleunigung des Netzausbaus
55	7. Fazit
56	8. Anhang – Ergänzungen zum Netzausbau
60	9. Literaturverzeichnis
68	Ansprechpartner
70	Impressum



1. Zusammenfassung

Die bayerischen Energienetze bieten eine hohe Versorgungsqualität und -sicherheit. Sie sind das Rückgrat der erfolgreichen bayerischen Wirtschaft und stellen einen unverzichtbaren Standortvorteil dar. Die Netzausbaupläne im Rahmen der Energiewende sind äußerst ehrgeizig. Bereits heute liegt der Netzausbau hinter den Plänen zurück. Die bayerischen IHKs und der VBEW haben daher in dieser Studie untersuchen lassen, welche Netzausbauprojekte für die sichere Strom- und Gasversorgung in Bayern unverzichtbar sind.

Ausgehend von einer sachlichen und wissenschaftlich fundierten aber doch allgemein verständlichen Beschreibung der Zusammenhänge von Energiewende und Netzinfrastruktur wird der Handlungsbedarf bis zum Jahr 2022 herausgearbeitet. Die vorliegende Ausarbeitung „Energienetze in Bayern – Handlungsbedarf bis 2022“ ist ein Beitrag zur notwendigen Neuausrichtung der Energieinfrastruktur.

Energiebedarf in Bayern

Mit 580 TWh entfallen auf Bayern rund 15 % des gesamten Primärenergiebedarfs in Deutschland. Bayern ist ein Industriestandort: 60 % des Wärmebedarfs gehen auf die Sektoren Industrie und Gewerbe zurück, beim Strom sind es sogar drei Viertel. Nur der kleinere Teil entfällt jeweils auf die Haushalte. Durch den Einsatz von effizienten Technologien erzielen gewerbliche und private Verbraucher in vielen Bereichen beachtliche Energieeinsparungen. Die positive demografische Entwicklung in Teilen Bayerns sowie die gute wirtschaftliche Entwicklung führen aber dazu, dass der Strom- und Gasbedarf auf absehbare Zeit insgesamt konstant bleibt.

Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs ändert sich in den nächsten Jahren bis 2022 jedoch deutlich: Kernenergie, die heute noch rund die Hälfte der Stromerzeugung in Bayern leistet, entfällt vollständig. Der Einsatz von Mineralöl, Braun- und Steinkohle wird zurückgehen. Erneuerbare Energien werden stark ausgebaut. Aufgrund dieser Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden der innerdeutsche und der grenzüberschreitende Stromhandel deutlich zunehmen.

Für die erforderliche Leistungsfähigkeit der Netze für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas ist jedoch nicht der Jahresverbrauch, sondern die im Jahresverlauf auftretende maximale Verbraucherlast entscheidend. Diese Spitzenlast tritt typischerweise in lang anhaltenden Kälteperioden im Winter auf und muss mit entsprechender Leistung über die Netze bedient werden. Insbesondere durch den vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken zu wind- und sonnenschwachen Zeiten ist zukünftig mit einer deutlichen Zunahme beim Gasbedarf zu rechnen. Somit steigt auch die Anforderung an die Transportkapazität der Leitungen.

Bestandsaufnahme: Energienetze in Bayern

Das bayerische Stromleitungsnetz umfasst heute insgesamt 325.500 km. Bereits seit Mitte des letzten Jahrhunderts sind alle Haushalte hieran angeschlossen. Es ist untergliedert in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze.

Die Höchst- und Hochspannungsnetze sind größtenteils als Freileitungen errichtet, in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene dominieren dagegen Erdkabel. Das bayerische Stromnetz ist sehr leistungsfähig und liegt bei Vergleichen stets ganz vorne. Es gibt allerdings einige Strecken auf denen es seit einiger Zeit regelmäßig zu Überlastungen kommt.

Die Gesamtlänge der Gasnetze in Bayern beträgt 48.720 km. Hier wird zwischen Fernleitungen auf Hochdruckebene und dem Verteilnetzbereich auf Mittel- und Niederdruckebene unterschieden. Über ein Drittel des Energieverbrauchs im verarbeitenden Gewerbe wird über Gas abgedeckt. Rund 20 % (in Neubaugebieten 40 %) der bayerischen Haushalte sind heute an das Gasversorgungsnetz angeschlossen – und die Tendenz ist steigend. Bayern verfügt über sechs Erdgasspeicher mit einer Gesamtkapazität von rund 36 TWh. Zusätzlich sind zwei Speicher in Österreich an das bayerische Gesamtleitungsnetz angebunden. Speicher sind wichtige Elemente zur Regelung und zum Ausgleich von Gaslieferungen, die zu 91 % aus Russland, Norwegen und den Niederlanden bezogen werden. Auch das Gasnetz in Bayern ist sehr leistungsfähig. Wie sich erst im Winter 2012 gezeigt hat, stößt es jedoch heute bereits streckenweise an seine Kapazitätsgrenzen.

Neben Strom- und Gasnetzen haben Wärmenetze in Bayern eine hohe Verbreitung. Im Jahr 2010 waren insgesamt 1803 km Wärmenetze vorhanden. Über Wärmenetze kann unter anderem Abwärme aus der Stromerzeugung oder aus industriellen Prozessen nutzbar gemacht werden, was politisch gewollt und häufig auch wirtschaftlich darstellbar ist. Auch Fernkälteleitungen kommen in Bayern bereits zum Einsatz.

Die Transalpine Ölleitung (TAL) ist die wichtigste Verbindung für Öllieferungen nach Bayern und vervollständigt die Reihe der bayerischen Energienetze. Die TAL wird mit sehr guter Auslastung an ihrer Kapazitätsgrenze betrieben.

Energietransport und -verteilung in der Praxis

Die komplexe Infrastruktur für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung muss professionell betrieben, gewartet und organisiert werden. Durch die Liberalisierung der Energiemärkte im Jahr 1998 hat sich die Aufgabenverteilung in den Energieversorgungsunternehmen neu strukturiert. Es gibt Importeure und Produzenten, Händler und Lieferanten, die Netzbetreiber sowie die Endkunden. Die Netzbetreiber sind für Instandhaltung, Ausbau und Wartung der Energienetze zuständig. Die entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte abgedeckt, welche die Netzbetreiber für die Durchleitung der Energie erheben. Da die einzelnen Netzgebiete jeweils natürliche Monopole bilden und die Netzbetreiber daher nicht im direkten Wettbewerb miteinander stehen, werden die Netzentgelte durch eine Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt. Die Netzbetreiber haben die Aufgabe, den stabilen Netzbetrieb zu jeder Zeit sicherzustellen. Damit es nicht zu Netzengpässen kommt, werden dabei Mechanismen wie „Redispatch“ und „Einspeisemanagement“ angewendet. Durch die Abschaltung der ältesten Kernkraftwerke und die zunehmende Einspeisung von volatiler erneuerbarer Energie haben solche Eingriffe der Netzbetreiber in den letzten Jahren sehr stark zugenommen.

Die Gasnetzbetreiber steuern die zuverlässige Versorgung der Endkunden in sogenannten Lastverteilzentralen (LVZ). Bei ihren Gasabnehmern gibt es „schützenswerte Kunden“, die auch bei Engpässen im Gasnetz immer mit Gas versorgt werden müssen. Darunter fallen neben Haushaltskunden auch gasbetriebene Wärmekraftwerke, die Haushaltskunden mit Fernwärme beliefern. Daher benötigt der Verteilnetzbetreiber Möglichkeiten Engpässe im Gasnetz auszugleichen. Um im Ernstfall einen unzulässigen Druckabfall in den Gasleitungen zu verhindern, bleibt letztlich nichts anderes übrig als die Lieferungen an einige Abnahmestellen kurzfristig zu unterbrechen. Dafür werden vornehmlich mit Industriekunden sogenannte „unterbrechbare Gasverträge“ abgeschlossen. Die „schützenswerten Kunden“ können somit immer sicher beliefert werden. Bisher kommen Unterbrechungen der Gaslieferungen jedoch nur äußerst selten vor.

Veränderungen durch die Energiewende

Die Stilllegung der Kernkraftwerke und der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien stellt das bisherige System der Energieversorgung innerhalb der nächsten neun Jahre vollständig auf den Kopf. Bayern verliert durch den Kernkraftausstieg bis zum Jahr 2022 rund 46 % seiner grundlastfähigen Stromerzeugungskapazität. Der Rückbau der konventionellen Kraftwerke kann nur teilweise durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden, da Wind- und Sonnenkraftwerke nur bei günstigen Witterungsbedingungen Strom erzeugen. Zu Zeiten mit genügend Wind in Norddeutschland kann der Strom von dort bezogen werden. Allerdings gibt es auch dort häufig Flauten. Für Zeiten ohne Wind und ohne Sonne – sollen daher neue flexible Kraftwerke in Bayern gebaut werden. Diese stehen dann im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken in den Nachbarländern und gewährleisten die Versorgungssicherheit.

Nach Planungen der Staatsregierung steigt der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahressaldo von 30 % im Jahr 2011 auf rund 50 % im Jahr 2021. Bis 2021 sollen rund 1.000 – 1.500 Anlagen neu errichtet werden. Die heute mit einer installierten Leistung von 10.179 MW in Bayern bereits sehr stark präsente Photovoltaik wird ebenfalls weiter ausgebaut. 2021 soll sie bereits 16 % des Stromverbrauchs im Jahressaldo decken. Vor allem in ländlichen Gebieten wird die lokale Stromnachfrage dadurch immer häufiger von der hohen Stromeinspeisung aus Photovoltaik übertroffen. Dieser Strom muss dann vom Niederspannungsnetz in die übergelagerten Netzebenen transportiert werden, wofür die historisch gewachsenen Netze jedoch nicht ausgelegt sind. Bei Windanlagen, die hauptsächlich in die Mittel- und Hochspannungsebenen einspeisen, ist die Situation ähnlich.

Auch für die Gasversorgungsnetze ergeben sich im Zuge der Energiewende neue Anforderungen. Der bayernweite Versorgungsengpass im Februar 2012 hat gezeigt, dass die Ferngasleitungsbetreiber bereits heute an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen.

Gaskraftwerke sind am besten geeignet, um die stark veränderliche Einspeisung der erneuerbaren Energien auszugleichen und den Wegfall der Kernkraftwerke zu kompensieren. Eine Kapazität von 4–5 GW würde hierfür ausreichen. Für die Ferngasleitungsbetreiber bedeutet dies allerdings, dass sie bei Höchstlast im Gasnetz eine zusätzliche Kapazität von 10 GW bereitstellen müssen. Im Vergleich zur aktuellen Höchstlast von ca. 33 GW ist dieser Anstieg erheblich.

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz spielt nur eine untergeordnete Rolle. Derzeit speisen in Bayern 19 Biogasanlagen ihr Biomethan direkt in das bayerische Erdgasnetz ein und decken damit 0,08 % der Nettowärmeerzeugung durch Gase. Die unkontrollierte Biogaseinspeisung ist dennoch nicht unproblematisch, da es – analog zur Spannungserhöhung bei Photovoltaikeinspeisung im Stromnetz – bei nicht gegebenem lokalem Verbrauch zu Drucküberhöhungen in Gasnetz kommen kann.

Handlungsbedarf bis 2022

Die zügige Anpassung der Strom- und Gasnetze an die sich veränderte Erzeugungsstruktur ist eine grundlegende Voraussetzung für den Erhalt der Versorgungssicherheit und für die wirtschaftliche Nutzung der erneuerbaren Energien. Netzinfrastrukturen aus- oder neu zu bauen ist jedoch sehr teuer. Um die volkswirtschaftlichen Kosten gering zu halten, werden daher vor dem Neubau zunächst alle wirtschaftlichen Möglichkeiten der Optimierung und Verstärkung der bestehenden Netze genutzt. Die Netzbetreiber in Bayern handeln nach diesem Grundprinzip und beschreiten innovative Wege: Der Einsatz von Technologien wie Smart Grid oder regelbare Ortsnetztransformatoren lastet das Energienetz effizienter aus und verschafft den Planern für neue Netze etwas Zeit und neuen Handlungsspielraum.

Übertragungsnetze

Ohne neue Netze und Trassen in Bayern geht es aber nicht: Durch den Wegfall der Kernkraftwerke liegen die großen Verbrauchsschwerpunkte im Süden und die Erzeugungsanlagen im Norden weit auseinander. Um die wegfallende Erzeugungsleistung konventioneller und nuklearer Kraftwerke im Süden durch den aus Windkraft oder in Kohlekraftwerken erzeugten Strom aus dem Norden auszugleichen, müssen sehr zügig neue Transportnetze gebaut werden.

Unter den Höchstspannungsleitungen erweist sich die Thüringer Strombrücke als vordringlichstes Projekt. Die neue Trasse zwischen Altenfeld (Thüringen) und Redwitz (Oberfranken) ist das Nadelöhr bei der Anbindung Bayerns an die nördlichen Bundesländer. Damit das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld Ende 2015 vom Netz gehen kann, ohne die Stromversorgung in Bayern zu gefährden, muss die Thüringer Strombrücke bis 2015 fertig gestellt und in Betrieb sein.

Der bis Bayern reichende HGÜ-Korridor C ist vorrangiges Projekt und soll Gleichstrom über weite Strecken zu den Verbrauchern im Süden transportieren. HGÜ-Korridor D soll in erster Linie Gleichstrom aus Ostdeutschland in den Süden leiten. Hintergrund ist der starke Zubau erneuerbarer Energien in Thüringen und Sachsen-Anhalt, der zu Engpässen im Stromtransport nach Bayern führt. Durch den Korridor könnten die aktuell auftretenden, ungewünschten Ringflüsse über Polen und Tschechien nach Süddeutschland erheblich reduziert werden. Insgesamt beziffert sich der Ausbaubedarf der bayerischen Übertragungsnetze auf 642 km, mit einer Investitionssumme von 1,3 Mrd. Euro bis zum Jahr 2022.

Verteilnetze

Auch der Ausbaubedarf auf der Verteilnetzebene ist massiv. Allein für das Jahr 2013 sind Neubau-, Ersatzneubau- oder Erneuerungsmaßnahmen auf über 4000 km Trasse geplant. Im Mittel- und Niederspannungsbereich müssen neben den Stromleitungen vor allem auch Umspannwerke und Ortsnetzstationen neu errichtet werden. Insgesamt erfordert dies in Bayern einen höheren Investitionsbedarf als bei den Übertragungsnetzen – bis 2022 müssen nach einer ersten Einschätzung der Deutschen Energieagentur 4,7 Mrd. Euro investiert werden.

Gasleitungen

Im Gasnetzbereich ist die geplante Leitung MONACO 1 mit 85 km Länge das wichtigste Projekt für die sichere Versorgung in Bayern. Dieses Projekt wurde auch von der Europäischen Union als vordringliches Projekt eingestuft. Die Leitung führt von Finsing nach Burghausen und erhöht die Kapazität der Netzbetreiber. Außerdem stellt sie eine weitere Verbindung zu den österreichischen Gasspeichern dar.

Die Energiewende ist ein Gemeinschaftsprojekt

Im letzten Jahrzehnt wurden deutschlandweit jährlich im Schnitt weniger als 40 km neue Übertragungsnetze gebaut. Bei diesem Tempo würde es 200 Jahre dauern bis die gemäß Netzentwicklungsplan erforderlichen rund 8000 km Leitungen bis 2022 fertig gestellt sind. Die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Energienetze sind aufgrund der hohen Komplexität und umfangreichen gesetzlichen Bestimmungen langwierig, teuer und oft mit Verzögerungen belastet. Es ist daher zwingend erforderlich, diese für die oben genannten vordringlichen Projekte zu straffen und deutlich zu beschleunigen.

Die Aufgabe „Energiewende“ betrifft – vor allem wenn es schief geht – die gesamte Gesellschaft und muss daher gemeinsam getragen werden. Damit der für die Umsetzung der Energiewende notwendige Netzausbau mit der erforderlichen Geschwindigkeit vorantgetrieben werden kann, müssen Politik, Öffentlichkeit und Verwaltung gemeinsam Farbe bekennen und an einem Strang ziehen.

Hierfür soll mit der vorliegenden Ausarbeitung geworben werden. Eine instabile Strom- und Gasversorgung bis hin zu Blackouts können wir uns in keinem Fall leisten. Sollte der erforderliche Stromnetzausbau bis Ende 2015 nicht gelingen, ist rechtzeitig über einen „Plan B“ zu entscheiden. Um die hervorragende Versorgungssicherheit in Bayern zu halten und damit den Wirtschaftsstandort Bayern zu stärken müssen die Weichen frühzeitig gestellt werden – also jetzt.



2. Energiebedarf in Bayern

Energienetze dienen dazu, den Endkunden mit Strom und Wärmeträgern zu beliefern. Um diese Transportfunktion und ihre Dimensionen besser einordnen zu können, erfolgt zunächst ein Überblick zur erzeugten und verbrauchten Energie in Bayern. Energie wird von der Förder- oder Erzeugungsstätte zum Verbraucher transportiert und verteilt. Grundsätzlich muss zwischen Primär- und Endenergie unterschieden werden: Als Primärenergie (PE) wird Energie bezeichnet, die als natürliche Energiequelle, z. B. in Form von Kohle, Rohöl oder Erdgas, vorliegt. Die Endenergie bezeichnet den tatsächlichen Verbrauch des Endkunden, z. B. in Form von Strom und Gas. Das heißt, sämtliche Verluste, z. B. durch Umwandlungsprozesse oder den Transport zum Kunden, sind hier nicht mehr enthalten. Der Primärenergieverbrauch entspricht daher dem Endenergieverbrauch zuzüglich der Verluste, die bei der Förderung und Umwandlung der Endenergie aus der Primärenergie sowie dem Transport auftreten¹.

Bayern verbraucht rund 15 % des gesamten deutschen Primärenergieverbrauchs

In Bayern lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2010 bei rund 580 TWh – rund 15 % des gesamten deutschen Primärenergieverbrauchs. Abbildung 2-1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Bayern von 1950 bis zum Jahr 2010. Der starke Verbrauchsanstieg in diesem Zeitraum speiste sich vor allem aus Mineralöl, später auch aus Gas und Kernenergie. Die Verbrauchsentwicklung für die Jahre 2020 und 2030 wurden dem Referenzszenario der Studie „Bayerische Energieszenarien 2050“ entnommen. Insgesamt wird in diesem Szenario bis 2030 mit einem deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs gerechnet. Dessen Zusammensetzung ändert sich am deutlichsten durch den Wegfall der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Gase verzeichnen jeweils einen leichten Rückgang, während die Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Stromaustausch) zunimmt. /BLSD03 12/, /BLSD05 12/, /IE01 12/

Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs ändert sich am deutlichsten durch den Wegfall der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien

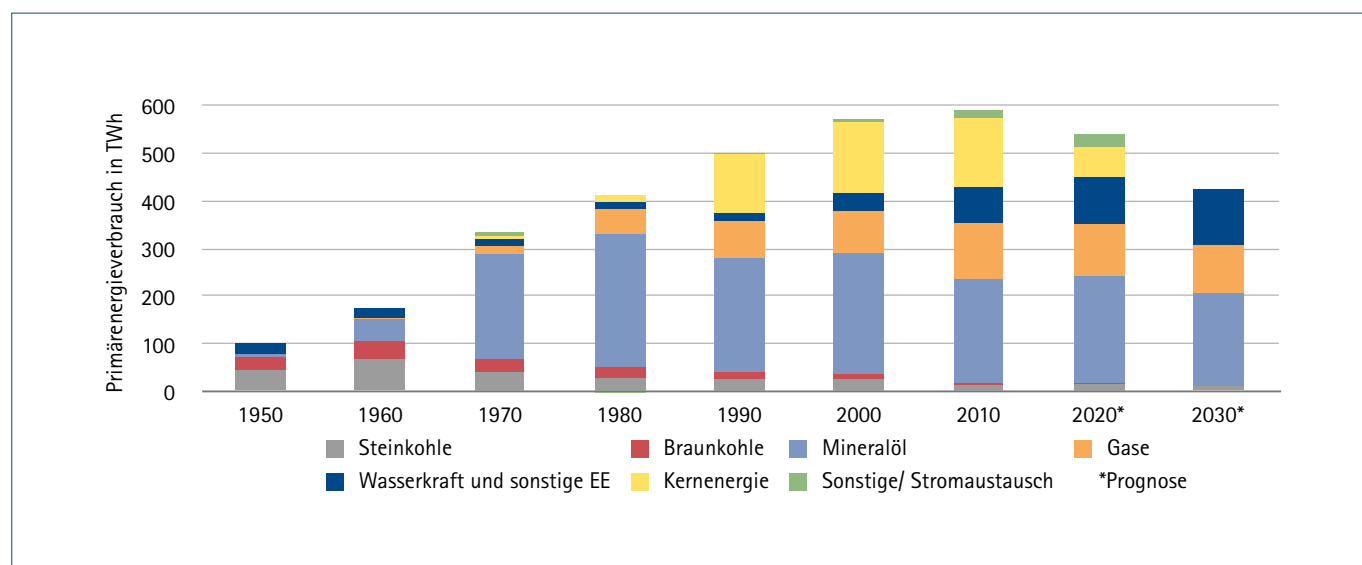


Abbildung 2-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Bayern seit 1950, eigene Darstellung nach /BLSD03 12/ und Prognose bis 2030, /IE01 12/

¹ Primärenergie (PE) = Endenergie + Umwandlungsverluste + Übertragungsverluste (Transport) – Beispiel Bayern 2010: 580 TWh Primärenergie = 390 TWh Endenergie + 190 TWh Verluste



Der Endenergieverbrauch in Bayern lag im Jahr 2010 bei rund 390 TWh. 190 TWh gingen also bei Umwandlungsprozessen und dem Transport verloren (vgl. Abbildung 2-2). /BLSD03 12/ Für das Jahr 2012 wird ein etwas geringerer Endenergieverbrauch von 377 TWh prognostiziert. /BSW06 12/ Den größten Anteil an der Endenergie haben der Prognose nach die Mineralölprodukte mit 44 %, gefolgt von Gas und Strom mit jeweils etwa einem Fünftel.

Strom- und Gasverbrauch in Bayern bleiben in etwa konstant

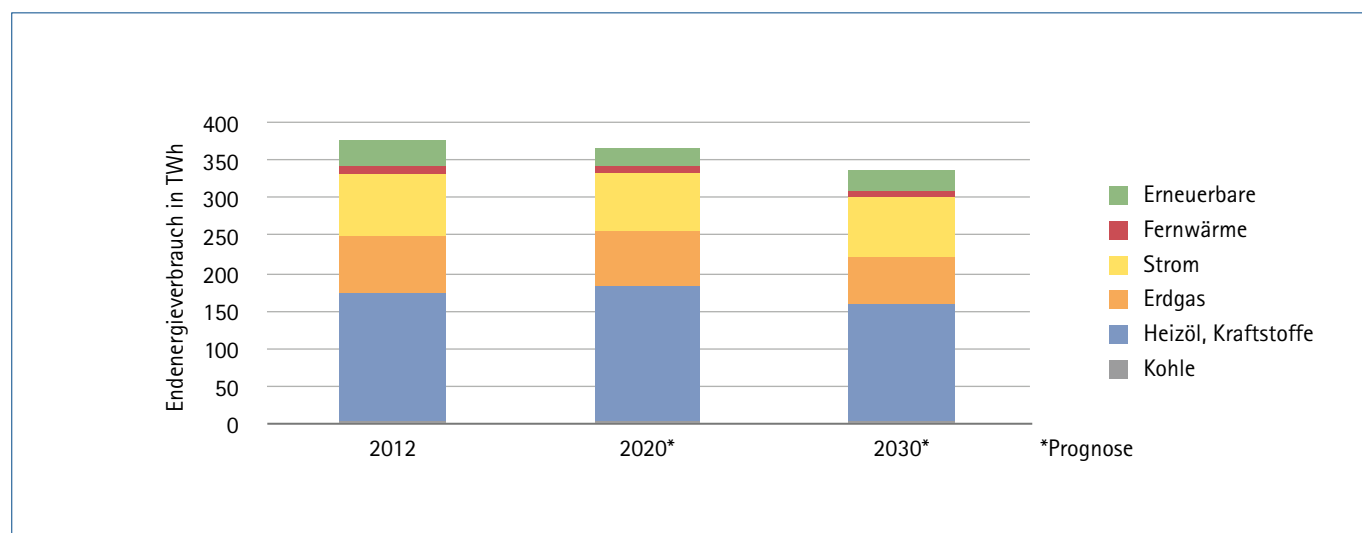


Abbildung 2-2: Struktur des Endenergieverbrauchs in Bayern – Prognose für die Jahre 2012, 2020 und 2030, eigene Darstellung nach /BSW06 12/, /IE01 12/ (Quelle: StMWIVT 2012: Bayerische Energieszenarien 2050)

75 % des Stroms und 60 % der Wärme gehen an Industrie und Gewerbe

Der Endenergieverbrauch kann auch nach Strom und Wärme unterteilt werden: Der Stromverbrauch in Bayern lag im Jahr 2010 bei rund 80 TWh. Den Großteil verbrauchten Gewerbe und Industrie, nur ein Viertel die privaten Haushalte. An Wärme wurden rund 240 TWh verbraucht, was etwa 60 % des Endenergiebedarfs entspricht. Die privaten Haushalte hatten daran einen Anteil von rund 40 % (108 TWh), der Rest entfiel auf Gewerbe und Industrie. /FFE22 10/, /FFE40 10/

Für den Transport und die Verteilung der leitungsgebundenen Energieträger, insbesondere Strom und Erdgas, müssen entsprechende Netze zur Verfügung stehen. Für die Dimensionierung dieser Netze sind nicht die Jahresverbräuche entscheidend, sondern die maximal benötigte Übertragungskapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Netze werden somit auf die maximale Leistung ausgelegt. Abbildung 2-3 (links) zeigt einen typischen Stromverbraucherlastgang einer Maiwoche in Bayern. Unter der Woche ist der Stromverbrauch gleichmäßig, am Wochenende fällt er etwas geringer aus. Die typischerweise auftretenden Mittags- und Abendspitzen sind ebenfalls zu erkennen. Der Stromverbrauch weist außerdem saisonale Schwankungen auf, da im Winter mehr Strom für Beleuchtung und Beheizung benötigt wird. Beim Gasverbrauch sind dagegen die tageszeitlichen Schwankungen nicht so stark ausgeprägt. Wichtiger sind hier die jahreszeitlichen Unterschiede. Abbildung 2-3 (rechts) zeigt den Gasabsatz im Versorgungsgebiet der Energienetze Bayern GmbH im Jahr 2012. Im saisonalen Verlauf ist der erhöhte Heizbedarf in den Wintermonaten gut zu erkennen. Um jederzeit die Versorgung sicherzustellen, muss das Netz auf die maximale Last ausgelegt sein. Das Ziel ist es, auch bei einer besonders ausgeprägten Kälteperiode die Versorgung aller Kunden zu gewährleisten. Die Energienetze in Bayern müssen daher rechtzeitig so um- und ausgebaut werden, dass auch die in der Zukunft zu erwartenden Lastspitzen bewältigt werden können.

Die Netze werden auf die maximale Leistung ausgelegt

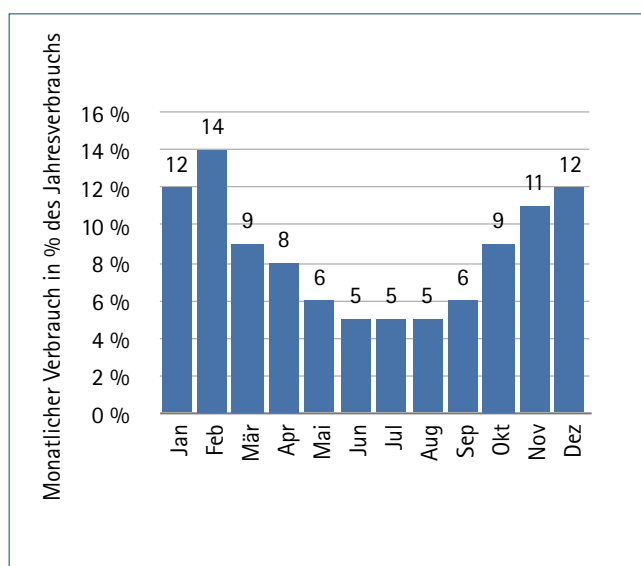
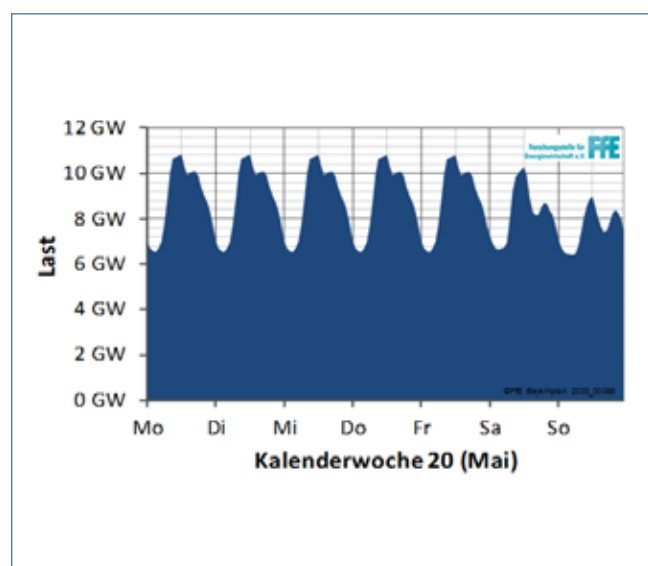


Abbildung 2-3: Stromverbraucherlastgang einer Maiwoche in Bayern (links), /FFE26 12/;
Monatlicher Gasabsatzes 2012 eines VNB in Bayern (rechts), /GNB01 13/



3. Energienetze in Bayern: Bestandsaufnahme

Wie eingangs erläutert, verfügt Bayern über hervorragende Energienetze, die die Grundlage der wirtschaftlichen Dynamik und der Exporterfolge der letzten Jahre bilden. Der folgende Überblick über die Geschichte, den Aufbau und die Struktur dieser Netze dient dem besseren Verständnis darüber, welch einschneidenden Umbruch die Energiewende bewirkt. Zu den Energienetzen zählen alle Leitungen zur Strom-, Gas-, Rohöl- und Wärmeversorgung. Der Schwerpunkt liegt in folgenden Ausführungen bei den Strom- und Gasnetzen, die Themen „Wärmenetze“ und „Transalpine Ölleitung“ werden jeweils kurz angeschnitten.

3.1 Stromnetze

Mit der Erfindung und Verbreitung der elektrischen Beleuchtung ging im späten 19. Jahrhundert die flächendeckende Elektrifizierung einher. Die ersten Stromnetze wurden als Inselnetze aufgebaut und versorgten nur kleine Gebiete in unmittelbarer Nähe des Stromerzeugers. Während zunächst nur in größeren Städten eine generelle Stromversorgung angeboten wurde, schätzte man in den 1920er Jahren die Vorteile elektrischer Energie so sehr, dass auch ländliche Gebiete in raschem Tempo an das Stromnetz angeschlossen wurden. Die enormen Kosten der Elektrifizierung führten zu einer monopolisierten Struktur in der Elektrizitätswirtschaft. 1935 wurde das erste Energiewirtschaftsgesetz verabschiedet. Es dauerte schließlich noch bis in die 1950er Jahre, bis eine flächendeckende, einheitlich auf Wechselstrom basierende Versorgung aller Haushalte erreicht war. /EAV01 07/, /JHS01 13/

Die ersten 57 Kilometer des bayerischen Stromnetzes entstanden 1882 und transportierten Gleichstrom von Miesbach nach München. Verantwortlich für diesen historischen Meilenstein zeichnete sich der Münchner Ingenieur Oskar von Miller. Dieser spielte später auch bei der flächendeckenden Elektrifizierung Bayerns eine bedeutende Rolle. Auf dieser ersten, kurzen Strecke gingen damals rund 75 % der in Miesbach produzierten Energie verloren. Auf den ca. 325.500 Kilometern Stromnetz, die sich heute über den Freistaat Bayern erstrecken, liegen die Energieverluste nur noch bei ca. 6 %. /BDEW08 11/, /JHS-01 13/ Die Lage der Höchstspannungsnetze sowie die großen bayerischen Kraftwerke werden in Abbildung 3-1 gezeigt.

Anforderungen an Stromnetze haben sich geändert

Doch geringe Verluste sind heutzutage nicht die einzige Anforderung an die Stromnetze. Denn mit der Energiewende, vor allem durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, wird die Strominfrastruktur auf eine harte Probe gestellt: Die Netze müssen bundesweit an eine dezentrale² und fluktuierende Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom angepasst werden. Die Volatilität der Stromerzeugung ergibt sich aus den natürlichen Schwankungen, denen Sonnenscheindauer und Windstärke unterliegen. So schwankte im Jahr 2012 die deutschlandweite Stromerzeugung aus Windkraft innerhalb einer Stunde um bis zu 3,5 GW, die Stromproduktion aus Photovoltaik sogar um bis zu 5,4 GW. /EEX-01 13/ Die Stromerzeugung dieser Anlagen ist also von den jeweiligen Umweltbedingungen abhängig, nicht jedoch vom tatsächlichen Strombedarf. /BON01 12/

² Dezentral bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Anlagen im Vergleich zur herkömmlichen Erzeugung eine geringere Leistung haben und regional stark verteilt sind.

Überblick über Höchstspannungsnetze und Kraftwerke in Bayern

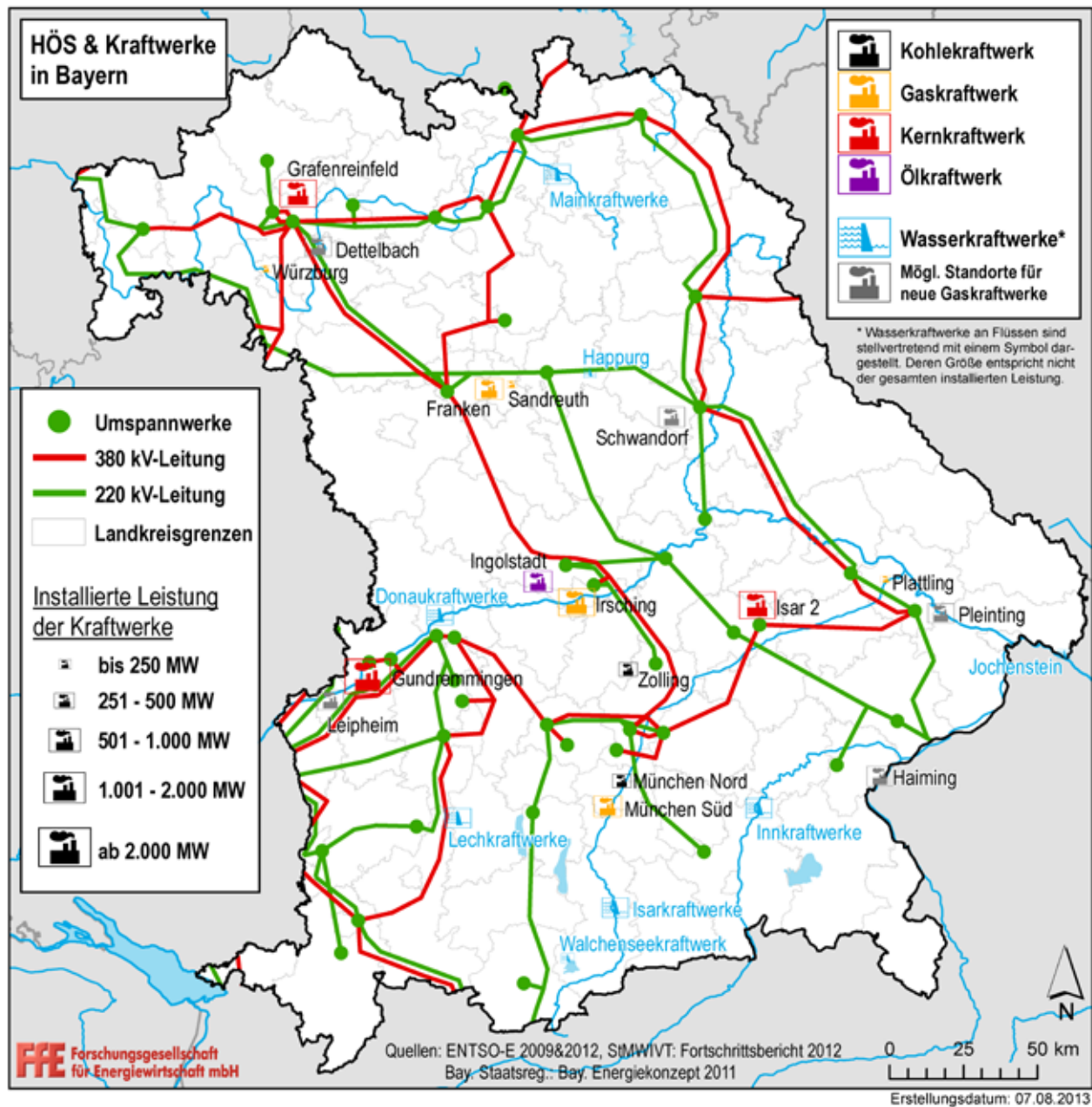


Abbildung 3-1: Höchstspannungsnetz und Kraftwerke in Bayern, FFE

Spannungsebenen im Stromnetz

Das deutsche Stromnetz ist in die vier Spannungsebenen Höchstspannung (HÖS), Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) gegliedert. Durch diese Netze fließt traditionell Wechselstrom. Die verschiedenen Netzebenen dienen unterschiedlichen Zwecken, die in Abbildung 3-2 verdeutlicht werden.

Schema der Stromversorgung in Deutschland

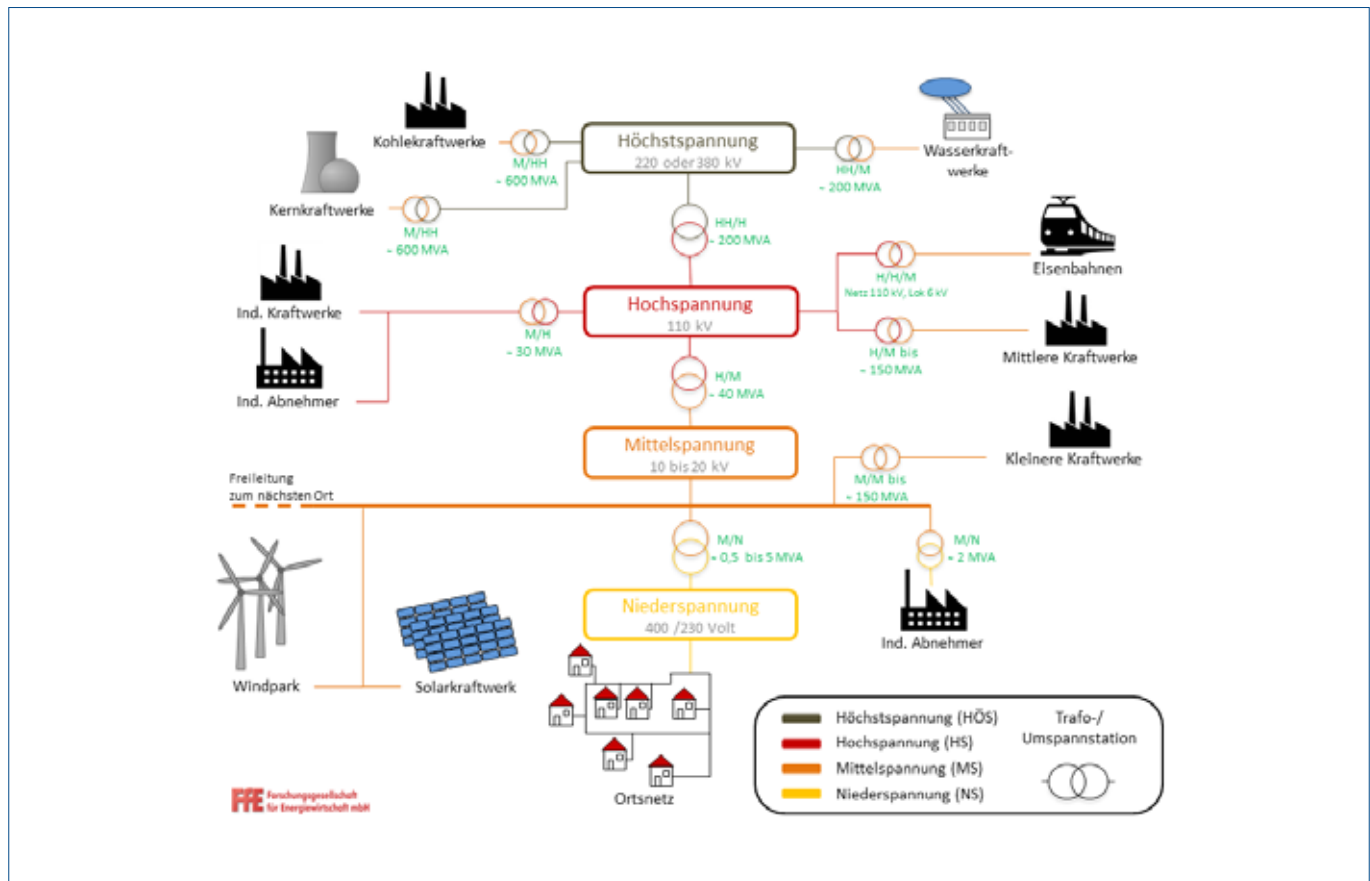


Abbildung 3-2: Schema der Stromversorgung in Deutschland, FFE

Der Vorteil einer hohen Spannung sind die geringen Verluste. Die Höchst- und Hochspannungsnetze eignen sich daher für den Stromtransport über lange Strecken (mehrere 100 km).

Mittel- und Niederspannungsnetze dienen der Stromverteilung an die Endverbraucher, also private Haushalte und gewerbliche Betriebe. Hier wird häufig auch der Begriff „Verteilnetz“ gebraucht. Im Niederspannungsnetz liegt der Großteil der Leitungen als Kabel in der Erde. Nur etwa ein Viertel der NS- und MS-Netze bestehen aus Freileitungen, meist im ländlichen Raum. Der Vorteil von Erdkabeln liegt in ihrer Zuverlässigkeit (kein Einfluss der Witterung) und einer höheren Akzeptanz, da sie das Landschaftsbild weniger stören. /BON01 12/

Kraftwerke, der Schienenverkehr und in Einzelfällen auch industrielle Abnehmer sind dagegen an höhere Netzebenen angeschlossen. Hier werden aus technischen und wirtschaftlichen Gründen hauptsächlich Freileitungen errichtet. Die nachfolgende Tabelle 3-1 fasst die wesentlichen technischen Kennzahlen der vier Netzebenen für Bayern zusammen.

Die Gesamtlänge der bayerischen Stromnetze beträgt ca. 325 500 km, dies entspricht mehr als acht Erdumrundungen

Bezeichnung	Kurzform	Nennspannung	Länge des Netzes [km]
Höchstspannung	HÖS HS	380 kV 220 kV	~ 5.600 km
Höchstspannung		110 kV	13.300 km
Mittelspannung	MS	20 kV	87.700 km
		10 kV	
Niederspannung	NS	400 V	218.900 km
		230 V	

Tabelle 3-1: Stromkreislängen in Bayern getrennt nach Spannungsebenen 2011, /BDEW08 11/ und eigene Berechnungen

Wechsel- oder Gleichstrom

Im allergrößten Teil der deutschen Netze fließt heute Wechselstrom (AC – alternating current). Ein wesentlicher Vorteil dieser Technik sind die geringen Verluste bei der Transformation der elektrischen Energie zwischen den verschiedenen Spannungsebenen. Für lange Strecken ist häufig eine Gleichstrom-Übertragung (DC – direct current) sinnvoll, da dort beim Stromtransport geringere Verluste auftreten. Zudem sind die Leitungen schlanker und verursachen geringere Kosten. Allerdings muss der Strom zunächst von Wechsel- in Gleichstrom und am Ende der Strecke wieder zurück in Wechselstrom umgewandelt werden (Umrichteranlagen). Hinzu kommt, dass ausschließlich eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung möglich ist, auf einzelnen Streckenabschnitten kann also keine Leistung entnommen werden. /BON01 12/

Übertragungskapazität von Stromnetzen

Zunächst einmal hängt die Übertragungsfähigkeit eines Netzabschnittes von der baulichen Ausführung – also Freileitung oder Erdkabel – ab. Ein weiterer wichtiger Punkt ist das verwendete Leitungsmaterial und die Leitungslänge, da mit zunehmender Entfernung die Verluste steigen. Bei Erdkabeln sind außerdem die Verlegungsart sowie die Nähe zu anderen Kabelanlagen entscheidend.

Die maximalen Übertragungskapazitäten können sich dementsprechen stark unterscheiden. Eine Standard-380-kV-Leitung hat beispielsweise eine Kapazität von rund 1.800 MVA (bzw. 1.800 MW) pro Stromkreis. Eine modernere Leitung mit wesentlich höheren Querschnittsflächen kann bereits eine Leistung von bis zu 2.700 MW übertragen /IZES 03 11/ (vgl. Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3).

Moderne Leitungen mit höheren Querschnitten können mehr Leistung übertragen

Freileitungen				
Spannungsebene	Querschnittsfläche Aluminium	Querschnittsfläche Stahl	Mast	Thermisch übertragbare Leistung pro Stromkreis
380 kV	264 mm ²	34 mm ²	Stahl	1.790 MVA
380 kV	562 mm ²	50 mm ²	Stahl	2.738 MVA
110 kV	265 mm ²	35 mm ²	Stahl	130 MVA
20 kV	95 mm ²	15 mm ²	Beton	10 MVA

Tabelle 3-2: Richtwerte zu Übertragungskapazitäten von Freileitungen, /MUEL 01 01/, /IZES 03 11/

Erdkabel			
Spannungsebene	Leitermaterial	Querschnitt	Thermisch übertragbare Leistung pro Stromkreis
380 kV	Kupfer	1.200 mm ²	1.120 MVA
110 kV	Kupfer	630 mm ²	110 MVA
10 kV	Aluminium	240 mm ²	6 MVA

Tabelle 3-3: Richtwerte zu Übertragungskapazitäten von Erdkabeln, /MUEL 01 01/

Einbindung in das europäische Stromnetz

Im Hinblick auf die Einbindung in das europäische Stromnetz besitzen die bayerischen Stromleitungen eine Schlüsselrolle. Mit ca. 4,4 GW Übertragungskapazität in die Tschechische Republik und 2,7 GW nach Österreich entfallen auf Bayern etwas mehr als ein Drittel der deutschen Übertragungskapazität ins Ausland. Zum Vergleich: Mitte 2012 waren in Bayern über 11 GW an konventioneller und nuklearer Kraftwerksleistung installiert. Die Verbraucherlast in Bayern lag im Jahresmittel bei etwa 9,5 GW und die zu deckende Leistungsspitze lag noch einmal etwa 50 % über diesem Wert.

Der europäische Verbund ist wichtig für die Stabilität des bayerischen Stromnetzes

So können die Netze auch auf internationaler Ebene kritische Situationen ausgleichen, z. B. bei der Frequenzhaltung. /IAEW-01 12/, /STMWIVT03 12/ In Europa wird das Stromnetz mit Drehstrom (Dreiphasenwechselstrom) aus Synchrongeneratoren in einer Frequenz von 50 Hz betrieben. Der europäische Verbund der Stromnetze führt dazu, dass die Frequenz wesentlich stabiler als bei nationalen Lösungen gehalten werden kann. Denn bei einem Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch stützen alle in Europa beteiligten Kraftwerke gemeinsam die Frequenz. Aus historischen Gründen liegt die Frequenz des Stromnetzes der Deutschen Bahn AG (DB) bei einem Drittel, also 16 2/3 Hz. /STMUG03 13/

Freileitung oder Erdkabel

In Bayern sind die HS-Leitungen größtenteils als Freileitungen verbaut, während in der MS und NS Erdkabel dominieren. Häufig taucht bei der Debatte um den Bau neuer Stromtrassen die Forderung auf, Erdkabel einzusetzen, da diese nicht sichtbar und robuster gegenüber Umwelteinflüssen sind. Doch sowohl Erdkabel als auch Freileitungen haben Vor- und Nachteile: Grundsätzlich werden bei der Nutzung von Strom (niederfrequente) elektrische und magnetische Felder erzeugt. Dies geschieht insbesondere auch in der Umgebung von Stromkabeln und Hochspannungsleitungen. Die maximal zulässige Strahlenbelastung durch elektromagnetische Felder wird durch die 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt. Hier werden exakte Grenzwerte angegeben, die bei dem Bau von Leitungen eingehalten werden müssen. Bei einer Höchstspannungsleitung (380 kV) sollten beispielsweise etwa 20 m Abstand (zur Bodenprojektion des äußeren ruhenden Leiters) eingehalten werden, um den Grenzwert zu unterschreiten. /BON01 12/, /BREG-01 96/, /STMUG03 13/

Der Flächenverbrauch von Freileitung und Erdkabel

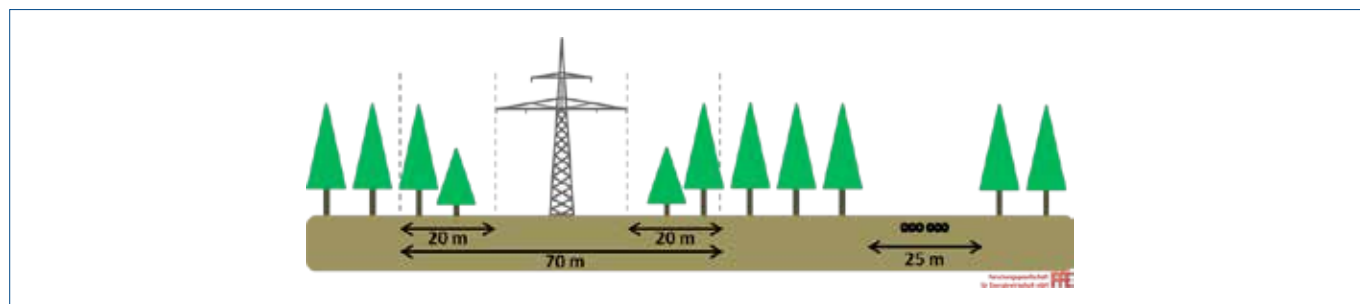


Abbildung 3-3: Schematischer Vergleich zwischen Freileitung und Kabelanlage zum Stromtransport, eigene Darstellung nach /HERTZ02 13/, /STMUG03 13/

Die magnetische Flussdichte (Magnetfeld) ist bei Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen tendenziell etwas größer; andererseits nimmt jedoch die Magnetfeldstärke mit zunehmendem Abstand von der Leitung wesentlich schneller ab. /BON01 12/ Freileitungen und Erdkabel unterscheiden sich außerdem durch folgende Eigenschaften (vgl. Tabelle 3-4):

Vor- und Nachteile von Freileitungen und Erdkabel

	Freileitung	Erdkabel
Flächenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schneise nötig: ca. 70 m ▪ an der Oberfläche relativ gering 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schneise nötig: ca. 25 m (bei 2-System-Leitung) ▪ Ausgrabung nötig
Reparaturen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ leicht zugänglich ▪ häufigere Schäden durch äußere Einflüsse 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ höhere Reparaturdauer, Ausfallzeiten, Reparaturkosten ▪ wenig anfällig
Strahlung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abstand zur Leitung muss relativ groß sein, bis Grenzwerte unterschritten werden ▪ Abstand zu Personen ist aufgrund Masthöhe bereits relativ groß 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Magnetfeld tendenziell stärker als bei Freileitung ▪ Abnahme des Magnetfeld mit zunehmendem Abstand wesentlich schneller
Sonstige Umwelteinflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sensibilität für Blitzschlag, Wind, Eis ▪ Hinderniswirkung z. B. für Vögel ▪ Beeinträchtigung des Landschaftsbildes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aushub nötig (bei Bau und Reparaturen) ▪ Wärmeabstrahlung
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringere Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ höhere Kosten (um Faktor 3 bis 10)

Tabelle 3-4: Vergleich ausgewählter Parameter von Freileitung und Erdkabel für den Stromtransport und -verteilung, nach /BON01 12/, /STMUG03 13/

3.2 Gasnetze

Gas wurde erstmals 1813 in London zur Straßenbeleuchtung genutzt. Dort gründete sich auch das erste Gasunternehmen der Welt, die Westminster Gas Light and Coke Company. In Bayern ging das erste Gaswerk 1847 in Nürnberg in Betrieb und wurde anfangs von der Nürnberger Gasbeleuchtungsgesellschaft betrieben. Es diente zunächst hauptsächlich der Versorgung der städtischen Gaslaternen.

Zwischen 1850 und 1860 begannen zahlreiche weitere bayerische Städte, öffentliche Straßen und Plätze mit Gas zu beleuchten.

Bereits rund 100 Jahre später war die bis dato übliche Gasbeleuchtung fast komplett durch elektrische Beleuchtung ersetzt. Gas wurde nun immer häufiger zum Heizen genutzt. Davor galt Erdgas lange Zeit nur als überflüssiges Nebenprodukt der Erdölförderung und wurde meist direkt abgefackelt. Erst die steigenden Rohölpreise während der Energiekrise um 1970 und technische Innovationen bei der Exploration von Lagerstätten machten eine wirtschaftliche Nutzung des Erdgases zunehmend interessant.

Während zunächst die größeren Städte, vor allem in industriell wichtigen Regionen wie dem Ruhrgebiet, an das Gasnetz Anschluss fanden, wurden die abgelegenen, häufig ländlich geprägten Gebiete Bayerns teilweise erst Ende der 70er Jahre angeschlossen. /BRG01 11/, /EGSW01 11/, /EGSW01 13/, /GNB01 13/, /KÄST01 11/, /SWM02 13/

Der historische Verlauf zeigt, dass der Gasanteil am Endenergieverbrauch zwischen 1960 und 1990 am stärksten zunahm (vgl. Abbildung 3-4). Ab 1950 wurden die ersten Gasfernleitungen Bayerns gebaut. Ab 1970 führten Erdgasfunde in den Niederlanden und am Isen hinter München sowie der erste Erdgasliefervertrag mit Russland zu einem weiteren Aufschwung der Gasnutzung. /EGSW01 11/



Über ein Drittel des Energieverbrauchs im verarbeitenden Gewerbe wird über Gas abgedeckt

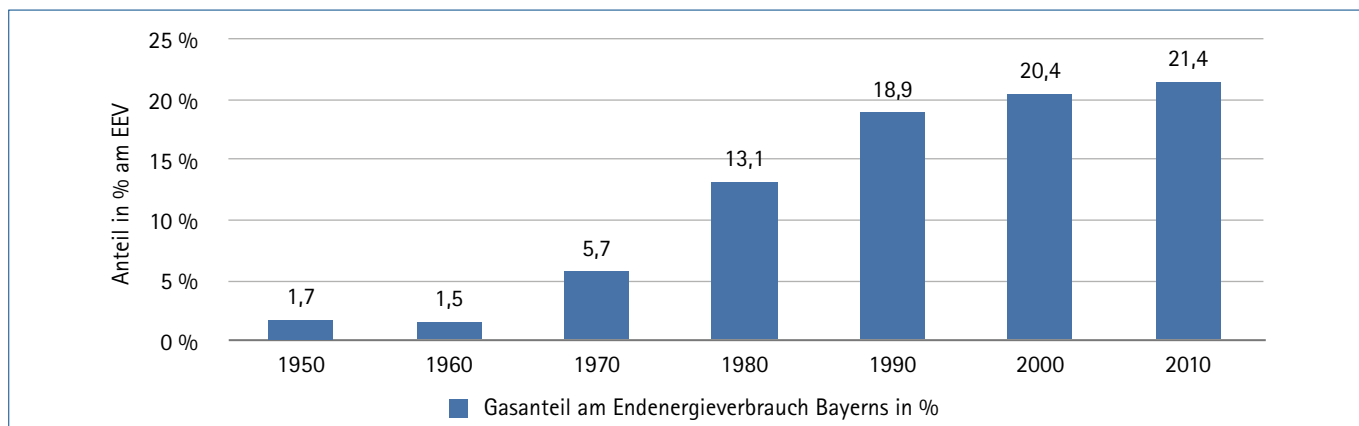


Abbildung 3-4: Historische Entwicklung des Gasanteils am Endenergieverbrauch (EEV) in Bayern³, nach /BLSD02 12/

Nach Informationen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sind heute rund 20 % der bayerischen Haushalte an das Gasversorgungsnetz angeschlossen⁴ – in Neubaugebieten sind es sogar fast 40 %. /BDEW06 12/, /BLSD01 13/

Über ein Drittel des Energieverbrauchs des verarbeitenden Gewerbes wird ebenfalls über Gas abgedeckt. Dementsprechend ist der störungsfreie Betrieb der heute rund 49.000 Kilometer Gasnetz in Bayern von essenzieller Bedeutung, um die Versorgungssicherheit der Endkunden zu garantieren. /GNB01 13/, /STMWIVT-01 11/ Die nachfolgende Karte zeigt den Verlauf der wichtigsten Gasleitungen sowie die Standorte vorhandener Erdgasspeicher (vgl. Abbildung 3-5).

³ bis 1999 einschl. Flüssiggas und Raffineriegas; ab 2000 ohne

⁴ Ohne Haushalte mit Fernwärme-Versorgung

Übersicht über das Gasnetz in Bayern

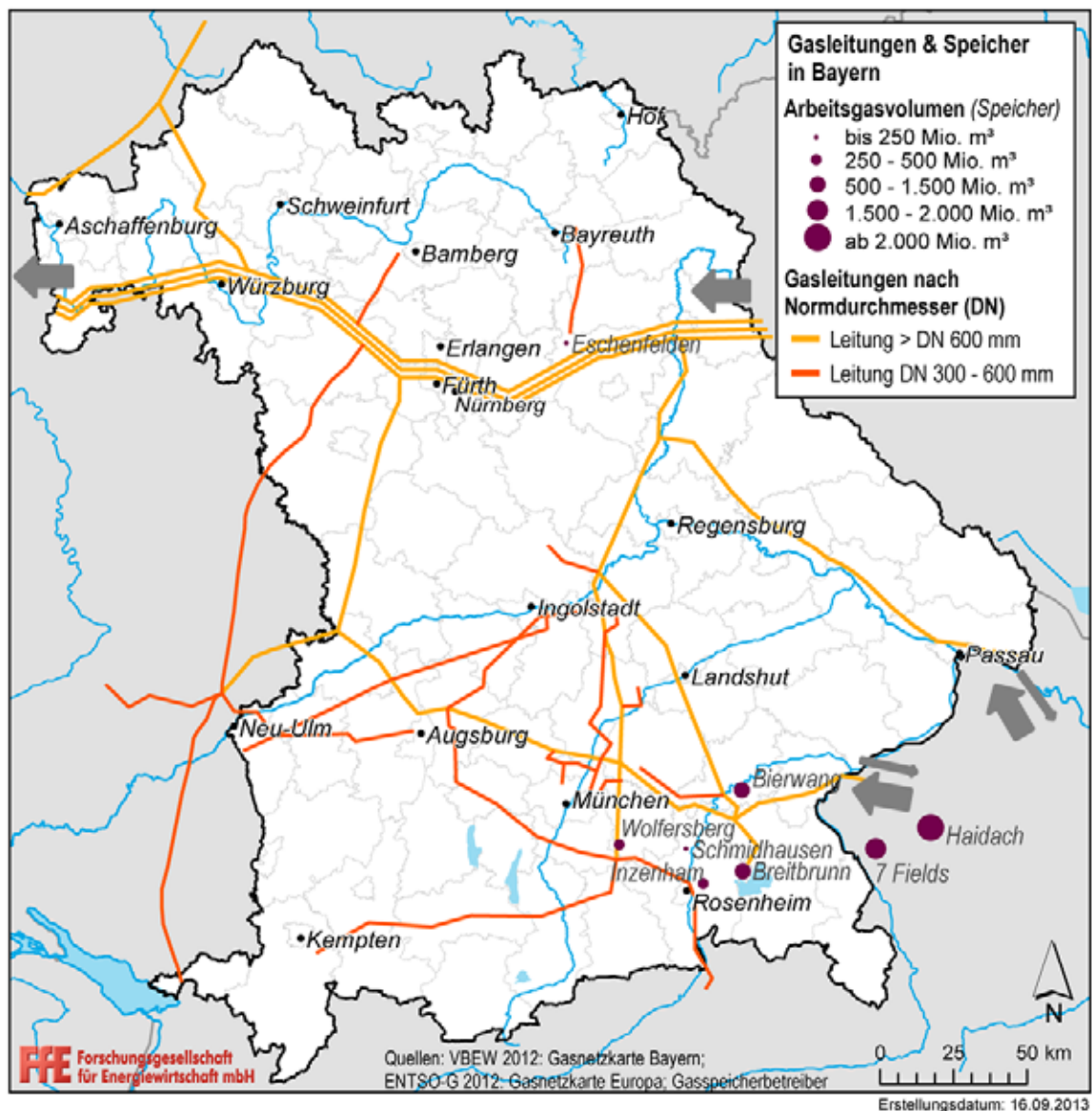


Abbildung 3-5: Karte der Gasleitungen und Gasspeicher in Bayern, eigene Darstellung nach /VBEW02 12/, /ENTSOG01 11/

Das Versorgungsgebiet der in Bayern tätigen Gasverteilnetzbetreiber ist stark zergliedert. So waren im Mai 2012 insgesamt 111 Verteilnetzbetreiber der allgemeinen Versorgung registriert. Die vier größten darunter sind derzeit: ENB (Energienetze Bayern), Bayernwerk (ehem. E.ON Bayern), Schwaben Netz und N-ERGIE Netz. Das Gasfernleitungsnetz Bayerns betreiben die Bayernets GmbH und die Open Grid Europe GmbH, die bundesweit tätig ist. /STMWIVT04 12/

Druckbereiche im Gasnetz

Die Gasnetzleitungen sind, ähnlich den Spannungsebenen im Stromnetz, nach Druckbereichen geordnet. Mittel- und Niederdrucknetze sowie Hochdruckleitungen unter 16 bar werden dem Verteilungsnetzen zugeordnet. Hochdruckleitungen über 16 bar dienen im Wesentlichen dem Transport über weite Strecken (Gasfernleitungsnetz). Tabelle 3-3 zeigt die vorhandenen Rohrlängen der Gasleitungen in Bayern und Deutschland:

Druckbereiche	Bayern	Deutschland	
	Verteilnetz (2011)	Verteilnetz (2012)	Fernleitungen (2012)
Niederdrucknetz (0,1 bar)	15.189 km	157.300 km	0 km
Mitteldrucknetz (> 0,1 - 1 bar)	20.093 km	224.879 km	1 km
Hochdrucknetz (> 1 bar)	13.438 km	89.033 km	60.000 km
Rohrnetztlänge gesamt	48.720 km	471.213 km	60.001 km

Tabelle 3-5: Gasrohrnetztlängen nach Druckbereichen in Bayern und Deutschland, nach /BDEW05 12/, /BNETZA-04 12/, /GNB-01 13/

Wo kommt das Erdgas her?

Etwa 90 % des Gasverbrauchs in Deutschland entfallen auf Erdgas. Die restlichen 10 % setzen sich aus anderen Naturgasen wie Grubengas oder Klärgas sowie hergestellten Gasen, wie beispielsweise Raffineriegas, Flüssiggas oder Stadtgas zusammen. /TÜV01 05/ Deutschland ist stark importabhängig: Im Jahr 2012 stammten nur rund 9 % des benötigten Erdgases aus einheimischen Förderstätten. Der Rest wurde überwiegend aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert (vgl. Abbildung 3-6). /BMWIO7 13/ Dementsprechend wichtig sind die Fernleitungen für Bayern. Insgesamt wurden 2012 in Bayern über 12 Mrd. m³ Gas benötigt. /BLSD07 12/, /STMWIVT01 11/

91 % des Erdgases werden importiert

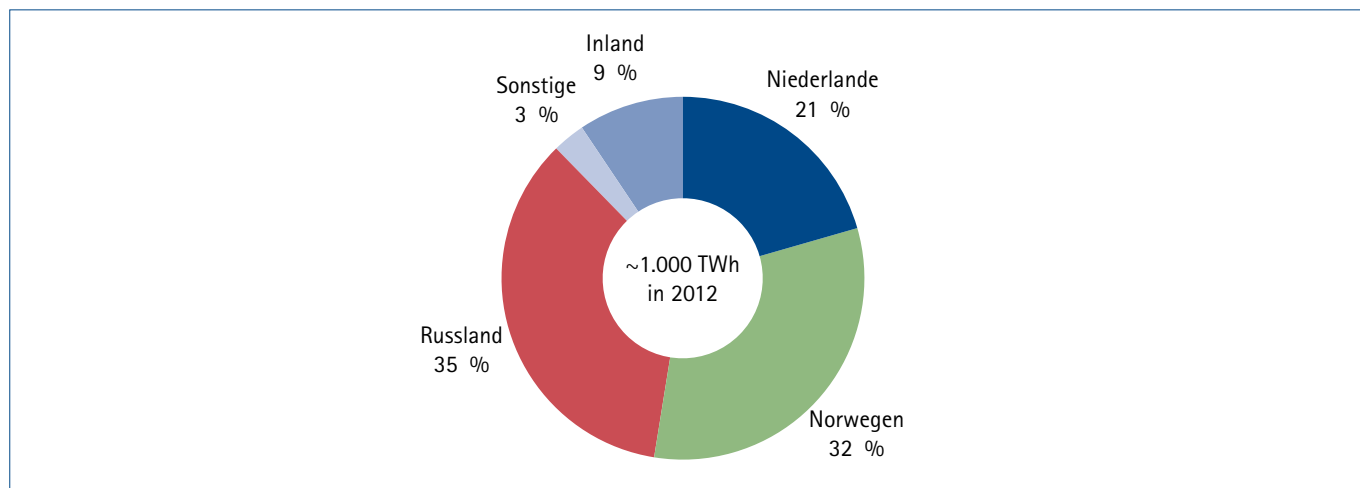


Abbildung 3-6: Erdgasbezugsstruktur Deutschlands 2012, eigene Darstellung nach /BAFA09 12/

Deutschland wird – bedingt durch seine geographische Lage im Zentrum Europas – traditionell über Pipelines versorgt. Die Pipeline-Projekte „North Stream“, „South Stream“ und „Trans Adriatic Pipeline (TAP)“ setzen diese Versorgungsstrategie fort. Im Unterschied dazu finden sich in Südeuropa sowie Norwegen, Großbritannien, den Niederlanden und Belgien bereits zahlreiche Liquid Natural Gasterminals (LNG). Dort wird verflüssigtes Erdgas, das per Schiff angeliefert wird, in das Gasnetz eingespeist. /EON01 05/, /MERO01 09/

Die Gasnetzkarte zeigt für Bayern die drei zentralen Einspeisepunkte und einen zentralen Ausspeisepunkt in Richtung Hessen (graue Pfeile, Abb. 3-5). Erdgas wird primär aus den Nachbarländern Tschechien (aus Russland über die Ukraine) und Österreich nach Bayern geliefert. Inzwischen ist auch die neue Gas-Pipeline „Gazelle“ in Betrieb gegangen, die von Waidhaus über Tschechien bis zur Grenze nach Sachsen verläuft. Damit verbindet sie die große süddeutsche MEGAL-Pipeline mit der ostdeutschen OPAL-Pipeline und stellt den direkten Zugang zu russischem Erdgas her und erhöht damit die Versorgungssicherheit.

Der deutsch-tschechische Grenzpunkt Waidhaus in der Oberpfalz stellt eine zentrale Versorgungseinheit für das süddeutsche Gasversorgungsnetz zur Nutzung des russischen Erdgases dar. Des Weiteren wird der Einspeisepunkt Waidhaus genutzt, um das für Frankreich bestimmte russische Erdgas einzuspeisen. Wichtig sind außerdem die Übergänge zu Österreich bei Haiming/Burghausen sowie bei Oberkappel nahe Passau. Diese beiden Übergänge sind bidirektional, das Erdgas kann also auch in Richtung Österreich fließen. /BAYN-01 13/, /BNETZA-05 12/, /GNB01 13/, /STMWIVT03 12/, /VBEW01 13/

Erdgasspeicher

Die sechs vorhandenen Erdgasspeicher in Bayern (vgl. Abbildung 3-5 und Tabelle 3-6) tragen zur Regelung der Auslastung des Gasnetzes bei. /LBEG01 12/ Sie haben eine Gesamtkapazität von rund 36.000 GWh, was etwa einem Drittel des bayerischen Erdgasverbrauchs pro Jahr entspricht. Dazu kommen grenznahe österreichische Speicher, die an das bayerische Gasfernleitungsnetz angebunden sind. /STMWIVT-01 11/, /STMWIVT-03 12/, /VBEW-02 12/

Erdgasspeicher in Bayern und Österreich

Ort	Land	Arbeitsgasvolumen ²
Bierwang	D - Bayern	1.425 Mio. m ³
Breitbrunn-Eggstätt	D - Bayern	1.080 Mio. m ³
Inzenham	D - Bayern	500 Mio. m ³
Wolfersberg	D - Bayern	365 Mio. m ³
Schmidhausen	D - Bayern	150 Mio. m ³
Eschenfelden	D - Bayern	72 Mio. m ³
Haidach	Österreich ¹	2.640 Mio. m ³
7 Fields (Nußdorf)	Österreich ¹	2.000 Mio. m ³

Tabelle 3-6: Erdgasspeicher in Bayern und Österreich, nach /LBEG01 12/, /STMWIVT03 12/

¹ Die Liste der österreichischen Speicher ist nicht vollständig.

² In einem Erdgasspeicher muss ein bestimmter Anteil, das „Kissengas“, immer im Speicher verbleiben, der Rest kann als „Arbeitsgas“ genutzt werden. /IGU01 06/

3.3 Wärmenetze

Neben den Strom- und Erdgasnetzen gewinnen auch Wärmenetze immer mehr an Bedeutung. Neben den größeren Fernwärmenetzen existiert eine Vielzahl kleinerer Netze, die häufig als Nahwärmenetze bezeichnet werden. Eine einheitliche Definition dieser beiden Begriffe gibt es nicht – grundsätzlich werden jedoch kleinere, dezentrale Netze als Nahwärmenetze bezeichnet, während Fernwärmenetze meist größere Transportleitungen verwenden. Der Übergang zwischen den beiden Begriffen ist jedoch fließend.

Auch Wärmenetze werden ausgebaut

Merkmal der Wärmeübertragung mittels Nahwärmenetzen sind die relativ niedrigen Vorlauftemperaturen von etwa 90 °C. Da im Gegensatz zu größeren Fernwärmenetzen kein Überdruck (Heißwasserleitungen von 16 bis 25 bar) nötig ist, reduziert sich der bauliche Aufwand, die spezifischen Investitionskosten sinken. Daher haben sich diese Systeme eher abseits der Großstädte etabliert, etwa in Kleinstädten, Gemeinden oder einzelnen Siedlungsquartieren. Zudem bieten Nahwärmenetze den Vorteil, auch regenerative Energiequellen in die Wärmeversorgung integrieren zu können, z. B. mit einem Biomasse-Heizwerk.

Die Etablierung von Wärmenetzen wird in Bayern stark vorangetrieben. Außerdem existieren in geringem Umfang auch Kältenetze. Tabelle 3-7 zeigt die vorhandenen Trassenlängen für Wärmenetze in Bayern:

Wärme- und Kältenetzbetreiber	1999	2010
Fernwärme-Wassernetze	1.030 km	1.604 km
Fernwärme-Dampfnetze	337 km	198 km
Trassenlänge gesamt	1.367 km	1.803 km

Tabelle 3-7: Netzlängen der Wärmenetzbetreiber in Bayern, nach /BDEW05 12/

Bedeutung der Fernwärme am Beispiel von München und Nürnberg

In allen größeren bayerischen Städten ist die Fernwärme seit Jahrzehnten etabliert. Mit einer Leitungslänge von 800 km zählt das Wärmenetz der Stadt München dabei zu einem der größten in Europa. In Nürnberg stehen etwa 300 km Fernwärmenetz zur Verfügung. Die Netze werden hauptsächlich über Heizkraftwerke versorgt, die mit Müll, Erdgas oder Kohle betrieben werden. Zudem werden in steigendem Maße regenerative Energieträger (Holz, Bioerdgas) in die Fernwärmeproduktion mit eingebunden. So liefert das Biomasseheizkraftwerk am Standort Nürnberg-Sandreuth im Jahr 2012 rund 82 GWh Wärme und 35 GWh Strom. Unterstützt werden die großen Heizkraftwerke (mehrere 100 MW Feuerungsleistung) durch kleinere Heizwerke, die den Spitzenbedarf decken. Langfristig können die bestehenden Fernwärmenetze auch für eine vollständig regenerative Wärmebereitstellung genutzt werden. Die „Fernwärme-Vision“ der Stadtwerke München (SWM) sieht vor, dass bis zum Jahr 2040 die Fernwärme zu 100 % aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Hierbei setzen die SWM in erster Linie auf die weitere Erschließung der Tiefengeothermie. /NERGIE 01 13/, /SWM01 13/, /SWM02 12/, /SWM01 05/

3.4 Transalpine Ölleitung

Die Transalpine Ölleitung (TAL) ist die wichtigste Verbindung für Öllieferungen nach Bayern und vervollständigt damit die Reihe der bayerischen Energienetze. Insgesamt verläuft die Pipeline 753 km lang vom Seehafen von Triest/Italien über Österreich nach Kiefersfelden/Deutschland. In Bayern angekommen, zieht sich die Trasse durch das Inntal und führt dann westlich an Rosenheim und Wasserburg vorbei. In Richtung Norden führt die Pipeline direkt zu den Raffinerien in Vohburg und Ingolstadt. Durch die Transalpine Ölleitung werden die bayerischen Erdölraffinerien beliefert sowie das Chemiedreieck Bayern. 100 % des Erdölbedarfs in Bayern werden über die Anlieferung durch die TAL gedeckt. /TAL01 13/, /TÜVA01 06/



4. Energietransport und -verteilung in der Praxis

Der Überblick zu den bestehenden Energienetzen in Bayern zeigt, welch umfassende Infrastruktur für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung benötigt wird. Diese Infrastruktur muss gewartet und organisiert werden. Zudem soll ein freies Spiel der Kräfte, also der Marktteilnehmer, ermöglicht werden.

Im folgenden wird nun der Betrieb der Netze genauer beschrieben. Um eine zuverlässige Energieversorgung aller Kunden gewährleisten zu können, müssen verschiedenste technische Parameter eingehalten und das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch geregelt werden. Dafür erbringen die verschiedenen Akteure sogenannte Systemdienstleistungen und betreiben ein funktionierendes Netzmanagement.

4.1 Teilnehmer im liberalisierten Energiemarkt

Aus rechtlichen Gründen müssen die Betreiber von Gas- und Stromnetzen unabhängig von anderen Wertschöpfungsstufen wie dem Handel, dem Vertrieb oder der Produktion sein. Hauptziel dieser Regelung ist es, einen diskriminierungsfreien Zugang aller Händler und Importeure zu garantieren sowie ein funktionierendes Wettbewerbssystem einzuführen. Außerdem soll der Energiemarkt für neue Anbieter zugänglich sein. Die Netzbetreiber nehmen hierbei eine Sonderrolle ein, da Energienetze so genannte „natürliche Monopole“ bilden. Das heißt, es macht volkswirtschaftlich keinen Sinn, mehrere Netze parallel im Wettbewerb zu betreiben⁵. Um dieses natürliche Monopol dennoch zu kontrollieren, unterliegen die Netzbetreiber einer staatlichen Regulierung.

Die beschriebene Entflechtung der Geschäftsbereiche wird als „Unbundling“ bezeichnet. Dies äußert sich u. a. darin, dass die ehemaligen Geschäftsbereiche als eigenständige Unternehmen mit eigenen Firmennamen und eigenen EDV-Systemen geführt werden müssen. Nur kleine Unternehmen sind von dieser Regelung ausgenommen. /BAYN02 13/, /KÄST01 11/

Akteure der Strom- und Gaswirtschaft

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte hat sich die Aufgabenverteilung in den Energieversorgungsunternehmen neu strukturiert. Grundsätzlich kann zwischen der Erzeugung/Gewinnung, dem Handel/Vertrieb und dem Transport von Strom und Gas unterschieden werden. Die relevanten Marktteilnehmer der Strom- und Gaswirtschaft haben grundsätzlich die gleichen Funktionen. Zu differenzieren sind folgende energiewirtschaftlichen Akteure:

- Importeure und Produzenten
- Händler und Lieferanten
- Netzbetreiber

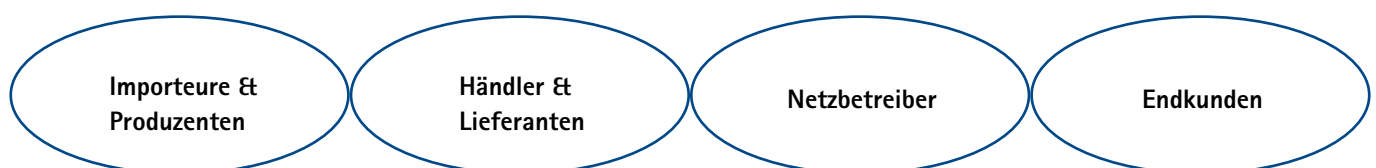


Abbildung 4-1: Teilnehmer der Strom- und Gaswirtschaft, FfE

⁵ Ein „natürliches Monopol“ liegt dann vor, wenn die Gesamtkosten zur Bereitstellung eines Gutes deutlich niedriger liegen, als wenn mehrere, konkurrierende Unternehmen den Markt versorgen

Importeure und Produzenten

Den Produzenten bzw. Importeuren kommt die Aufgabe zu, Strom und Gas zu beschaffen oder zu erzeugen. Erdgas wird fast ausschließlich nach Deutschland importiert. Strom wird zu großen Teilen inländisch produziert – in den letzten Jahren war Deutschland sogar Netto-Exporteur im Jahressaldo.

Händler und Lieferanten

Jeder Endkunde kann seinen Strom- und Gaslieferanten frei wählen. In der Regel kauft der Lieferant für seine Kunden die benötigten Mengen bei den Produzenten bilateral oder über die Energiebörse EEX (European Energy Exchange) ein. Die Kosten, die dadurch entstehen (inkl. einer Vertriebsmarge zuzüglich der Netznutzungsentgelten sowie Abgaben, Umlagen und Steuern) bilden den vom Endkunden zu zahlenden Strom- bzw. Gaspreis. /IFE02 12/

Netzbetreiber

Der Transport und die Verteilung von Strom und Erdgas fallen in das Aufgabengebiet der Netzbetreiber. Derzeit gibt es in Bayern über 240 Stromnetzbetreiber und über 110 Gasnetzbetreiber. Im Vergleich zu den europäischen Nachbarn ist dieser Sektor stark von kleinen und mittelgroßen Unternehmen geprägt. /STMWIVT04 12/

Die Überbrückung der großen Distanzen wird von Stromübertragungsnetzbetreibern⁶ bzw. den Gasfernleitungsnetzbetreibern⁷ geleistet. Dabei wird die Energie bei hohen Spannungen bzw. hohem Druck über weite Strecken transportiert. Diese Mengen werden dann an die Verteilnetzbetreiber weitergegeben. In ihrer Verantwortung liegen insbesondere die MS- und NS-Stromnetze bzw. die Mittel- und Niederdruck-Gasleitungen, die Strom und Gas an Haushalte, Gewerbe und Industrie weiterleiten. Zusätzlich gibt es sogenannte Regionalversorger, die eine Sonderrolle einnehmen und v.a. in ländlichen Regionen entstanden sind. Sie betreiben Leitungen in NS, MS und HS, beim Gastransport in allen drei Druckbereichen. /BAYN02 13/, /BLSD07 12/, /KÄST01 11/

In Bayern gibt es über 240 Stromnetzbetreiber und über 110 Gasnetzbetreiber

Neben dem Transport von Strom und Gas ist es Aufgabe der Netzbetreiber, eine zuverlässige Energieversorgung sicherzustellen. In diesem Zusammenhang müssen sie die Netze in geeigneter Weise ausbauen. Die entstehenden Kosten werden durch sogenannte Netzentgelte abgedeckt, welche die Netzbetreiber für die Durchleitung erheben. Da im Bereich der Netzbetreiber kein Wettbewerb möglich ist (natürliches Monopol), wird die Höhe der Netzentgelte von der zuständigen Regulierungsbehörde überwacht. Dies ist entweder die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörde. Die Lieferanten geben die Netznutzungsentgelte über die Strom- und Gaspreise an die Endkunden weiter. /BNETZA09 13/, /ENWG01 12/

4.2 Regulierung der Energiemärkte

Um alle Kunden in Bayern mit Strom und Gas versorgen zu können, sind flächendeckende Energienetze notwendig. Wie bereits erläutert, bilden diese Netze natürliche Monopole. Diese unterliegen aufgrund von EU-Vorgaben seit 2005 einer staatlichen Regulierung, um im Hinblick auf die Liberalisierung der Energiemärkte Wettbewerb zu ermöglichen. Jedem Marktteilnehmer, der Endkunden mit Energie beliefern möchte, ist vom Netzbetreiber ein diskriminierungsfreier Netzzugang⁸ zu gewähren. Die entstehende Netznutzung ist transparent in Rechnung zu stellen. /ENWG01 13/

6 Übertragungsnetzbetreiber in Bayern: Tennet TSO GmbH (in Nord-, Ost- und Südbayern) und Amprion GmbH (in Bayerisch-Schwaben)

7 Gasfernleitungsnetzbetreiber in Bayern: Bayernets GmbH, Open Grid Europe GmbH (OGE)

8 Diskriminierungsfreier Netzbetrieb bedeutet, dass aus der Nutzung des Netzes keinem Marktteilnehmer ein Vor- oder Nachteil entstehen darf.

Anreizregulierung erzeugt mehr Effizienzdruck

Bis zum Jahr 2008 haben hierzu die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden auf Basis der anfallenden Betriebsführungskosten entsprechende Netzentgelte genehmigt. Diese durfte der Netzbetreiber von den Energielieferanten einfordern. Um nach dem Vorbild eines freien Marktes auch in den Energienetzen einen Effizienzdruck zu erzeugen, wurde ab 2009 deutschlandweit diese Vorgehensweise durch die Einführung eines Anreizregulierungssystems ersetzt. Hierbei werden den Netzbetreibern auf Basis ihrer Netzkosten und eines branchenweiten Effizienzvergleiches Erlösobergrenzen vorgegeben. Die vorhandenen Ineffizienzen müssen innerhalb der ersten zwei Regulierungsperioden, jeweils fünf Jahre, von den Netzbetreibern abgebaut werden. Darüber hinaus haben die Unternehmen den Anreiz, die anfallenden Netzkosten unterhalb der behördlich genehmigten Erlösobergrenzen zu halten, da die entstehende Differenz als zusätzlicher Gewinn bei ihnen verbleibt. Dieses regulatorische Einwirken soll zu einem kontinuierlichen Sinken der Netzentgelte führen, die aktuell etwa 20-25 % des Strom- und Gaspreises beim Haushaltskunden ausmachen. /BRD01 09/

4.3 Netzmanagement

Die Netzbetreiber haben die Aufgabe, den Netzbetrieb zu jeder Zeit sicherzustellen. Um dies zu gewährleisten, haben sie verschiedene Instrumente, um die Stabilität im Netz aufrechtzuerhalten. Dabei nutzen sie, zumal in Bayern, bereits innovative Techniken, deren Potenzial jedoch noch nicht ausgeschöpft ist.

4.3.1 Betrieb der Stromnetze

Die Stromnetzbetreiber sind dafür zuständig, eine stabile und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Mittels eines funktionierenden Netzmanagements wird dafür gesorgt, dass die erforderlichen technischen Sollwerte eingehalten werden.

Grundsätzlich muss bei der Stromübertragung eine möglichst perfekt sinusförmig verlaufende Spannung mit konstanter Frequenz gehalten werden. Die Netzfrequenz wird im normalen Betrieb auf 50,0 (+/-0,2) Hz geregelt. Für die Versorgungsspannung ist eine Bandbreite von +/- 10 % der Bezugsspannung (z. B. 230 Volt) einzuhalten, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

In der Praxis kommt es im Spannungs- wie im Frequenzverlauf allerdings regelmäßig zu Abweichungen, denen kontinuierlich entgegengesteuert werden muss. Der Grund dafür ist, dass die eingestellte Frequenz und die Versorgungsspannung immer ein Resultat aus dem Zusammenwirken aller Netzkomponenten darstellen. Dementsprechend kann es bei jeder kleinen Veränderung im System schnell zu Abweichungen kommen. /FFE29 12/

Störungen im Netzbetrieb behebt der Netzbetreiber so schnell wie möglich

Die genannten Parameter können im Netzbetrieb durch verschiedenste Störungen beeinflusst werden. Der Netzbetreiber muss diese Störungen so schnell wie möglich beheben, um den Netzbetrieb und damit die Energieversorgung sicherzustellen. Störungen im Stromnetz können beispielsweise durch den Ausfall eines Betriebsmittels⁹ ausgelöst werden. Außerdem können Umwelteinflüsse wie Blitzeinschläge oder schädliche Einwirkungen von Mensch und Tier auftreten. Kleinere Störungen (Kurzunterbrechungen) können meist durch automatische Wiedereinschaltungen behoben werden. Eine Großstörung kann auftreten, wenn beispielsweise die Nennfrequenz von 50 Hz deutlich unterschritten wird. Für einen sicheren Versorgungswiederaufbau sind dann die Inselbetriebsfähigkeit¹⁰ des Netzes und die Schwarzstartfähigkeit¹¹ der Erzeugungsanlagen nötig. /EEN02 11/, /FFE29 12/, /LUH01 05/, /VDN03 07/

Ein Maß für die Versorgungsqualität im Stromnetz ist der SAIDI-Wert („System Average Interruption Duration Index“), der die jährlich aufsummierte Unterbrechungsdauer je Stromabnehmer in Minuten, also die Nichtverfügbarkeit, angibt¹². Im europäischen Vergleich rangiert Deutschland hier mit einem SAIDI-Wert von rund 15 Minuten auf Platz 2 hinter der Schweiz (Stand: 2011) und weist damit eine hervorragende Verfügbarkeit auf. Ganz anders sieht es beispielsweise in der Slowakei oder Rumänien aus, wo die SAIDI-Werte rund 400 Minuten betragen. Bayern wies im Jahr 2011 einen SAIDI-Wert von sogar nur 13,59 Minuten auf. /CEER01 12/, /FFE29 12/, /STMWIVT03 12/ Im BIHK-Leitfaden „Energiewende im Strommarkt: Chancen nutzen – Risiken vermeiden“ finden sich vertiefende Informationen zum Thema Versorgungsqualität im Stromnetz. /FFE29 12/.

9 Betriebsmittel sind verschiedene Netzkomponenten, wie z. B. Leitungen oder Transformatoren.

10 Netzinselbetrieb ist der Betrieb von Teilnetzen, die jeweils von mindestens einer Erzeugungseinheit gespeist werden.

11 Schwarzstartfähige Anlagen sind in der Lage bei Trennung vom Netz autark mit netzunabhängigen Mitteln zu starten und Energie zu erzeugen.

12 Unterbrechungen unter drei Minuten sind nicht berichtspflichtig und daher nicht berücksichtigt.

Lastflussprognose

Durch die vermehrte Einbindung von erneuerbaren Energien, die mit hohen Schwankungen in das Stromnetz eingespeist werden, treten neue Herausforderungen für das Netzmanagement auf.

Um kritischen Situationen und anderen Netzstörungen möglichst früh entgegenzuwirken, wird eine sogenannte Lastflussprognose erstellt. Diese wird z. B. für den jeweiligen Folgetag durchgeführt. Dabei handelt es sich um eine hoch komplexe Analyse, die eine Vorausschau auf mögliche Problemstellen im Netz ermöglicht. Somit kann sie dabei helfen, den optimalen Betriebszustand zu finden. Bei der Lastflussprognose wird der zu erwartende Zustand der Netzgrößen berechnet. Für diese Berechnung werden plausible Annahmen zu den Erzeugungsleistungen sowie zu den Verbraucherlasten bzw. -spannungen getroffen. Daraus wird die Leistungsverteilung an allen Netzknoten sowie die Spannungsverteilung im Netz ermittelt. In Abhängigkeit von Erzeugerleistung und Verbraucherlast können so die Leitungsbelastungen simuliert werden. /EEN01 11/ Wenn der Netzbetreiber Netzüberlastungen identifiziert, kann er mittels Redispatch und Einspeisemanagement einen sicheren Netzbetrieb wiederherstellen.

Behebung von Netzengpässen durch Redispatch und Einspeisemanagement

Um die Systemstabilität zu gewährleisten, müssen Übertragungsnetzbetreiber Einfluss auf die Stromerzeugung nehmen können. Das sogenannte Redispatch dient dazu, in die rein marktbasierende Planung der Erzeugung eingreifen zu können. Prinzipiell kann jeder Marktteilnehmer unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation mit jedem anderen Händler ein Stromhandelsgeschäft abschließen – beim Börsenhandel wird praktisch so verfahren, als sei Deutschland eine Kupferplatte. Durch diese Handlungsfreiheit wird einerseits ein möglichst günstiger Stromgroßhandelspreis für die Stromverbraucher erzielt. Andererseits können in der Lastflussprognose netzkritische Situationen entstehen, die die Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Diese treten etwa dann auf, wenn in einem Gebiet mehr Erzeugung geplant und prognostiziert wird als tatsächlich verbraucht und über die Stromnetze transportiert werden kann. Durch das Redispatch werden nun Erzeugungsanlagen in dem kritischen Zeitfenster auf der einen Seite des Netzengpasses herunter- und auf der anderen Seite hochgefahren (vgl. Abbildung 4-2, links). Der Eingriff kann sowohl zur Vorbeugung als auch zur Behebung von Leistungsüberlastungen erfolgen.

Mechanismen zur Vermeidung von Netzengpässen

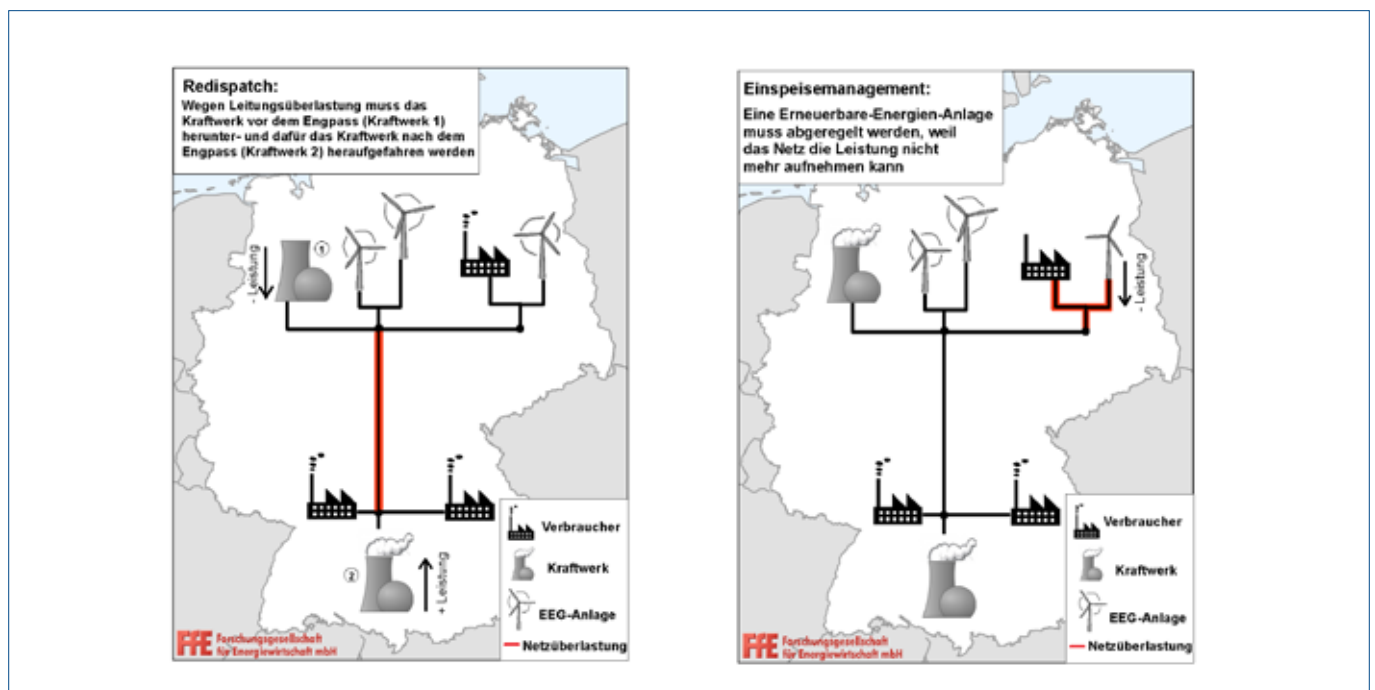


Abbildung 4-2: Redispatch (links) und Einspeisemanagement (rechts), FFE

Durch die teilweise Abschaltung der Kernkraftwerke und dem Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland das Volumen der Wirkleistungsanpassungen¹³ durch Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber von 2,0 TWh im Jahr 2010 auf 3,9 TWh im Jahr 2011 fast verdoppelt. Für diese Art des Netzeingriffes wurden zwischen den Netzbetreibern und den einzelnen Anlagenbetreibern bisher bilaterale Vereinbarungen abgeschlossen, die nicht einheitlich ausgestaltet waren. Nach einem Beschluss der Bundesnetzagentur sollen diese Vereinbarungen jetzt standardisiert und die Teilnahme größerer Anlagen¹⁴ verpflichtend werden. /BNETZA06 13/, /BNETZA05 12/, /BNETZA07 12/, /BNETZA18 11/

Ebenfalls problematisch sind regionale Kapazitätsprobleme im Netz, die nicht durch das Auf- und Abregeln von konventionellen Erzeugungsanlagen behoben werden können. In diesem Fall greift das „Einspeisemanagement“. Darunter ist eine temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der Erneuerbaren Energien sowie von KWK- und Grubengasanlagen zu verstehen. Diese Reduktion wird in §11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geregelt und darf nur unter bestimmten Voraussetzungen durchgeführt werden (vgl. Abbildung 4-2, rechts). Die von den Maßnahmen betroffenen EEG-Anlagenbetreiber werden für die finanziellen Einbußen entschädigt. Die Netzbetreiber müssen dem Anlagenbetreiber 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen und abzüglich der ersparten Aufwendungen erstatten¹⁵. Der Netzbetreiber berücksichtigt diese entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte. /BNETZA10 13/, /EEG01 12/, /VDN03 07/

4.3.2 Betrieb der Gasnetze

Die Gasnetzbetreiber sind für die Versorgungszuverlässigkeit und -qualität der Erdgasversorgung verantwortlich. Um diese zu gewährleisten, haben die Gasnetzbetreiber sogenannte Lastverteilzentralen (LVZ) eingerichtet, um den Erdgastransport zu steuern. Hier werden die herrschenden Drücke der Leitungen kontrolliert, Verdichter an- und abgestellt und Absperreinrichtungen¹⁶ gesteuert. Außerdem werden die Regelanlagen und Leitungen fernüberwacht und Störungsmeldungen aufgenommen und an den Bereitschaftsdienst weitergegeben (vgl. Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4). /GNB01 13/, /KÄST01 11/



Abbildung 4-3: Live-Überwachung der Kraftwerke und der Netze bei den Stadtwerken München, Gasdruckregelanlage Hebertshausen der Stadtwerke München, /SWM-03 13/

Bestimmte Parameter müssen kontinuierlich kontrolliert werden. Die Wichtigsten sind der Druck und die Fließgeschwindigkeit des Erdgases. Je nach Druckniveau muss der Druck bei < 0,1 bar (Niederdruck), 0,1 bis 1 bar (Mitteldruck) oder > 1 bar (Hochdruck)

13 Die Wirkleistung ist die tatsächlich dem Verbraucher zugeführte, umgewandelte Energie (ohne Blindleistung).

14 Größere Anlagen sind in diesem Fall alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Leistung größer oder gleich 50 MW.

15 Sobald die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen eines Jahres überschreiten, müssen die betroffenen Anlagenbetreiber zu 100 % entschädigt werden.

16 Der Begriff „Absperreinrichtung“ dient als Sammelbegriff für Kugelhähne, Schieber und Ventile.



liegen. Die Fließgeschwindigkeit des Erdgases sollte 10 m/s nicht überschreiten, unter anderem um schädliche Turbulenzen in den Leitungen zu vermeiden.

Auch die Erdgasqualität muss geprüft werden. Unabhängig von der Herkunft des Erdgases muss das Qualitätsniveau in etwa gleich sein. Daher wird das Gas zunächst aufbereitet und erst dann ins Netz eingespeist.

Die Erdgasverdichterstation sichert die Qualität des Gases



Abbildung 4-4: Komponenten einer Erdgasverdichterstation, /GCA01 11/

Gaskapazitäten und Unterbrechbarkeit

Um die von den Verbrauchern benötigten Gasmengen im Netz zu koordinieren, wird grundsätzlich folgendes Vorgehen angewandt: Die Verteilnetzbetreiber (VNB), die das Gas an die Verbraucher liefern, berechnen einmal jährlich die benötigte Gaskapazität für das kommende Jahr. Diese Berechnung basiert auf der Analyse vergangener Jahre sowie auf Erfahrungswerten. Natürlich bestehen dabei gewisse Unsicherheiten, da zur Prognose nur bestimmte Standardbedingungen angenommen werden können. Beispielsweise wird für die Wintermonate eine Durchschnittstemperatur angenommen, auf Basis derer dann der Heizwärmebedarf der Endkunden festgelegt werden kann.

Die prognostizierte Kapazität meldet der VNB an den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber. Der Gasfernleitungsnetzbetreiber (FNB) sammelt schließlich alle Meldungen der nachgelagerten VNB in seinem Netzgebiet und berechnet so seine Netzauslastung. In manchen Fällen kann der FNB seinem nachgelagerten VNB die angemeldete Kapazität nicht vollständig garantieren. So kommt es vor, dass ein VNB beispielsweise nur 90 % seiner benötigten Kapazität vom FNB zugesichert bekommt; die verbleibenden 10 % werden auf „unterbrechbarer“ Basis zugesichert. Im Fall eines Netzengpasses wird dieser unterbrechbare Anteil der Kapazität nicht oder nur teilweise an den VNB geliefert. In einem solchen Fall muss der VNB zwar seine Endkunden weiter versorgen, er bekommt aber nicht ausreichend unterbrechungsfreie, „feste“ Kapazitäten vom FNB zugesichert.

„Schützenswerte“ Kunden müssen immer mit Gas versorgt werden

Bestimmte schützenswerte Kunden dürfen generell nicht von Gasunterbrechungen betroffen sein. Der VNB muss die Belieferung dieser Kunden sicherstellen. Zu dieser Gruppe gehören u. a. Haushaltskunden und gasbetriebene Wärmekraftwerke, die Haushaltskunden mit Fernwärme beliefern. Dennoch versucht der VNB, Voraussetzungen dafür zu schaffen, kurzfristig Kunden abschalten zu können, um die restlichen Kunden weiterhin sicher versorgen zu können. Grundsätzlich ist es daher nicht unüblich, mit Industriekunden unterbrechbare Gasverträge abzuschließen. Ähnlich dem Verhältnis zwischen VNB und FNB kann zwischen VNB und einem Endkunden ein gewisser Prozentsatz auf unterbrechbarer Basis vertraglich vereinbart werden. Bis vor rund fünf Jahren wurde diese Option i.d.R. von großen Industrie- oder Gewerbebetrieben genutzt, die als Gegenleistung vom Energieversorger¹⁷ eine Entschädigungszahlung erhielten. Im Zuge der Liberalisierung hat diese Möglichkeit in Bayern sukzessive an Bedeutung verloren, insbesondere da der finanzielle Anreiz mittlerweile sehr gering ist¹⁸. Das Instrument eines unterbrechbaren Vertrags wird damit für Industriekunden zunehmend unattraktiv. /ENWG01 13/, /EU02 10/

Engpässe werden von der Industrie aufgefangen

Im Falle eines Versorgungsengpasses wird der Netzbetreiber zur Sicherstellung der Systemstabilität und der Belieferung der schützenswerten Kunden zunächst vorhandene, unterbrechbare Netzanschlussverträge nutzen. Reicht dies nicht aus, hat der VNB das Recht, auch Kunden mit unterbrechungsfreien Verträgen nicht mehr zu beliefern, um die Systemstabilität aufrecht zu erhalten. Zu diesen Kunden können beispielsweise größere Industrie- und Gewerbebetriebe zählen. Eine solche Situation trat im Februar 2012 in Bayern ein. /GNB01 13/

¹⁷ Damals war die Trennung zwischen Vertrieb und Netzbetreiber noch nicht vollzogen, daher handelte es sich noch um ein integriertes Unternehmen eines Energieversorgers, der gleichzeitig als Netzbetreiber fungierte.

¹⁸ Während in der Vergangenheit eine Entschädigungszahlung von 8-10 €/kW üblich war, ist dieser Betrag heute gesetzlich auf ca. 10 Prozent dieses Wertes gedeckelt.



5. Veränderungen durch die Energiewende

Wie das vorangehende Kapitel zeigt, ist der Betrieb der bayerischen Energienetze ein komplexes Zusammenspiel unterschiedlicher Akteure und Technologien, ein fein austariertes System, dessen Stabilität von zahlreichen Faktoren abhängt. Diese Stabilität wird nun durch die Energiewende auf eine harte Probe gestellt. Das Zusammenspiel unterliegt neuen, komplizierteren Regeln.

Die Energiewende in Deutschland ist beschlossen. Doch wie wirkt sie sich genau auf die bayerische Energieinfrastruktur aus? Um diese Frage zu klären, wird an dieser Stelle ein Blick auf die aktuellen Entwicklungen geworfen: Die massiven Auswirkungen auf die Stromnetze und Herausforderungen beim Ausbau der Gasnetze.

5.1 Auswirkungen auf die Stromerzeugungsstruktur

Die Kernenergie nimmt in Süddeutschland bei der Erzeugung elektrischer Energie immer noch eine bedeutende Rolle ein. Mit dem endgültigen Kernenergieausstieg bis 2022 und dem stetig wachsenden Zubau an erneuerbaren Energien, steht Bayern deshalb vor großen Herausforderungen.

Alle Kernkraftwerke werden bis 2022 abgeschaltet

Im Jahr 2011 ging im Zuge des Kernkraftwerksmoratoriums das bayerische Kernkraftwerk Isar 1 endgültig vom Netz. Bis 2022 werden auch die restlichen Kernkraftwerke in Bayern stillgelegt (siehe Abbildung 5-1). Im Zeitraum von 2013 bis 2022 verliert Bayern somit rund 23 % seiner heutigen Erzeugungskapazitäten und 46 % seiner grundlastfähigen¹⁹ installierten Leistung. /ATG01 59/, /BNETZA04 13/, /STMWIVT03 12/

Im Jahre 2022 geht das letzte bayerische Kernkraftwerk vom Netz, damit verliert Bayern 46 % seiner grundlastfähig installierten Leistung

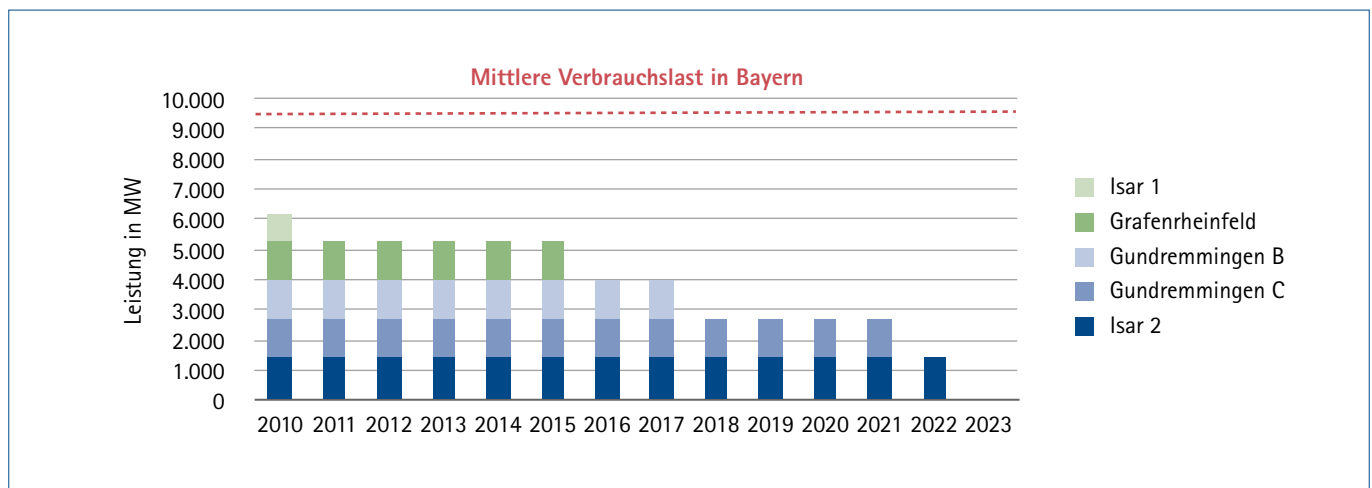


Abbildung 5-1: Zukünftige Entwicklung der installierten Leistung der Kernenergie in Bayern, eigene Darstellung nach /BFS-01 12/, /BNETZA04 13/ und /VBEW02 12/

Der Rückbau der konventionellen und nuklearen Erzeugung wird teilweise durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeglichen. Allerdings können die meisten erneuerbaren Anlagen nicht unabhängig von der Tages- und Jahreszeit Strom oder Wärme erzeugen.

¹⁹ Grundlastfähige (oder „dargebotsunabhängige“) Erzeugungsanlagen sind in der Lage unabhängig von Randbedingungen, wie z. B. der Wetterlage, jederzeit mit ihrer Nennleistung elektrische Energie zu erzeugen. Dazu gehören z. B. Gas-, Kohle-, oder Kernkraftwerke aber auch Biogasanlagen, nicht dazu gehören beispielsweise Windkraft- oder Photovoltaikanlagen.

Erneuerbare Energien werden rasant ausgebaut

In Bayern waren zum 1. September 2013 knapp 13 GW an EEG-vergüteter Leistung installiert (vgl. Abbildung 5-2). Den mit Abstand größten Anteil daran hat die Photovoltaik mit über 10 GW. Nicht berücksichtigt sind in dieser Aufstellung Anlagen, die nicht nach dem EEG vergütet werden, der größte Teil davon Wasserkraftanlagen.

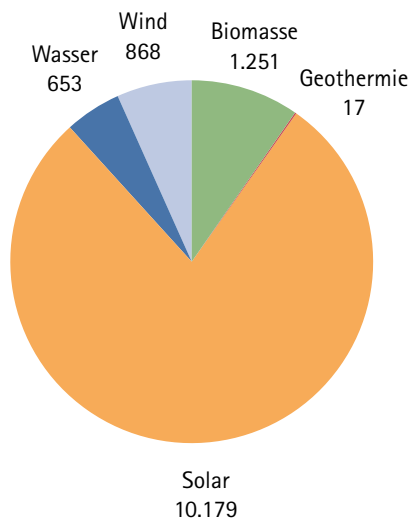


Abbildung 5-2: Installierte Leistung (in MW) der EEG-Anlagen zum 01.09.2013 in Bayern, FfE, Daten der Netzbetreiber

Nach Planungen der bayerischen Staatsregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von mehr als 30 % im Jahr 2011 bis 2021 auf rund 50 % steigen. Bayern liegt damit deutlich über dem deutschlandweiten Durchschnitt von knapp 23 % im Jahr 2012 und einem Ausbauziel von nur 35 % für das Jahr 2020. Für die Erreichung dieser Ziele sollen in Bayern vor allem Photovoltaik und Windkraft stark ausgebaut werden. In den Bereichen Biomasse, Wasserkraft und Geothermie werden geringere Ausbauziele vorgegeben (siehe Abbildung 5-3). /BMU11 12/, /STMWIVT03 12/

Vor allem Windkraft und Photovoltaik werden stark ausgebaut

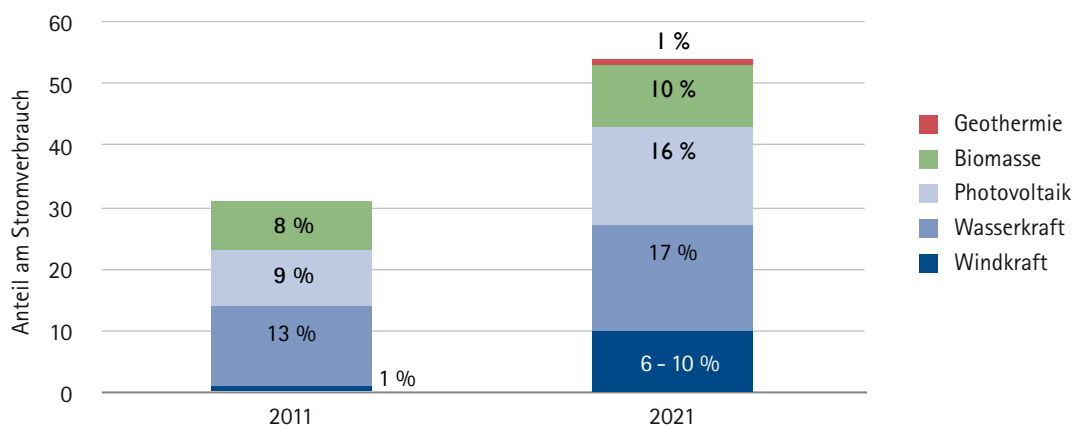


Abbildung 5-3: Aktuelle Erzeugung und Ausbauziele der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch nach dem bayerischen Energiekonzept, eigene Darstellung nach /BSW06 12/ und /STMWIVT03 12/

Die schwierigste Aufgabe wird der Ausbau der Windkraft sein. Die meisten Windkraftanlagen entstehen derzeit in den windreichen Gebieten Norddeutschlands. Das Bundesland Bayern hat im innerdeutschen Vergleich momentan nur einen Anteil von knapp 2,8 % an der installierten Leistung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Windkraftanlagen (Stand 2012). /WIND01 13/ Im Bayerischen Energiekonzept ist jedoch geplant, bis 2021 insgesamt 1.000 bis 1.500 Windkraftanlagen zu errichten, die rund 6 – 10 % des Strombedarfs decken sollen. /STMWIVT03 12/

Photovoltaik wird in Bayern besonders stark ausgebaut

Da die Photovoltaik in Bayern besonders stark ausgebaut wird, wird hier das Verhältnis der PV-Einspeiseleistung zur Verbraucherlast²⁰ für die Jahre 2011 und 2030 dargestellt (vgl. Abbildung 5-4). Insbesondere in ländlichen Gebieten wird der weiterhin starke Ausbau der Photovoltaik das Verteilnetz vor große Herausforderungen stellen. In Zeiten hoher Stromeinspeisung aus Photovoltaik-Anlagen auf der NS-Ebene übersteigt die Erzeugung die lokale Stromnachfrage. Dies führt dazu, dass der überschüssige Strom in die übergelagerte Netzebene zurückgespeist werden muss. Dadurch kann es zu Stabilitätsproblemen im Verteilnetz kommen, wenn die Netzbetreiber nicht entsprechende Anpassungen vornehmen. Das gleiche Problem kann auch zwischen MS und HS auftreten, wobei hier in erster Linie Windkraftanlagen als Stromeinspeiser in die Mittelspannungsebene die Ursache darstellen. /DENA07 12/

Die hohe Stromeinspeisung der Photovoltaik kann zu Stabilitätsproblemen im Verteilnetz führen

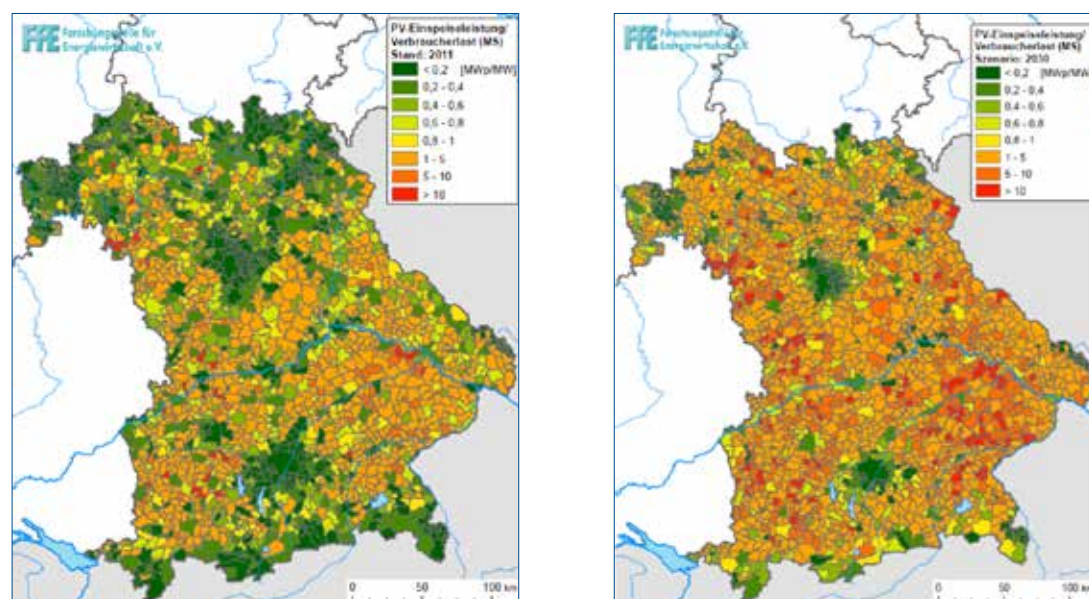


Abbildung 5-4: PV-Einspeiseleistung in Bayern 2011 und 2030, FfE

Verändertes Anforderungsprofil für konventionelle Kraftwerke

Der Stromverbrauch und die Stromerzeugung in Deutschland und Bayern für das Jahr 2023, aufgeteilt nach Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und erneuerbaren Energien sowie dem verbleibenden Stromverbrauch (Residuallast), sind in Abbildung 5-5 dargestellt. Eine Lastüberdeckung – dies entspricht einer negativen Residuallast – ist rot dargestellt und bedeutet, dass mehr Strom aus KWK und erneuerbaren Energien erzeugt wird, als verbraucht werden kann. Der Vergleich zeigt, dass Lastüberdeckungen in Gesamt-Deutschland laut der Prognose weit weniger häufig auftreten werden als in Bayern. Dennoch treten auch dort zukünftig häufig Situationen ein, in denen der überwiegende Teil des Stromverbrauchs nicht aus KWK und erneuerbaren Energien gedeckt werden kann.

20 Die PV-Einspeiseleistung beschreibt die momentane Erzeugungsleistung der PV-Anlagen, die Verbraucherlast beschreibt die momentane Leistungsaufnahme der Verbraucher.

Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

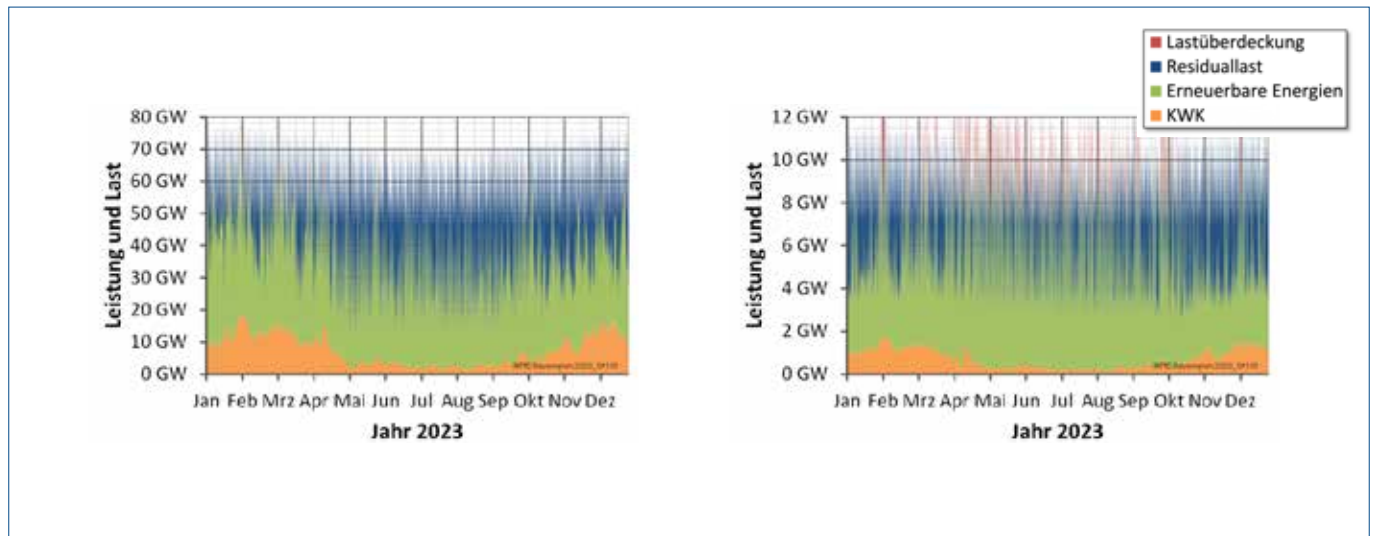


Abbildung 5-5: Lastüberdeckung für Deutschland (links) und Bayern (rechts), Szenario 2023²¹, /FFE26 12/

Aufgrund der hohen Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern haben die Netzbetreiber neue Herausforderungen zu bewältigen, um die Versorgungszuverlässigkeit und -qualität zu sichern. Die Betrachtung der Verbräuche je einer Woche im Februar und Juli in Bayern für das Jahr 2023 macht dies deutlich (vgl. Abbildung 5-6). An manchen Tagen wird mehr erneuerbarer Strom produziert als verbraucht wird (Lastüberdeckung), an anderen Tagen ist die erneuerbare Erzeugung nicht ausreichend und die verbleibende Residuallast muss mit konventionell erzeugtem Strom gedeckt werden. Die konventionelle Erzeugung muss dabei in kürzester Zeit die Leistung erhöhen oder absenken. Zusätzlich zu den Leistungsschwankungen kommen noch Prognosefehler, für deren Ausgleich ebenfalls die Netzbetreiber Sorge zu tragen haben.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist abhängig von den Jahreszeiten

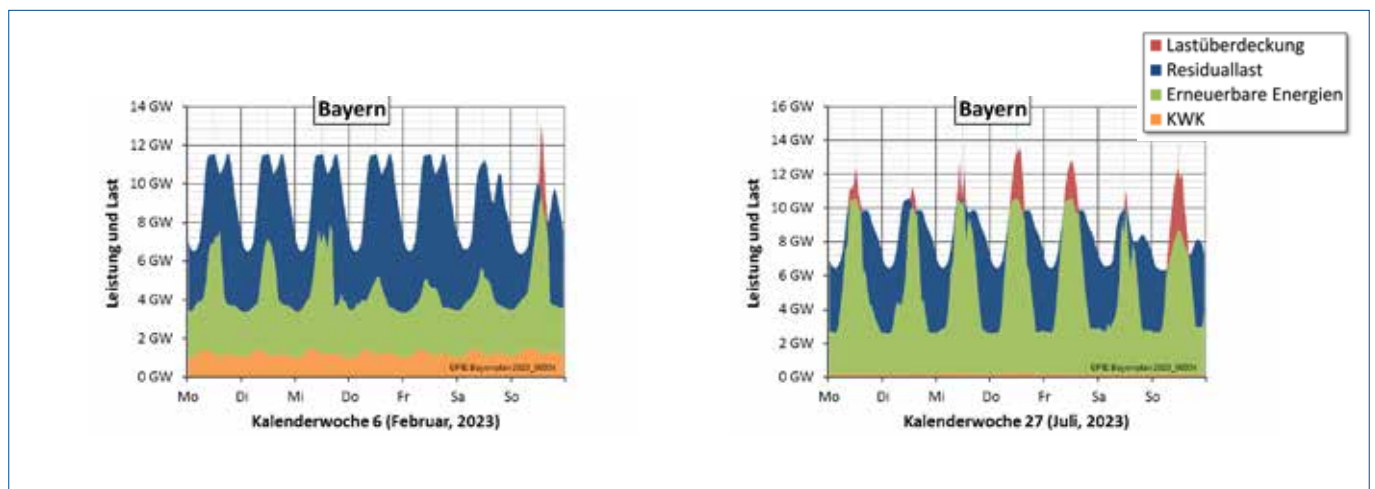


Abbildung 5-6: Lastüberdeckung je einer Woche im Februar und Juli für Bayern, Szenario 2023²¹, /FFE26 12/

²¹ Es wird angenommen dass Stromverbrauch und Jahreshöchstlast bis 2023 konstant bleiben. Der Ausbau der erneuerbaren Energien entspricht dem DLR-Leitszenario, /DLR-01 12/.

Gesicherte Leistung nimmt ab

Über das gesamte Gebiet Deutschlands betrachtet wird der Rückbau der Kernkraftwerke zum Teil durch den Zubau konventioneller Erzeugungskapazitäten ausgeglichen. Nach Auswertungen der Bundesnetzagentur sind zwischen 2013 und 2015 in Deutschland grundlastfähige Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 10 GW²² geplant. Demgegenüber steht ein Rückbau von 4,9 GW konventioneller und nuklearer Anlagen. In Bayern wird jedoch im selben Zeitraum mit keinen nennenswerten Neubauten gerechnet. Jedoch reduziert allein die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld die Erzeugungskapazität bis 2015 um 1,3 GW. Die Struktur der grundlastfähigen Erzeugungsanlagen verändert sich also in Bayern besonders stark. /BNETZA03 13/

Bisher liefern die nuklearen und konventionellen Kraftwerke in Bayern noch gesicherte Leistung, also unabhängig von Umwelteinflüssen, Tages- und Jahreszeiten. Gleichzeitig nimmt die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien stetig zu.

Konventionelle Kraftwerke können häufig nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden

Durch den Vorrang der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen werden die konventionellen Anlagen zunehmend verdrängt. Schon heute können konventionelle Kraftwerke häufig nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, da sie nur noch relativ wenige Stunden pro Jahr Strom erzeugen. Im derzeitigen Strommarkt wird nur der erzeugte Strom, nicht aber die Vorhaltung von sicherer Leistung vergütet. Dies ist auch ein Grund für die vorzeitige Stilllegung voll funktionsfähiger Kraftwerke in den nächsten Jahren, insbesondere in Süddeutschland. Durch den Anstieg „unsicherer“ erneuerbarer Einspeisung besteht jedoch ein enormer Bedarf an Spitzenlastkraftwerken mit hoher Verfügbarkeit, die einspringen müssen, sobald die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen zu gering wird.

Das Spannungsfeld zwischen wirtschaftlichem Kraftwerksbetrieb und Versorgungssicherheit zeigt das Beispiel des Kraftwerkes Irsching nahe Ingolstadt. Dessen Betreiber hatten Anfang 2013 angekündigt, die hochmodernen Gas- und-Dampf (GuD)-Kraftwerksblöcke 4 und 5 vom Netz zu nehmen. Dies hätte nach Aussage des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Tennet die Versorgungssicherheit im Netzgebiet erheblich gefährdet. Nach einer Intervention von Tennet konnte die Abschaltung abgewendet werden. Es wurde ein Vertrag mit den Kraftwerksbetreibern geschlossen, die Kraftwerksblöcke in Zukunft unter der Regie von Tennet gegen entsprechende Zahlungen weiter zu betreiben. /BNETZA05 13/, /TNT01 13/, /EON07 13/, /EEG03 11/

Steigender Bedarf für Reservekraftwerke

Neben den im Betrieb befindlichen konventionellen und nuklearen Kraftwerken sowie der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien gibt es die sogenannten Reservekraftwerke sowie die Kaltreserve. Die Reservekraftwerke werden nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben. Die Kaltreserve umfasst alle Kraftwerke, die vorübergehend still gelegt sind und innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden können. /BMWI06 13/, /BNETZA06 13/

Übertragungsnetzbetreiber haben im liberalisierten Markt rechtlich gesehen keinen Einfluss auf die Erzeugungssituation. Im Fall von Engpasssituationen, die vor allem im Winter auftreten, können sie sich aber die Leistung von nicht produzierenden Kraftwerken als Reservekraftwerke sichern. Die Kosten dafür werden über die Netzentgelte an den Endkunden weitergegeben. Die Kaltreserve²³ der vier Übertragungsnetzbetreiber stieg von 1.295 MW im Winter 2011/12 auf 2.561 MW im Winter 2012/13. /BNETZA04 12/ Auf den Übertragungsnetzbetreiber Tennet, der sich aufgrund der angespannten Netzsituation vor allem in Süddeutschland und Österreich Reservekraftwerke sichert, entfallen allein 1.974 MW.

Der steigende Bedarf an Reservekraftwerken zeigt, dass Engpasssituationen im Netz wahrscheinlicher werden, die ein Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber nötig machen. Das Vorgehen im Fall einer Sicherung von Reservekraftwerksleistung wird durch die 2013 verabschiedete Reservekraftwerksverordnung (ResKV) gesetzlich geregelt. /BMWI06 13/, /BNETZA04 13/, /BNETZA05 12/, /TNT01 12/

²² Es ist zu berücksichtigen, dass manche dieser Anlagen möglicherweise doch nicht gebaut werden oder aus anderen Gründen nicht in Betrieb gehen.

²³ Die Kaltreserve kann sich ein Netzbetreiber von Reservekraftwerken zusichern lassen, um in Engpass-Situationen ausreichend Leistung für seine Kunden zur Verfügung stellen zu können.



Konventionelle Kraftwerke stützen das Netz durch Bereitstellung von Blindleistung

Die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes wird u. a. durch die Blindleistungseinspeisung aus konventionellen Kraftwerken sichergestellt. Durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden die konventionellen Kraftwerke aus dem Markt gedrängt und können diese netzstützende Aufgabe nicht mehr wahrnehmen. Die Blindleistungsbereitstellung durch erneuerbare Energieerzeuger ist nur begrenzt möglich. Diese Dienstleistung stand bisher nicht im Fokus der Entwicklung. Durch Umprogrammierung der Frequenzumrichter bzw. kleinen Designänderungen an der Elektronik können auch regenerative Energieerzeuger Blindleistung bereitstellen. Für die Blindleistungsregelung in einem Energieversorgungssystem mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien kann die Installation von Synchrongeneratoren im Netz notwendig werden. Diese können ohne Erzeugung von Wirkleistung im so genannten Phasenschieberbetrieb Blindleistung zur Verfügung stellen und so zur Spannungshaltung beitragen. Bei Industriebetrieben und bei sehr langen Übertragungsleitungen werden sie bereits eingesetzt. /FGH01 12/, /HSA02 10/

5.2 Herausforderungen für die Erdgasversorgung

Nicht nur die Stromnetzbetreiber stehen vor neuen Herausforderungen, auch die Betreiber der Gasnetze geraten zunehmend unter Handlungsdruck.

Der Versorgungsengpass im Februar 2012 mit der Abschaltung von Erdgaskunden hat gezeigt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bereits an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen. In Gesprächen mit den Verteilnetzbetreibern hat sich gezeigt, dass diese für Bayern in der nächsten Dekade mit einem weiteren Anstieg des Erdgasverbrauchs rechnen. Dies liegt zum einen an der wachsenden bayerischen Industrie und dem zunehmenden Einsatz von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen in den Betrieben. Zum anderen spielt auch der Bevölkerungszuwachs eine Rolle, den die meisten andere Bundesländer nicht aufweisen. Hinzu kommt ein vor allem preisgetriebener Trend: weg vom Heizöl, hin zur Gasversorgung. Zwar wird der Gasverbrauch einzelner Kunden, vor allem aufgrund von Einsparungen durch Gebäudesanierung, deutlich abnehmen. Dieser Effekt wird jedoch voraussichtlich durch den Anschluss neuer Kunden größtenteils kompensiert.

Neue Gaskraftwerke gleichen die Schwankungen der erneuerbaren Energien aus

Einen erheblichen Anstieg der zu deckenden Spitzenlast bei der Erdgasversorgung könnte sich aus der Umsetzung des bayerischen Energiekonzeptes ergeben. Für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung sind insbesondere Gaskraftwerke gut geeignet, da diese sehr kurzfristig zu- und abgeschaltet werden können. Laut Fortschrittbericht 2012 des Bayerischen Wirtschaftsministeriums sollen 4 bis 5 GW Ersatzkapazität für den Wegfall der Kernkraftwerke vorrangig mittels Gaskraftwerken gedeckt werden. /STMWIVT03 12/ Dass bei einer Realisierung dieser Pläne die erheblichen zusätzlichen Gaskapazitäten ebenfalls bei der Planung der Gasfernleitungsnetzbetreiber rechtzeitig berücksichtigt werden müssen, soll die folgende vereinfachende Abschätzung verdeutlichen. Bei einem Wirkungsgrad von 40 % der neuen Gaskraftwerke müssen für die 4 GW elektrische Leistung etwa 10 GW Erdgas bereitgestellt werden. Dieser Bedarf ist im Vergleich zum aktuellen Verbrauch erheblich: geht man davon aus, dass der Erdgasverbrauch von ganz Bayern etwa der saisonalen Verbrauchscharakteristik von Energienetze Bayern entspricht (vgl. Abbildung 2-3) entspricht die maximale Verbraucherlast etwa 33 GW.

Biogas- und Wasserstoffeinspeisung

Im Jahr 2012 waren fast 2.300 Biogasanlagen in Bayern registriert, die insgesamt eine installierte Leistung von über 700 MWe²⁴ (in ganz Deutschland: ~3.200 MWe) aufweisen. /FBI0G01 13/ Die Biogasanlagen werden aktuell größtenteils zur Stromerzeugung direkt am Entstehungsort genutzt. Während der Strom in das Stromnetz eingespeist und nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet wird, wird die entstehende Wärme v.a. bei älteren Anlagen in der Regel nicht genutzt. Erst die neueren Anlagen müssen eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)²⁵ aufweisen, um die entsprechende EEG-Vergütung zu erhalten. /EEG02 11/ Derzeit speisen in Bayern 19 Anlagen ihr Biomethan direkt in das bayerische Erdgasnetz ein; dies entspricht jedoch nur 0,08 % (Stand 2011) an der Nettowärmeerzeugung durch Gase. /BLSD02 13/, /DENA01 13/

Um in das Erdgasnetz einspeisen zu können, muss das Biogas gereinigt, auf eine höhere Qualitätsstufe aufbereitet und im Druckniveau angepasst werden. So muss u. a. eine Entschwefelung, Trocknung und CO₂-Abscheidung erfolgen, um Erdgasqualität zu erreichen. Das so gewonnene Biomethan kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dies macht hohe Investitionen in entsprechende Anlagentechnik notwendig und führt zusätzlich zu laufenden Energiekosten für die Aufbereitung. Hinzu kommt, dass die Anlagen häufig in ländlichen Regionen stehen, wo ein Anschluss an das Erdgasnetz nur mit der Verlegung neuer Gasleitungen über weite Strecken möglich ist. /DENA01 13/, /FNR01 10/

Falls die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz zukünftig große Mengen erreichen wird, kann dies unter Umständen zu Problemen im Gasnetz führen. Grund dafür sind die verschiedenen Netzebenen auf Hoch, Mittel und Niederdruckniveau. So wie eine PV-Anlage im Stromnetz auf Niederspannungsebene einspeist, speist eine Biogasanlage i. d. R. in das Gasverteilnetz (mit niedrigem Druck) ein. In Gebieten mit geringerem Erdgasabsatz kann dies zum Problem werden, wenn zusätzlich noch ein geringer Gasbedarf herrscht. In solchen Situationen kann die benötigte Aufnahmekapazität des Erdgasverteilnetzes zu niedrig sein, um die einzuspeisende Menge der Biogasanlage vollständig aufnehmen zu können. Der Netzbetreiber muss dann das überschüssige Gas verdichten und in die nächsthöhere Netzebene zurückspeisen. Eine solche Rückspeisung „von unten nach oben“ in Netze mit höherem Druck ist technisch sehr aufwändig und verursacht hohe Kosten. /FNR01 10/, /GNB01 13/

Abgesehen von Biogas könnte zukünftig auch „Power-to-Gas“ eine Herausforderung für die Netze darstellen. Dabei wird Strom (aus erneuerbaren Energien) in Wasserstoff oder Methan umgewandelt und dann in das Erdgasnetz eingespeist. Die technischen Voraussetzungen für das Netz entsprechen dabei denen der Biomethaneinspeisung. Die größten Hindernisse dieser Technik sind derzeit noch die extrem hohen Kosten und die hohen Energieverluste bei den zahlreichen Umwandlungsstufen des Prozesses. /STMWIVT01 11/, /VBEW-02 12/

24 Angabe der elektrischen Leistung ohne Berücksichtigung der Biomethanverstromung

25 Kraft-Wärme-Kopplung: Gleichzeitige Gewinnung von Strom und nutzbarer Wärme



6. Ausbaubedarf der bayerischen Energienetze

Die Ausführungen zeigen deutlich, dass der zügige Ausbau der Netze in Bayern eine unverzichtbare Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung ohne Kernkraftwerke und für die wirtschaftliche Nutzung der erneuerbaren Energien ist. Nur so kann die Windenergie aus Norddeutschland im Süden zur Verfügung gestellt werden, nur so kann Bayerns Solarstrom bei Bedarf abfließen. Zur besonders großen Aufgabe wird die Bewältigung der Energiewende in Bayern durch die Abschaltung der Kernkraftwerke, deren Stromproduktion durch andere Quellen ersetzt werden muss.

Wenn in Bayern nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren und konventionellen Energien zur Verfügung steht, dann muss der Strom aus dem Norden bezogen werden. Dies geschieht entweder aus Regionen mit hoher Windkrafterzeugung oder, falls zu dieser Zeit zu wenig Windenergie eingespeist wird, aus konventionellen Kraftwerken. Da in Bayern ein großer Teil der zusätzlichen Stromerzeugung mittels Photovoltaik erfolgt, ergibt sich zudem die Herausforderung für die Netze, überschüssigen Strom aus den unteren Netzebenen zu den Verbrauchern zu transportieren.

Die erläuterten Entwicklungen und veränderten Rahmenbedingungen führen dazu, dass die bayerischen Energienetze aus- und umgebaut werden müssen. Nicht nur im Strom- und Gasnetz besteht dabei Handlungsbedarf. Der Ausbau der Wärmenetze findet ebenfalls bereits statt. Fernwärmeleitungen in den größeren Städten und der vermehrte Einsatz von KWK-Anlagen sorgen dabei für die größten Fortschritte. Durch den stetigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung gewinnen die Fernwärmenetze eine immer größere Bedeutung bei der Stabilisierung der Stromnetze. So werden bereits heute Systeme erprobt, die Fernwärme bei hoher regenerativer Erzeugung über elektrische Nachheizsysteme zu unterstützen.

DAS NOVA-PRINZIP: NETZE OPTIMIEREN – VERSTÄRKEN – AUSBAUEN

Grundsätzlich muss beim Umbau der Netze immer nach dem sogenannten NOVA-Prinzip vorgegangen werden. Das heißt, zunächst werden die Netze optimiert und verstärkt. Erst nach Ausschöpfung dieser beiden Möglichkeiten sollten die Netze ausgebaut werden.

Dies ist deshalb so wichtig, da der Netzausbau im Rahmen der Energiewende bezahlbar bleiben muss. Ein überdimensionierter Netzausbau sollte daher vermieden werden. Ergänzungen zum Netzausbau wie der verbesserte Einsatz von Netzmanagementinstrumenten oder eine Entwicklung hin zum „Intelligenten Netz“ (Smart Grid), müssen daher genutzt werden. In diesem Bereich muss auch die Forschung weiter voranschreiten, vor allem im Bereich der Energiespeicherung. Auf der anderen Seite soll auch weiterhin die sehr gute Versorgungssicherheit aufrecht erhalten werden. Dazu muss in Bayern vor allem der Wegfall der Kernkraftwerke bis 2022 kompensiert werden. Netzausbaumaßnahmen sind daher unumgänglich.

Nord vs. Süd – darum besteht Handlungsbedarf

Durch den Wegfall der Kernkraftwerke liegen die großen Verbrauchsschwerpunkte im Süden und die Erzeugungsanlagen im Norden weit auseinander. Das führt mittelfristig zu einem erhöhten Bedarf an Transportnetzen von Nord- nach Süddeutschland. Die wegfallende Erzeugungsleistung konventioneller und nuklearer Kraftwerke im Süden muss durch den aus Windkraft oder in Kohlekraftwerken erzeugten Strom aus dem Norden ausgeglichen werden.

Auch kurzfristig stellt der Ausbau der Windenergie die Stromnetze vor große Herausforderungen. Bereits jetzt entstehen bei hoher Einspeisung von Windenergie in die Nord-Süd- und Ost-West-Trassen Engpässe im Stromnetz. /BNETZA05 13/

Die Rückwirkungen auf das Stromnetz durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zeigt sich vor allem in einem Nord-Süd-Ungleichgewicht (vgl. Abbildung 6-1). In der linken Abbildung ist die installierte Leistung an Windkraftanlagen in Deutschland dargestellt. Das Nord-Süd-Gefälle wird auf den ersten Blick deutlich. Die rechte Abbildung zeigt beispielhaft ein Stromtransportmodell eines windreichen Tages. Die Stärke der Verbindungen zeigt das Volumen des Stromflusses an. Zudem ist markiert, an

welchen Knotenpunkten eine positive (+) oder negative (-) Saldolast herrscht, zwischen welchen Knoten ein Stromfluss stattfindet und wie stark die jeweiligen Netzstränge belastet sind. Eindeutig zeigt sich, dass der Nord-Süd-Transport am stärksten beansprucht wird. Dies deckt sich mit den Netzausbauplänen der Bundesregierung, wonach vornehmlich Nord-Süd-Korridore zugebaut werden sollen. /BNETZA01 12/

Der Nord-Süd-Transport von Windstrom wird am stärksten beansprucht

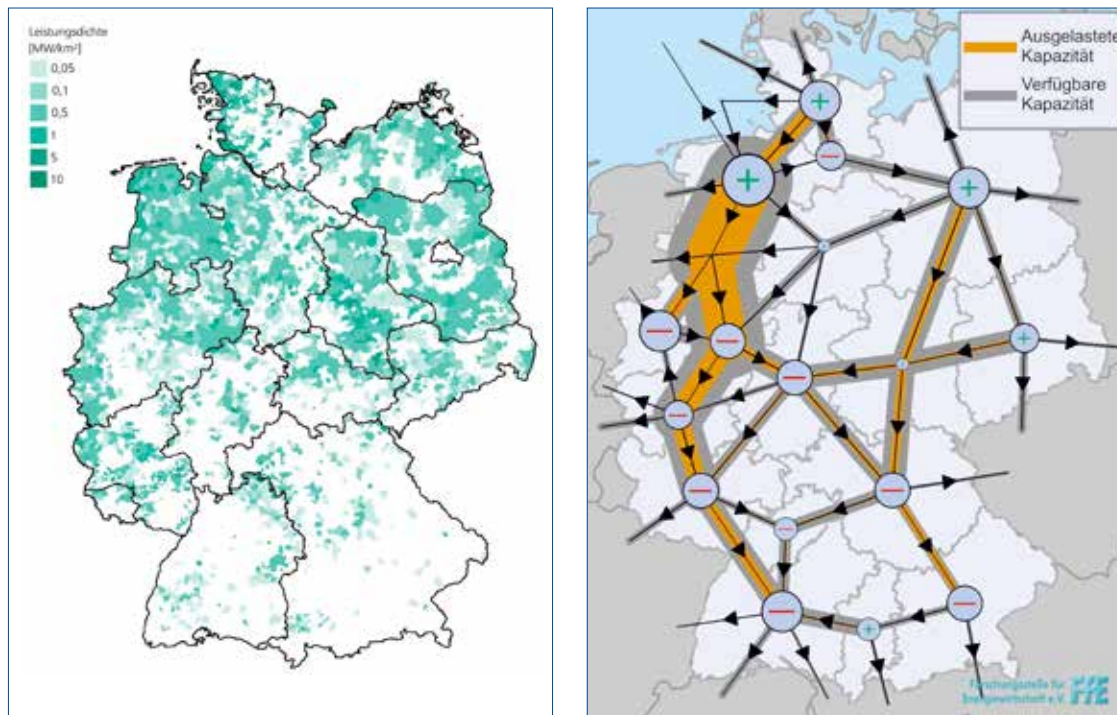


Abbildung 6-1: Windkraftanlagen in Deutschland – Installierte Leistung 2012 in MW/km² (links), /IWES-01 13/ und Stromtransportmodell an einem windreichen Tag, Darstellung der Saldolast (positiv oder negativ) (rechts), eigene Berechnungen

Im Gegensatz zu Windkraftanlagen befinden sich Photovoltaikanlagen vor allem im Süden Deutschlands: fast 30 % der deutschen Photovoltaikleistung ist in Bayern installiert. Zum 01. September 2013 erreichte die Photovoltaik-Leistung über 10 GWp²⁶ in Bayern und fast 35 GWp in Gesamt-Deutschland. /BNETZA05 13/, /FFE40 10/

Die beschriebenen Zusammenhänge zeigen, dass die Versorgungsnetze angepasst werden müssen und Handlungsbedarf zum Netzausbau besteht. Wie und in welchem Umfang der Aus- und Umbau in den deutschen und bayerischen Energienetzen vonstatten gehen soll, wird kontrovers diskutiert. Einigkeit herrscht lediglich darüber, dass etwas passieren muss, um dem gestiegenen Transportbedarf durch die Energiewende gerecht zu werden.

VERSORGUNGSENGPASS IM FEBRUAR 2012

Die Versorgungssituation im Gasnetz war im Februar 2012 in Bayern und Baden-Württemberg äußerst angespannt. Hauptgrund waren die sehr niedrigen Außentemperaturen in weiten Teilen Europas und der entsprechend hohe Gasbedarf privater Haushalte. Hinzu kam das Problem, dass am Grenzübergangspunkt Waidhaus weniger Erdgas nach Bayern eingespeist wurde. In der ersten Februarhälfte 2012 reduzierte Russland aufgrund einer Kältewelle sowie aus politischen Gründen die Gaslieferungen nach Deutschland, in der Spitze um bis zu 30 bis 40 %. Zusätzlich mussten erhöhte Gasmengen nach Frankreich und Italien sowie in die Schweiz durchgeleitet werden. Dabei kam es im süddeutschen Versorgungsnetz zu einem Gasmangel.

26 GWp = Giga-Watt-Peak; Angabe der „Peak-Leistung“, d. h. derjenigen Leistung, die bei den sogenannten Standard Test Bedingungen (Standard Test Conditions - STC) erreicht werden kann. Diese sind: Einstrahlung = 1.000 W/m², Modul-Temperatur = 25°C, Luftmasse (Airmass - AM) = 1,5.

Schließlich wurden die Gaslieferungen zu Vertragspartnern im süddeutschen Raum mit unterbrechbaren Transportverträgen unterbrochen. So konnten Verbraucher vom Netz genommen und die Situation stabilisiert werden. Außerdem wurde die Belieferung von Kunden mit Verträgen ohne Unterbrechungsklausel sichergestellt. Durch den Gasmangel stieg der Preis für Regelernergie. Dadurch wurde ein Anreiz geschaffen, dass Händler, die Erdgas in den bayerischen und österreichischen Speichern eingelagert hatten, dieses wieder auslagerten.

Stromnetzstabilität ist durch Gasengpässe gefährdet

Die Überlastung des Gasnetzes führte auch zu Unterbrechungen der Gasversorgung von Gaskraftwerken. Diese haben zum Teil ebenfalls unterbrechbare Transportverträge abgeschlossen. Da der flexible Einsatz von Gaskraftwerken grundlegend auch zur Stromnetzstabilität beiträgt und damit die Versorgungssicherheit erhöht, könnte eine solche Unterbrechung der Gasversorgung zum Problem werden, da dann auch kein Strom mehr produziert wird. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) fordert daher, dass künftig die Vertragsausgestaltung sowie die Kommunikationsstrukturen und Abstimmungsprozesse zwischen Gas- und Stromnetzbetreibern sowie Gaskraftwerksbetreibern optimiert werden. /BNetzA05 12/

Die Unterbrechungen lagen zwischen 1 Stunde und 16 Tagen

Die Unterbrechungen und Reduzierungen der Gasanschlussleistung lagen zwischen einer Stunde und 16 Tagen. Laut einer Umfrage der BNetzA bei den Verteilnetzbetreibern im Gebiet der Terranets BW (Baden-Württemberg) waren durchschnittlich neun Letztverbraucher pro Netzgebiet betroffen. Das Maximum lag bei 33 Letztverbrauchern im Bereich der Schwaben Netz GmbH. Die Auswirkungen bekamen vor allem Industrie- und Gewerbekunden sowie öffentliche Einrichtungen zu spüren. Teilweise konnten diese Kunden auf alternative Brennstoffe ausweichen. Haushaltskunden hingegen waren nicht von Unterbrechungen betroffen, da die Netzbetreiber auf Verteilnetz- und übergeordneter Ebene von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen nach §16/1 EnWG Gebrauch machten. /BNetzA-05 12/ Nach Aussage der Netzbetreiber wurden die genannten Auswirkungen insgesamt als relativ geringfügig eingestuft, da sie durch das Management der Netzbetreiber zügig behoben werden konnten. Dennoch dürfen solche Situationen nicht häufiger vorkommen, um dem Standort Bayern nicht zu schaden.

6.1 Übertragungsnetze Strom

Im Winterhalbjahr 2011/2012 wurde Deutschland die Abhängigkeit der Stromversorgung von Erdgaslieferungen drastisch vor Augen geführt, wobei Bayern besonders stark betroffen war.

Das am stärksten überlastete Netzelement dieses Zeitraums, die Stromtrasse Redwitz-Remptendorf, befindet sich zwischen Thüringen und Bayern (vgl. Tabelle 6-1 – betroffene Arbeit). Die netzstabilisierenden Eingriffe in Netzelementen im restlichen Deutschland waren dagegen nur sehr gering. /STMWIVT03 12/ Dies zeigt, welche besondere Bedeutung dem Ausbau der Leitung Redwitz-Remptendorf („Thüringer Strombrücke“) zukommt.

Netzstabilisierende Eingriffe im Winterhalbjahr 2011/2012

Betroffene Netzelemente	Bundesland	Stunden mit netzstabilisierenden Eingriffen 2011/12	Betroffene Arbeit 2010/11	Betroffene Arbeit 2011/12
Redwitz-Remptendorf	Bayern/Thüringen	2.000 h	863,31 GWh	2.141 GWh
UW Kriegenbrunn	Bayern	308 h	0,16 GWh	50 GWh
restliche überlastete Netzelemente	andere betroffene Bundesländer	924 h	20,79 GWh	105 GWh

Tabelle 6-1: Überlastete Netzelemente im Winterhalbjahr 2011/12 in Bayern, eigene Darstellung nach /STMWIVT03 12/

Optimierung und Verstärkung der bayerischen Energienetze

Stromnetze können aus technischer Sicht optimiert werden, indem deren Übertragungskapazität erhöht wird. Dies kann z. B. durch ein sogenanntes Freileitungsmonitoring erreicht werden: Die Übertragungsleistung einer Stromleitung ist maßgeblich durch die materialbedingte, maximal zulässige Leiterseiltemperatur begrenzt. Die Auslegung der Übertragungsleistung erfolgt normalerweise auf Grundlage einer eher konservativen Schätzung der herrschenden Leiterseiltemperatur. Durch die kontinuierliche Erfassung von Zustandsgrößen wie Wetterdaten und der Leiterseiltemperatur kann die Auslegung der Übertragungsleistung optimiert werden. Bedeutung hat dies vor allem für die zunehmende Einspeisung von Windenergie, weil bei starkem Wind – und der damit verbundenen Kühlung der Leitung – mehr Strom transportiert werden kann. In einem Feldversuch der E.ON Netz GmbH konnte durch Freileitungsmonitoring die Übertragungskapazität um bis zu 50 % gesteigert werden. Zudem musste die Windenergieeinspeisung in das Netz wesentlich seltener reduziert werden. /EON02 07/

Abgesehen von einer besseren Auslastung der Netze können die bestehenden Trassen, dort wo es sinnvoll ist, aufgerüstet werden. In Bayern etwa sind historisch bedingt häufig 220 kV-Leitungen verbaut. Diese können auf eine höhere Spannungsebene von 380 kV umgerüstet werden, wodurch die Übertragungskapazität steigt. Eine andere Möglichkeit ist es, zusätzliche Beseilungen an den Strommasten zu befestigen und so die Kapazität zu erhöhen. /STMWIVT03 12/

NEUBAU VON STROMTRASSEN

Trotz der genannten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen führt in Bayern kein Weg am Stromnetzneubau vorbei. In Zukunft wird es aufgrund des starken Ausbaus der Windkraftanlagen im Norden Deutschlands und des gleichzeitigen Wegfalls der Grundlastkraftwerke im Süden zu vermehrtem Nord-Süd-Stromtransport kommen. Der Strom soll auf diesen großen Strecken (mehrere 100 km) mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) transportiert werden.

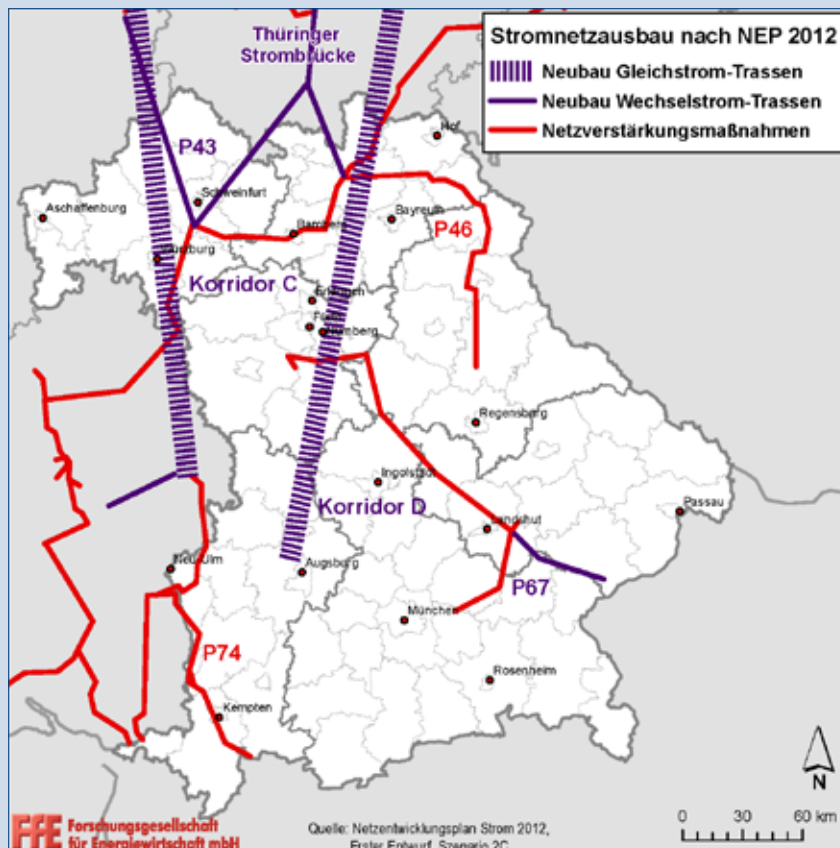


Abbildung 6-2: Ausbau nach Netzentwicklungsplan Strom 2012/2013, eigene Darstellung nach /NEP01 12/, /NEP01 13/, /STMWIVT03 12/

Vordringliche Maßnahmen

Maßnahme – Titel	Maßnahme – Art	Länge Bestandstrasse	Länge neue Trasse	Kosten-schätzung	Stand der Umsetzung	Inbetrieb-nahmejahr ¹
Thüringer Strom-brücke: Teilabschnitt 4 & 5: Altenfeld – Redwitz	Netzausbau Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (Südwestkuppel- leitung)	0 km	27 km	46 Mio. €	ROV ³ abgeschlossen; Antrag für Planfest- stellungsverfahren eingereicht	2015
P67: Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutsch- land und Österreich	Ottenhofen, Altheim, Simbach – Netzverstärkung	139 km	0 km	138 Mio. €	ROV ³ abgeschlossen, bzw. teilweise nicht nötig	2015 bis 2017
P43: Mecklar – Grafenrheinfeld	Netzausbau und -verstärkung	0 km	130 km	188 Mio. €	Vor oder im Pla- nungsfeststellungs- verfahren	2017
P46: Redwitz – Schwandorf	Netzverstärkung	185 km	0 km	265 Mio. €	Vorhaben im BBPIG ² 2013	2017
Korridor C: HGÜ-Verbindung nach Grafen- rheinfeld	Wilster – Grafenrheinfeld DC-Netzausbau	580 km	40 km	56 Mio. €	Vorhaben im BBPIG ² 2013	2017 bis 2018
P74: Netzverstär- kung und -ausbau in Bayerisch- Schwaben	Vöhringen, Memmingen – Netzverstärkung	111 km	0 km	23 Mio. €	Vorhaben im BBPIG ² 2013	2020
Korridor D: HGÜ-Verbindung zwischen Sachsen- Anhalt und Bayern	Lauchstädt – Redwitz – Meitingen DC-Netzausbau	0 km	450 km	630 Mio. €	Vorhaben im BBPIG ² 2013	2022

Tabelle 6-2: Maßnahmen im Startnetz und vordringliche
Netzmaßnahmen des NEP 2013 für Bayern nach Leitszenario
(Szenario B 2023), /NEP01 13/, /BNETZA15 12/, eigene Berechnungen

- 1 geplantes Inbetriebnahmejahr, kann u. U. erheblich abweichen;
2 Bundesbedarfsplangesetz;
3 Raumordnungsverfahren

Nach dem Netzentwicklungsplan Strom (2012/13) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber führen zwei der vier geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungstrassen (HGÜ) nach Bayern. Abbildung 6-2 und Tabelle 6-2 zeigen deren Verlauf und Kennzahlen zu den wichtigsten geplanten Maßnahmen für Bayern.

Im Hochspannungsbereich wurde in den vergangenen Jahren in Bayern vor allem Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatzbau- und Ertüchtigungsmaßnahmen durchgeführt, aber keine Stromtrasse neu gebaut. Die Maßnahmen aus Tabelle 6-2, würden einen **Trassenneubau in bzw. nach Bayern von 647 km ergeben**. Im NEP 2013 sind geschätzte, spezifische Investitionskosten pro Kilometer Leitung bzw. pro Anlagenkomponente angegeben. Diese wurden entsprechend den Maßnahmen (Leitungslängen und Anlagenanzahl) aufsummiert. Insgesamt ergibt sich dadurch eine grob abgeschätzte **Investitionssumme von rund 1,3 Mrd. Euro bis zum Jahr 2022**. Die genannten Inbetriebnahmejahre stellen jeweils den Best-Case-Zeitpunkt dar. Das heißt, das Planungsverfahren muss ohne jegliche Verzögerungen ablaufen, was in der Praxis eher selten der Fall ist. Juristischer oder politischer Widerspruch und Bürgerinitiativen führen häufig zur Anpassung der Planung und des Trassenverlaufs und damit zu erheblichen Verzögerungen. /NEP01 13/

Die wichtigsten Maßnahmen

Die Thüringer Strombrücke wird häufig als wichtigste Maßnahme des Stomnetzausbaus genannt. Derzeit besteht zwischen Thüringen und Bayern nur eine Verbindungsleitung, die an ihre Kapazitätsgrenze stößt. Durch den zunehmenden Erzeugungsüberschuss in Ostdeutschland und die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Jahr 2015 wird sich diese Problematik noch weiter verschärfen. Bis dahin muss die Leitung also stehen. Das Planfeststellungsverfahren sollte im dritten Quartal 2014 fertiggestellt werden und die Leitung nach weiteren 14 Monaten errichtet sein. Die an Planung und Bau Beteiligten gehen davon aus, dass die Thüringer Strombrücke noch in 2015 fertiggestellt und in Betrieb genommen werden kann. Mit dem Bau der Thüringer Strombrücke können die Erzeugungsüberschüsse aus Ostdeutschland nach Bayern geleitet werden. Zudem kann dadurch ein besserer Anschluss Bayerns an das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk im Thüringer Goldisthal gewährleistet werden. Das Kraftwerk kann durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Beherrschung netzkritischer Situationen beitragen. /NEP01 13/, /STMWIVT03 12/

Der Korridor C ist ein vorrangiges Projekt (gemäß NABEG) und soll Gleichstrom über weite Strecken zu den Verbraucherzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands transportieren. Da das Kernkraftwerk in Grafenrheinfeld Ende 2015 abgeschaltet wird, entsteht ein Transportbedarf in Richtung Baden-Württemberg und Bayern, insbesondere für Windenergie aus Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

Der HGÜ-Korridor D soll in erster Linie (erneuerbaren) Gleichstrom aus Ostdeutschland in die Verbraucherzentren im Süden transportieren. Hintergrund ist hier der starke Zubau erneuerbarer Energien in Thüringen und Sachsen-Anhalt, der zu Engpässen im Stromtransport nach Bayern führt. Durch den Korridor könnten die aktuell auftretenden, ungewünschten Leistungsflüsse (sog. Ringflüsse) über Nachbarländer erheblich reduziert werden. So fließt derzeit Strom, der aufgrund der unzureichenden Nord-Süd-Kapazität nicht direkt nach Bayern fließen kann, über Polen und Tschechien nach Süddeutschland. Deren teils schwaches Übertragungsnetz gerät dadurch aber ebenfalls an seine Grenzen. Eine Verbesserung dieser Situation ist demnach auch im internationalen Kontext von Bedeutung. /NEP01 12/, /NEP01 13/

6.2 Verteilnetze für Strom

Die bisher genannten Maßnahmen beziehen sich auf die hohen Spannungsbereiche. Im Verteilnetz, d. h. auf der Niederspannungsebene, liegt das Hauptproblem in der starken Zunahme der dezentralen Einspeisung. Die Verteilnetzbetreiber haben eine Anschlusspflicht für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas nach dem EEG. Explizit besteht diese Pflicht auch dann, wenn eine Optimierung oder Verstärkung oder der Ausbau des Netzes nötig wird. /EEG01 12/

Der starke Zuwachs an dezentralen erneuerbaren Anlagen gefährdet zunehmend die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Im Sinne der Netzoptimierung und eines „Intelligenten Netzes“ (Smart Grid), kann diesem Problem beispielsweise durch den vermehrten Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (RONT)²⁷ oder Ortsnetzspeichern begegnet werden. Diese sind in der Lage, die Spannungsunterschiede auszugleichen und werden derzeit bereits in der Praxis getestet. Der Einsatz von RONT ist allerdings mit erheblichen Kosten verbunden. Zum einen müssen zunächst umfassende Messungen durchgeführt werden, um geeignete Standorte zu finden. Zum anderen ist die Umrüstung teuer, da auf Verteilnetzebene sehr viele Transformatoren vorhanden sind.

Überspannungen und Lastflussumkehr

In Niederspannungsverteilnetzen ist auf Grund der bisherigen zentralen Kraftwerksstruktur ein Lastfluss „von oben nach unten“, also von der übergeordneten Netzebene zu den Verbrauchern (Hausanschluss – HAS) vorgesehen. Dabei sind die Anlagenkomponenten so dimensioniert, dass ein Spannungsband von maximal $\pm 10\%$ jederzeit eingehalten wird. Der Punkt der maximalen Spannung liegt immer am Transformator und nimmt mit zunehmender Länge des Strangs bzw. zunehmender Entfernung vom Transformator ab (vgl. Abbildung 5-5 – A). Am Transformator liegt üblicherweise eine entsprechend hohe Spannung an, damit auch der letzte Verbraucher in der Versorgungskette mit einer ausreichend hohen Spannung (mindestens 230 V – 10 %) versorgt wird. Der Netzbetreiber versucht hier ein Optimum herzustellen, bei dem gleichzeitig die Spannung für Verbraucher am Leitungsende nicht unnötig weit über der Nennspannung von 230 V liegt.

27 Ein regelbarer Ortsnetztransformator kann im Gegensatz zu normalen Transformatoren mit stark schwankenden Spannungen, z. B. verursacht durch hohe PV-Einspeisung, umgehen.

Ergreift der Netzbetreiber nicht entsprechende Maßnahmen, kann es theoretisch zur Überspannung kommen: beispielsweise, wenn im Endbereich eines Stranges Strom von einer leistungsstarken PV-Anlage eingespeist wird (vgl. Abbildung 5-5 – B). Eine solche Überspannung wirkt sich auch auf benachbarte Verbraucher aus, da die Spannung dort dann ebenfalls das zulässige Spannungsband überschreitet (d. h. größer als $230\text{ V} + 10\%$). Während dies in privaten Haushalten normalerweise unbemerkt bleibt, kann es in Betrieben zu Problemen kommen. Die Spannungsänderung kann etwa zu Schwankungen der Anlagenleistung führen oder auch die Steuerungselektronik beeinflussen. Dies wiederum kann unter Umständen zum Stillstand von Anlagen führen. /FFE29 12/

Die erhöhte Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen kann in Zeiten geringer Verbraucherlast unter Umständen zur sogenannten Lastflussumkehr führen (vgl. Abbildung 6-3 – C). Dabei tritt die maximale Spannung nicht mehr am Transformator, sondern am Ende des Stranges auf. Die stark fluktuierende Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen führt zudem zu starken Spannungsschwankungen im Verteilnetz. /EEN01 10/

Dezentrale Erzeugungsanlagen führen zu Spannungsschwankungen und Lastflussumkehr im Verteilnetz

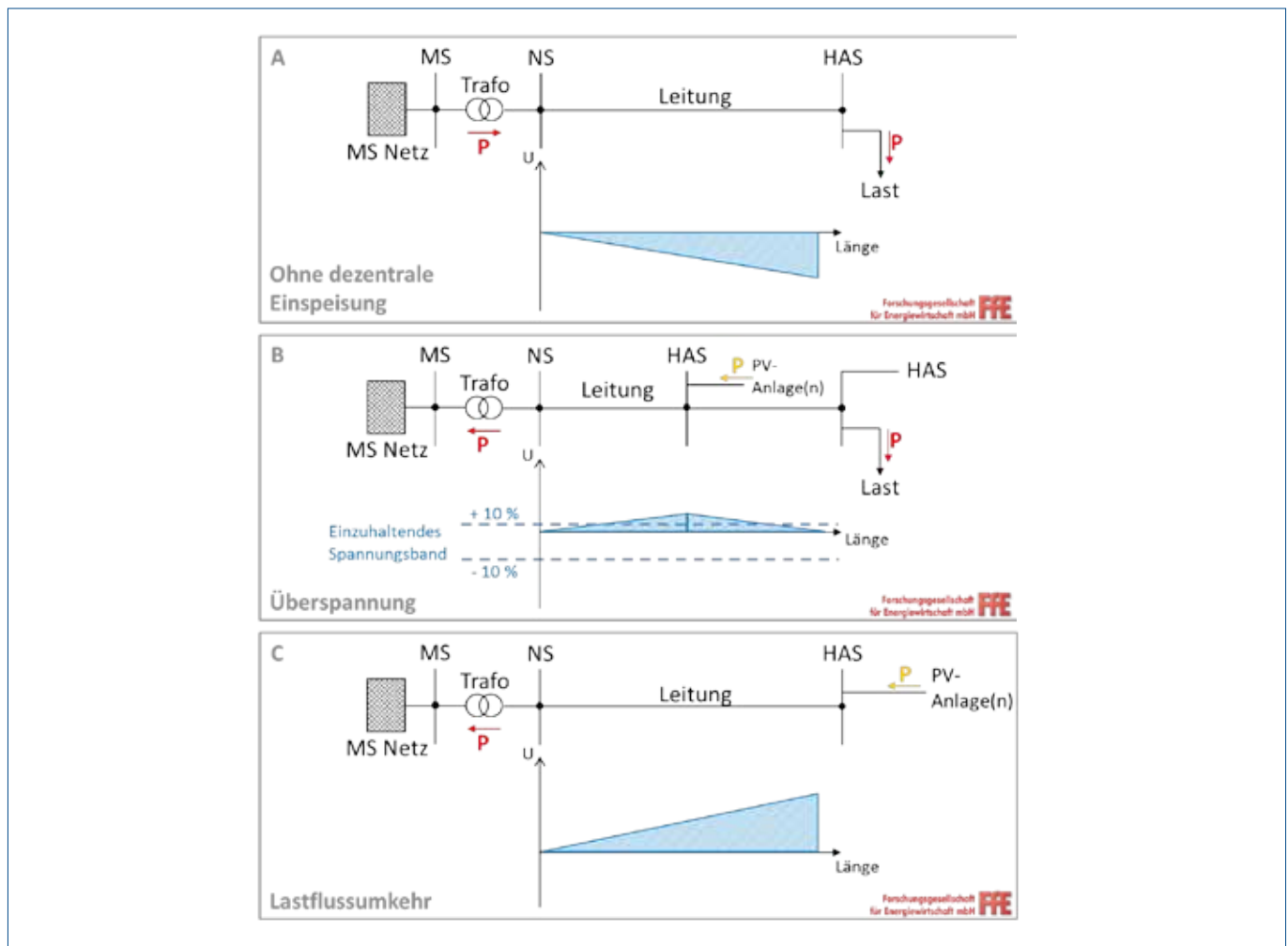


Abbildung 6-3: Spannungsverlauf im Niederspannungsstrang – bisherige Netzbelastung (A) und Netzbelastung durch Überspannung (B) und Lastflussumkehr (C), eigene Darstellung nach /HSA-02 10/

Lösungen bieten zum einen klassische Netzausbaumaßnahmen. Dabei werden die Betriebsmittel unter Berücksichtigung einer hohen dezentralen Einspeisung entsprechend dimensioniert. Zum anderen können Maßnahmen wie die Blindleistungsregelung oder regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung beitragen. /TUM02 12/

Eigenverbrauch reduziert die Belastung im Niederspannungsnetz

Eine weitere Möglichkeit, die Belastungen des Niederspannungsnetzes durch Photovoltaikanlagen möglichst gering zu halten, liegt im Eigenverbrauch des produzierten Stroms. Der erzeugte Strom wird nicht in das öffentliche Netz gespeist, sondern für die Ladung einer im Haus befindlichen Batterie genutzt. Ein intelligentes Batteriemanagement vorausgesetzt, können Erzeugungsspitzen abgemindert und die Verteilnetze entlastet werden. Eine Speicheranlage kann für den Betreiber rentabel sein, wenn die Vergütungssätze für die Einspeisung erneuerbarer Energien unter dem zu zahlenden Strompreis liegen. In Zukunft wäre auch ein Anschluss der Batterien an das öffentliche Netz denkbar, wodurch die im Niederspannungsnetz verteilten Batterien aktiv Systemdienstleistungen übernehmen könnten.

AUS- UND UMBAU IM VERTEILNETZ

Im Bereich der Mittel- und Niederspannungsebene gibt es kein Instrument analog zum Netzentwicklungsplan, das den Netzaus- und -umbau gezielt steuert. Hier sind es vor allem kleinere Maßnahmen, die jedoch in sehr großer Zahl im Verteilnetz umgesetzt werden müssen. Dabei sind nicht nur die Leitungen selbst betroffen; es müssen vor allem auch Betriebsmittel wie Transformatoren, Umspannwerke oder Ortsnetzstationen erneuert oder neu aufgestellt werden. Bisher sind allein für das Jahr 2013 Neubau-, Ersatzneubau- oder Erneuerungsmaßnahmen auf über 4.000 km Trasse geplant (vgl. Abbildung 6-4) /STMWIVT03 12/.

Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz

	2009 ¹	2010 ¹	2011 ¹	2012 ²	2013 ²
Systemebene 4 (HS/MS)	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]
Neubau Umspannwerke 110/20kV mit i. d. R. zwei HS/MS-Transformatoren	5	1	3	2	4
Neuaufstellung zusätzlicher HS/MS-Netztransformatoren in ein bestehendes Umspannwerk	3	4	7	7	10
Ersatzneubau eines bestehenden Umspannwerkes ³	0	3	1	1	7
Teil-Erneuerung ^{3, 4}	16	28	25	24	28
Systemebene 5 (MS)	[System-km]	[System-km]	[System-km]	[System-km]	[System-km]
Neubau ⁵ sowie Ersatz ⁶ für bestehende Freileitung oder bestehendes Erdkabel ^{3, 7}	195	477	646	1.175	1.175
Systemebene 6 (MS/NS)	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]	[Maßnahmen]
Neubau ⁸	166	578	624	896	890
Ersatzneubau bestehender Ortsnetzstationen ³	80	167	283	351	350
Erneuerung ⁹	1.219	1.836	1.615	1.421	1.440
Systemebene 7 (NS)	[System-km]	[System-km]	[System-km]	[System-km]	[System-km]
Neubau ¹⁰	317	544	643	610	630
Ersatz für bestehende Freileitung oder bestehendes Erdkabel ^{3, 6}	45	75	68	62	62

Abbildung 6-4: Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz, Zahlen ausgewählter Netzbetreiber, die 80 % der bayerischen Fläche und 55 % der Einwohner Bayerns abdecken, /STMWIVT03 12/, S.79

Höherer Investitionsbedarf als bei Übertragungsnetzen

Laut der Verteilnetzstudie der Deutschen Energieagentur ergibt sich für das Bundesland Bayern bis zum Jahr 2030 einen Investitionsbedarf im Verteilnetz von rund 4,7 Mrd. Euro²⁸. Bayern ist dabei Spitzenreiter. Hier muss im Ländervergleich am meisten investiert werden, mit 20 % Flächenanteil an der Bundesrepublik ist Bayern mit Abstand das größte Bundesland. /DENA07 12/

Um den Ausbaubedarf im Verteilnetz besser abschätzen zu können, wird im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie derzeit eine Studie zum Thema „Verteilnetze Bayern 2013 – Ausbaubedarf bis 2021“ durchgeführt /TUM01 13/. Die Publikation dieser Studie ist noch in diesem Jahr geplant.

6.3 Transport- und Verteilnetze Gas

Auch im Gasnetzbereich findet die Optimierung i. d. R. kontinuierlich statt. Bei regelmäßigen Instandhaltungsmaßnahmen werden die bestehenden Leitungen überprüft und gegebenenfalls erneuert.

Im Gasnetz ist es außerdem aus physikalischen Gründen relativ leicht, die Kapazitäten der Leitungen zu erhöhen. Dabei wird das Gas auf einen höheren Druck verdichtet, wodurch eine größere Menge transportiert werden kann. Dazu müssen entsprechende technische Voraussetzungen gegeben sein. Die betroffenen Leitungsteile und Regelanlagen etwa müssen für den höheren Druck geeignet sein. Am Einspeisepunkt Burghausen wurde aus diesen Gründen 2007 eine neue Verdichter-Station errichtet. Damit können nun höhere Gasmengen aus Österreich nach Bayern transportiert werden. Als limitierende Faktoren wirken dabei der maximal zulässige Druck in Leitungsnetz (Auslegungsdruck) und die Fließgeschwindigkeit des Gases. /GNB01 13/

Produkte zur Betriebs-Anpassung der Gasnetze

Neben technischen Anpassungen könnte die Anwendung sogenannter intelligenter Kapazitätsprodukte die Transportkapazität des Gasnetzes erhöhen. Im Netzentwicklungsplan sind bereits zwei Instrumente vorgeschlagen, die hier kurz vorgestellt werden. Dabei muss beachtet werden, dass diese Produkte innerhalb der Branche noch umstritten sind.

Kraftwerksprodukt

Als Kraftwerksprodukt werden „feste Kapazitäten mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall“ bezeichnet. Einem gasbetriebenen Kraftwerk werden dabei in kritischen Netzsituationen bestimmte Leitungen bzw. Einspeisepunkte zugeordnet, über die es ohne Unterbrechungen weiter versorgt werden kann.

Im Normalfall hat der Händler die Möglichkeit, überall im Netz ein- und auszuspeisen, um möglichst kostengünstig Erdgas bereitstellen zu können. Beim Kraftwerksprodukt kann der Händler im Engpassfall die Gasmenge nur noch über bestimmte Routen bzw. Punkte leiten. Beispielsweise kann damit unter Umständen sichergestellt werden, dass systemrelevante Kraftwerke²⁹ im Engpassfall weiterhin mit Gas versorgt werden können.

Kapazitätsprodukt

Das Kapazitätsprodukt (TAK) wurde entwickelt, um kritische Netzsituationen zu entschärfen. Es kann bei niedrigen Großhandelspreisen vorkommen, dass ein Speicher trotz Gasknappheit nicht entleert wird, zum Beispiel im Winter. Damit wird benötigtes Gas im Speicher zurückgehalten. Dadurch kann sich das Gasbelieferungsproblem der Netzbetreiber verstärken. Der Speicherbetreiber als unabhängiger Akteur handelt nach wirtschaftlichen Kriterien, was letztendlich zu geringeren Großhandelspreisen führt, aber nicht unbedingt im Sinne der Netzstabilität ist.

²⁸ Angabe nach Szenario NEP 2012 im Jahr 2030

²⁹ Die sogenannten „systemrelevanten Kraftwerke“ wurden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) in einer Liste definiert. Diese enthält jene Kraftwerke, die zur Aufrechterhaltung der deutschen Stromversorgung in kritischen Situationen (z. B. Ausfall von Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik) nötig sind.

Das Kürzel TAK bedeutet „Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten an Speichern“ und soll das beschriebene Speicherproblem eingrenzen. Dabei wird ein bestimmter Temperaturbereich definiert, innerhalb dessen Grenzen die vermarkteten Kapazitäten festgesetzt werden, d. h. frei handelbar sind. Außerhalb dieses Bereichs sind die Kapazitäten seitens des FNB unterbrechbar.

In Süddeutschland kann ein solcher Temperaturbereich z. B. zwischen 20 °C und +5 °C liegen, da hier temperaturbedingt die höchsten Gasabsätze vorliegen. Dieser Bereich kann prinzipiell als Ausspeicher-Bereich betrachtet werden. Von +5 °C bis +20 °C liegt dementsprechend prinzipiell ein Einspeicher-Bereich vor. Um den freien Handel dennoch zu gewährleisten, gibt es dazwischen, z. B. von -10 °C bis +10 °C Übergangsphasen, in denen es feste und unterbrechbare Anteile gibt.

Der FNB hat im unterbrechbaren Bereich die Möglichkeit die Ein- oder Ausspeisung des Speichers im Fall von Engpässen zu steuern, um so das Netz zu entlasten. In begrenztem Umfang wird diese Vorgehensweise bereits eingesetzt. Damit werden die Handlungsfreiheiten der Speicherbetreiber jedoch teils erheblich eingeschränkt. /DFNB01 13/, /GNB01 13/

Rahmenbedingungen für den Gasnetzausbau

Zusätzlich zu den beschriebenen Optimierungs- und Anpassungsmaßnahmen müssen auch neue Gasleitungen gebaut werden. Modellrechnungen zeigen, dass in Zukunft die Bedeutung des Energieträgers Gas im Erzeugungsmix der Kraftwerke (zunächst) weiter steigen wird. /DLR01 12/ Der Grund dafür ist der geplante Zubau von modernen, schnell regelbare Gaskraftwerken, die in Spitzenlastzeiten Strom produzieren sollen – genau dann, wenn Windkraft und Solarenergie dies nicht tun können. Im Jahr 2012 zeigte sich nicht zuletzt aufgrund der aktuell niedrigen CO₂-Zertifikatspreise ein gegenläufiger Trend: Gaskraftwerke produzierten weniger Strom, Kohlekraftwerke dagegen mehr. Im Bayerischen Energiekonzept ist der Bau von fünf Gaskraftwerken mit einer Leistung von insgesamt bis zu 4 bis 5 GW vorgesehen. /STMWIVT03 12/ Gaskraftwerke haben im Vergleich zu anderen konventionellen Kraftwerken geringere spezifische Investitionskosten.³⁰ /DENA05 10/ Grundsätzlich ist dies von Vorteil, wenn die Kraftwerke nur relativ wenige Stunden im Jahr benötigt werden. Trotzdem ist es derzeit für einen Kraftwerksbetreiber nicht rentabel, in Deutschland ein Gaskraftwerk zu bauen. Dazu sind die Investitionen insgesamt zu hoch, die Amortisationszeiten zu lang und die Betriebsstunden mit Stromgroßhandelspreisen über den Erzeugungskosten zu gering. /DLR01 12/, /GNB01 13/

Erdgas spielt bei der Energieversorgung in Zukunft eine zentrale Rolle

Neben neuen Gaskraftwerken trägt auch der zunehmende Einsatz erdgasbetriebener Heizkraftwerke und dezentral betriebener Blockheizkraftwerke, die das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nutzen, dazu bei, dass Erdgas in der künftigen Energieversorgung eine zentrale Rolle einnehmen wird /VBEW-02 12/.

Um diesen Tendenzen eines zunehmenden Einsatzes von Erdgas gerecht zu werden und zusätzlich weiterhin ca. ein Viertel des bayerischen Endenergieverbrauchs mit Gas decken zu können, muss das Erdgasnetz bedarfsgerecht zur Anbindung neuer Kraftwerke, Transportleitungen und Speicher ausgebaut werden. Zudem müssen bei der Planung des Gasnetzausbaus neben dem konventionellen Pipelinegas weitere, alternative Bezugsquellen für Gaslieferungen berücksichtigt werden – etwa flüssiges Erdgas (LNG) aus den Niederlanden. Da das bayerische Erdgasversorgungsnetz historisch bedingt primär auf die Verteilung des importierten Erdgases aus Tschechien und Österreich ausgelegt war, muss bei der Ausbauplanung auf den Bau ausreichender Nord-Süd-Kapazitäten geachtet werden. /BNETZA04 12/, /STMWIVT-01 11/, /STMWIVT-03 12/

NEUBAUMASSNAHMEN IM BAYERISCHEN GASNETZ

Im Netzentwicklungsplan Gas (2013) werden verschiedene Netzausbau-Szenarien durchgerechnet, die mit verschiedenen Ausbaumaßnahmen einhergehen. Drei der Netzausbaumaßnahmen werden in allen Szenarien genannt und ergeben zusammen genommen die Trasse Schwandorf – Arresting – Finsing – Burghausen. Abbildung 6-5 und Tabelle 6-3 zeigen die Planungen nach Netzentwicklungsplan Gas, Variante IIc. Dieses Szenario wird als die wirtschaftlich optimierte und wahrscheinlichste Variante genannt und deshalb hier ausgewählt. /DFNB01 13/

30 Gasturbine: 400 €/kW; GuD-Anlage: 800 €/kW; Steinkohle-Kraftwerk: 1.100-1.200 €/kW; Braunkohle-Kraftwerk: 1.200-1.300 €/kW (Quelle: /DENA05 10/)

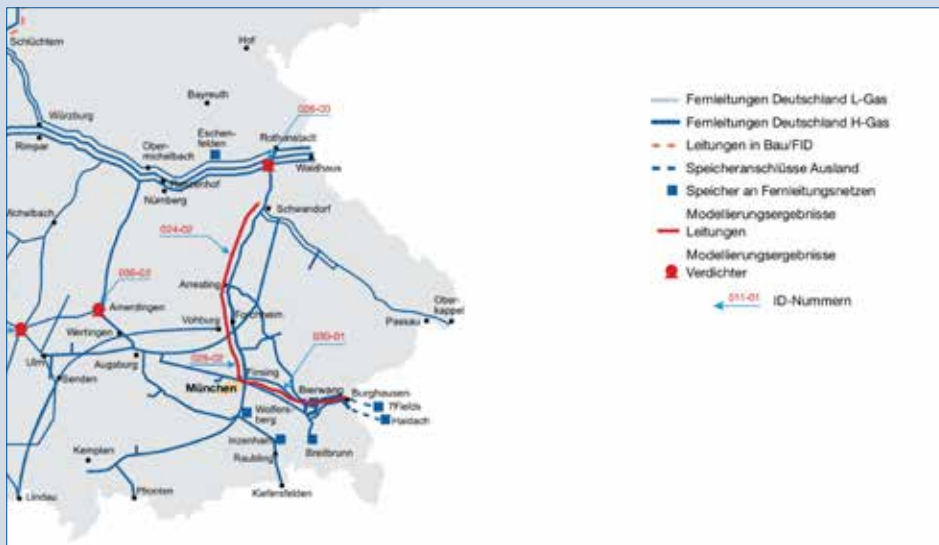


Abbildung 6-5: Geplante Trassen gemäß dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 (Variante IIc), /DFNB01 13/

Netzausbaumaßnahmen im Gasnetz

Maßnahme – Titel	Maßnahme – Art	Länge	DN DP	Kosten-schätzung	Stand der Umsetzung	Inbetrieb-nahme*
ID 024-02: Leitung Schwandorf – Arresting	Parallelleitung (Loop) & Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM)	62 km	900 mm 100 bar	119 Mio. €	Start Erstellung Planungs memorandum; Projektstart eingeleitet	Dez. 2017
ID 030-01: MONACO 1	Leitungsneubau, Bauabschn.1, Burghausen-Finsing & GDRM	85 km	1.000 mm 100 bar	190 Mio. €	ROV** abgeschlossen	2017 bis 2018
ID 028-02: Leitung Arresting – Finsing	Loop & GDRM	83 km	900 mm 100 bar	164 Mio. €	Projektidee	Dez. 2018
ID 026-02: Verdichterstation Rothenstadt	Neubau Verdichterstation (2+1) x 14 MW	–	–	111 Mio. €	Start Erstellung Planungs memorandum	Dez. 2018

Tabelle 6-3: Übersicht der Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023 (Variante IIc), /DFNB01 13/

*nach aktueller Planung, kann sich u. U. erheblich verzögern **ROV = Raumordnungsverfahren

Die Maßnahmen aus Tabelle 6-3 ergeben zusammen Bautätigkeiten auf einer Länge von knapp 230 km und eine Investitionssumme von insgesamt 584 Mio. Euro bis 2018.

MONACO 1 wird von der EU als „project of common interest“ (PCI) betrachtet

Der Leitung von Finsing nach Burghausen wird als MONACO 1 bezeichnet. Ihre Planung ist von den genannten Projekten am Weitersten vorangeschritten. Dem Projekt MONACO 1 wird national wie international eine große Bedeutung für die Versorgungssicherheit zugeschrieben. Ziel der MONACO-Leitung ist zum einen die Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den Netzbetreibern OGE und Bayernets und zum anderen die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach sowie des geplanten Kraftwerks Burghausen an das Ferngasnetz in Bayern.

Die weiteren Leitungsabschnitte und die neue Verdichterstation Rothenstadt sollen die Belieferung des Kraftwerks Irsching 4 sichern sowie die Überspeisekapazitäten zwischen Netzbetreibern (OGE/Bayernets) und den Speichern 7 Fields und Haidach erhöhen. /DFNB01 13/, /GNB01 13/

Diese genannten Maßnahmen sind wichtig, um kritische Vorkommnisse wie im Winter 2011/12 zukünftig zu vermeiden (vgl. Kapitel 4.3.2). Wird der nötige Erdgasnetzausbau nicht durchgeführt, könnten sich solche Ereignisse häufen und letztlich mehr Endkunden betreffen. Für Bayern als Wirtschaftsstandort mit bekanntermaßen hervorragender Energieinfrastruktur würde sich dies nachteilig auswirken.

Die hier dargestellten Projekte sind allesamt Teil von Gasfernleitungen. In den niederen Druckbereichen der Gasverteilnetze ist dagegen derzeit kein nennenswerter Ausbaubedarf vorhanden. Die Entwicklungen im Bereich der Biomethan- und Wasserstoffeinspeisung sind bisher für den Netzausbau noch vernachlässigbar.

6.4 Beschleunigung des Netzausbaus

Planungsverfahren zum Bau neuer Energienetze sind aufgrund gesetzlicher Bestimmungen und der jeweiligen Zuständigkeitsbereiche des Bundes und der Länder häufig ein langwieriger Prozess. Zu weiteren Verzögerungen kann es kommen, wenn sich Bürgerinitiativen gegen ein Projekt aussprechen oder wenn technische Probleme beim Leitungsbau auftreten. In den vergangenen Jahrzehnten wurden in Deutschland laut BNetzA jährlich weniger als 40 km neue Höchstspannungsleitungen gebaut. In diesem Tempo würde der bis 2022 geplante Netzausbau von rund 8000 km ganze 200 Jahre dauern.

Neues Verfahren soll Netzausbau beschleunigen

Um die Planungsverfahren zu beschleunigen, wird inzwischen von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ein schnelleres Verfahren angewendet. Diese Vorgehensweise wird in erster Linie für überregional wichtige Projekte angewendet. Das Verfahren findet bei Strom- und Gastrassen Anwendung.

Zunächst wird ein Szenariorahmen abgesteckt, in dem der Ausbau der konventionellen und erneuerbaren Energien sowie die voraussichtliche Entwicklung der Energieverbräuche prognostiziert werden. Darauf aufbauend wird jährlich ein Netzentwicklungsplan (NEP) erarbeitet. Der NEP wird mindestens alle drei Jahre in einen Bundesbedarfsplan (gemäß Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG) überführt. Dieser bildet schließlich die Grundlage für die Korridor- und Trassenfindung im Rahmen der notwendigen Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Für die eigentliche raumordnerische Umsetzung des Bundesbedarfsplans kommen außerdem das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) zum Tragen (vgl. Abbildung 6-6). /BNetzA08 12/, /BRD01 13/, /ENLAG02 09/, /ENWG01 13/, /NEP01 13/

Fünf Schritte zum Netzausbau

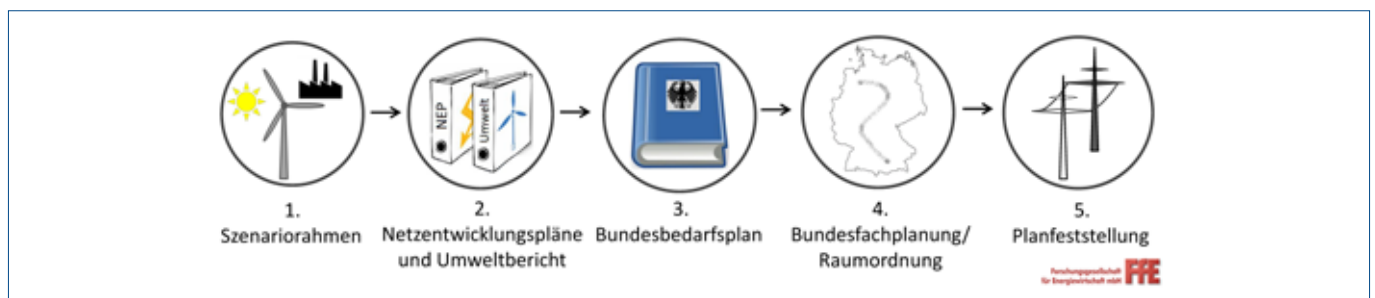


Abbildung 6-6: Fünf Schritte zum Netzausbau, eigene Darstellung nach /BNetzA15 12/

Abgesehen von einem beschleunigten Planungsverfahren können dem Netzausbau auch andere Instrumente dienen. Das Gasnetzprojekt „MONACO 1“ beispielsweise wurde inzwischen auf europäischer Ebene als „project of common interest (PCI)“ eingestuft. Dies bekräftigt die überregionale bzw. internationale Bedeutung des Projektes und begünstigt damit ebenfalls eine zügige Realisierung.

7. Fazit

Bayern hat eine hervorragende Energie-Infrastruktur. Einfache Stromunterbrechungen kommen nur sehr selten vor. Der SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) Bayerns lag 2011 bei nur 13,6 Minuten, wobei der private Bereich dabei am wenigsten betroffen war. Das Ziel muss sein, diese besonders guten Voraussetzungen auch über die Energiewende hinaus zu erhalten.

Der Anteil fluktuierender und dezentraler Stromerzeugung wächst stetig und wird zunehmend die konventionelle und nukleare Energieerzeugung ersetzen. Bayern steht hierbei vor besonders großen Herausforderungen, da das Land immer noch stark von der Kernenergie abhängig ist. Hinzu kommt, dass Bayern eine positive demographische Entwicklung aufweist und Standort zahlreicher Industrie- und Gewerbebetriebe ist, die mit Energie versorgt werden müssen.

Neue Rahmenbedingungen für Stromnetze

Die Stromnetze Bayerns müssen immer stärker schwankende Mengen elektrischer Energie aus der Photovoltaik und zukünftig auch der Windkraft integrieren – bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität. Die zuverlässige und optimale Einbindung regenerativ erzeugter Energie in die Stromversorgungsnetze erfordert daher erhebliche Investitionen in den Netzausbau. Dem NOVA-Prinzip folgend werden zunächst Optimierungsmaßnahmen wie die Errichtung von Speichern, verstärkte Nutzung von intelligenten Netzkomponenten, ein vorausschauendes Lastmanagement und Verstärkung der Leitungen durchgeführt. Dies reicht jedoch nicht aus: Neue Strom-Trassen von Norddeutschland bis nach Bayern müssen gebaut werden, das entscheidende Projekt ist dabei die Fertigstellung der „Thüringer Strombrücke“ bis 2015.

Ausbaubedarf bei Strom- und Gasnetzen

Auch bei den bisher weniger beachteten Gasnetzen ergibt sich Handlungsbedarf – der Winter 2012 hat dies erst eindrucksvoll gezeigt. Unverzichtbar ist die Realisierung der Gasleitung MONACO 1 von Burghausen nach Finsing, um die bayerischen Gaskraftwerke unterbrechungsfrei versorgen zu können. Um den marktwirtschaftlichen Anforderungen im Gashandel gerecht zu werden und die Versorgung auch zukünftig für Haushalte, Kraftwerke sowie für Industrie- und Gewerbebetriebe in gleichbleibender Qualität zu sichern, muss der richtige Mix an zusätzlichen Steuerungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber und dem Leitungsausbau in Bayern angestrebt werden.

Höchster Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene, größte Verzögerungen bei Übertragungsnetzen

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die bayerischen Energienetze derzeit eine hohe Versorgungsqualität und –sicherheit bieten. Dies stellt einen Standortvorteil für Bayern dar. Die Energiewende verändert das bisherige System der Energieversorgung deutlich. Um die Versorgungssicherheit zu erhalten und damit den Wirtschaftsstandort Bayern zu schützen, müssen die Weichen frühzeitig gestellt werden – also jetzt. Was den Umbau der Netze betrifft, beschreitet Bayern schon jetzt moderne Wege: Der Einsatz von innovativen Technologien wie Smart Grid oder regelbaren Ortsnetztransformatoren lastet das Energienetz effizienter aus und verschafft den Planern etwas Handlungsspielraum. Dies kann den umgehenden Ausbau der Netze jedoch nicht ersetzen. Projekte müssen jetzt angepackt werden. Damit der Ausbau mit der nötigen Geschwindigkeit vonstatten geht, müssen Politik, Öffentlichkeit und Verwaltung an einem Strang ziehen.

8. Anhang – Ergänzungen zum Netzausbau

Zusätzlich zum Umbau der Energienetze selbst (vgl. Kapitel 6), sind auch weitere Maßnahmen zu berücksichtigen, die als Ergänzung dienen werden müssen. Dazu gehören u. a. der Austausch von Energie (Import/Export) und der Einsatz von Energiespeichern.

Import und Export von Energie

Im Zusammenhang mit der Energiewende wird häufig angestrebt, „autark“ zu werden. So versuchen manche Kommunen, ihre Energie selbstständig, regional und regenerativ zu erzeugen, um unabhängig von externen Energielieferanten zu werden. Im Strombereich ist es für Kommunen mit genügend verfügbaren Flächen, z. B. zur Errichtung von Windkraftanlagen oder zum Anbau von Energiepflanzen, unter bestimmten Voraussetzungen möglich, im Jahressaldo genauso viel oder sogar mehr Strom zu erzeugen, wie in der Kommune verbraucht wird. Problematisch wird es dagegen, wenn es darum geht, zu jedem Zeitpunkt des Jahres, also auch wenn keine Sonne scheint und kein Wind weht, genügend Strom zu produzieren.

Im Wärmebereich sind die Herausforderungen für die Eigenständigkeit einer Kommune noch größer. Eine regenerative Eigenerzeugung kann z. B. über Wärmepumpen oder Solarthermie generiert werden. Diese Systeme können jedoch nicht sämtliche Lastspitzen, wie sie z. B. in kalten Winterperioden auftreten, komplett abdecken. Hinzu kommt, dass in einem Großteil der Privathaushalte sowie in Gewerbe und Industrie Erdgas- oder Heizöl-basierte Systeme eingebaut sind, die extern beliefert werden müssen. Dem Austausch von Energie, sei es Strom oder Gas, kommt also eine bedeutende Rolle zu. Volkswirtschaftlich gesehen hat es durchaus Vorteile, den Import und Export von Energie durchzuführen, um die Energieversorgung gesamtwirtschaftlich möglichst günstig zu realisieren.

Einsatz von Speichertechnologien

Da regenerative Energieträger wie beispielsweise Sonne und Wind nicht zu jedem Zeitpunkt des Tages und Jahres verfügbar sind, können für den zeitlichen Ausgleich Speichertechnologien eingesetzt werden und dadurch den Netzausbau mit dem Fokus des regionalen Ausgleichs ergänzen.

Wirtschaftlich und großtechnisch einsetzbare Möglichkeiten zur Speicherung von Strom gibt es derzeit nur wenige, wobei mit Abstand die Pumpspeichertechnologie dominiert. Die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland haben Speicherkapazität von insgesamt ca. 40 GWh. Das bedeutet, wären sie komplett gefüllt, was in der Realität jedoch kaum vorkommt, könnten sie den durchschnittlichen Stromverbrauch Deutschlands (von 2012) für etwa 40 – 45 Minuten decken. In Bayern wird ergänzend zu den heimischen auf Speicherkraftwerke in Österreich und der Schweiz zugegriffen. In Bayern könnten weiter Pumpspeicher gebaut werden – in Planung sind derzeit die Anlagen Poschberg (Berchtesgadener Land), Riedl (Donau) und Einöden (Inn) – häufig stoßen diese Projekte jedoch auf großen Widerstand in der Bevölkerung. /BON01 12/, /STMWIVT03 12/

Eine viel diskutierte Alternative zu Pumpspeichern bietet „**Power-to-Gas**“. Dabei wird Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder Methan umgewandelt und dann in das Erdgasnetz eingespeist. Damit könnten das deutsche Erdgasnetz und die Gasspeicher gleichzeitig als funktionaler Stromspeicher im Falle einer späteren Rückverstromung fungieren. Größte Hemmnisse dieser Technik sind derzeit noch die extrem hohen Kosten und die sehr hohen Energieverluste bei den zahlreichen Umwandlungsstufen des Prozesses. Die Wirkungsgrade werden auch in Zukunft nicht an die Übertragung und Speicherung von Strom in Form von elektrischer Energie heranreichen. Das Konzept könnte jedoch in einem Energieversorgungssystem, das zu 100 % auf erneuerbare Energien setzt, an Bedeutung gewinnen, da dieser Ansatz technisch aktuell nahezu konkurrenzlos für den Ausgleich von saisonalen Schwankungen erneuerbaren Stromerzeugung ist. /STMWIVT-01 11/, /VBEW-02 12/

Erdgas zu speichern ist eine erprobte Technik, wobei das Gas im Kompressor auf einen höheren Druck verdichtet und dann in den Speicher eingelagert wird. Das Erdgasnetz selbst kann mit seiner Kapazität ebenfalls als Speicher eingesetzt werden. /GNB01 13/ Am wichtigsten ist die saisonale Speicherung des Erdgases über den Sommer (Speicher werden gefüllt), um im Winter ausreichend Gas, v.a. zu Heizzwecken, vorrätig zu haben (Speicher werden entladen). Zusätzlich können mit Hilfe der Speicher auch Lastspitzen innerhalb eines Tages ausgeglichen werden. Bayern nutzt derzeit einheimische und österreichische Erdgasspeicher, hier besteht derzeit

kein erheblicher Ausbaubedarf (vgl. Kapitel 3.2, Tabelle 3-4). /KÄST01 11/ Die bayerischen Gasreserven würden bei komplett gefüllten Speichern und einem Jahresgesamtverbrauch von rund 100.000 GWh rein rechnerisch über vier Monate ausreichen. /STMWIVT03 12/

Netzstabilisierung durch Verbraucher

Eine intelligente Koordinierung von Erzeugung und Verbrauch (Last) bietet unter bestimmten Voraussetzungen ein Effizienzpotenzial durch die bestmögliche Ausnutzung der Netzinfrastruktur. Eine konkrete Handlungsoption liefert das Lastmanagement, welches häufig auch in Zusammenhang mit „Smart Grid“ gesehen wird (siehe Kapitel 4). Dabei wird versucht die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch zu verringern. Dies kann nicht nur auf Seiten des Erzeugers passieren (z. B. über Regelung der Kraftwerke), sondern auch der Verbrauch kann bis zu einem gewissen Grad gesteuert werden (Demand Side Management – DSM). Prinzipiell eignen sich für eine Steuerung diejenigen Verbraucher, die einen relativ hohen Energiebedarf und somit ein signifikantes Lastverschiebepotenzial aufweisen.

In naher Zukunft ist auf diesem Wege nur ein relativ kleiner Beitrag zur Effizienz realisierbar. Vor allem Industriebetriebe und Haushalte bieten nur wenige Anknüpfungspunkte. Hinzu kommt, dass in der Regel keine Komforteinbußen beim Verbraucher akzeptiert werden und daher viele Maßnahmen nicht realisierbar sind. /FFE40 12/

Intelligente Netze – das Konzept Smart Grid

Ein Smart Grid wurde von der „European Technology Platform Smart Grid (ETPSG)“ wie folgt definiert: „Ein Smart Grid ist ein Strom-Netzwerk, das sämtliche Vorgänge jedes daran angeschlossenen Akteurs – Erzeuger, Verbraucher oder beides – automatisch einbinden kann, um eine nachhaltige, ökonomische und sichere Stromversorgung auf effiziente Weise zu gewährleisten.“

/EUCO01 11/ Der grundlegende Gedanke hinter einem Smart Grid ist eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten durch die Erfassung netzrelevanter Daten in Echtzeit. Grundprinzip ist ein wechselseitiger Informationsaustausch („bidirektionale Kommunikation“) zwischen der Verbraucher- und der Erzeugerseite sowie weiteren Netzkomponenten. Als wesentliche Vorteile gelten vor allem die Vermeidung von Netzengpässen sowie eine erhöhte Netzeffizienz. Um das bestehende in ein intelligentes Netz umzubauen ist jedoch ein grundlegender Umbau der Netzinfrastruktur notwendig, der erhebliche Kosten mit sich bringt.

/BNETZA-17 11/ /BDEW07 11/

Das Smart Grid nutzt alle zur Verfügung stehenden Ressourcen, um das gesamte Versorgungssystem – von Stromerzeugung über Speicherung, Transport und Verteilung bis zum effizienten Verbrauch – zu integrieren (vgl. Abbildung 8-1).

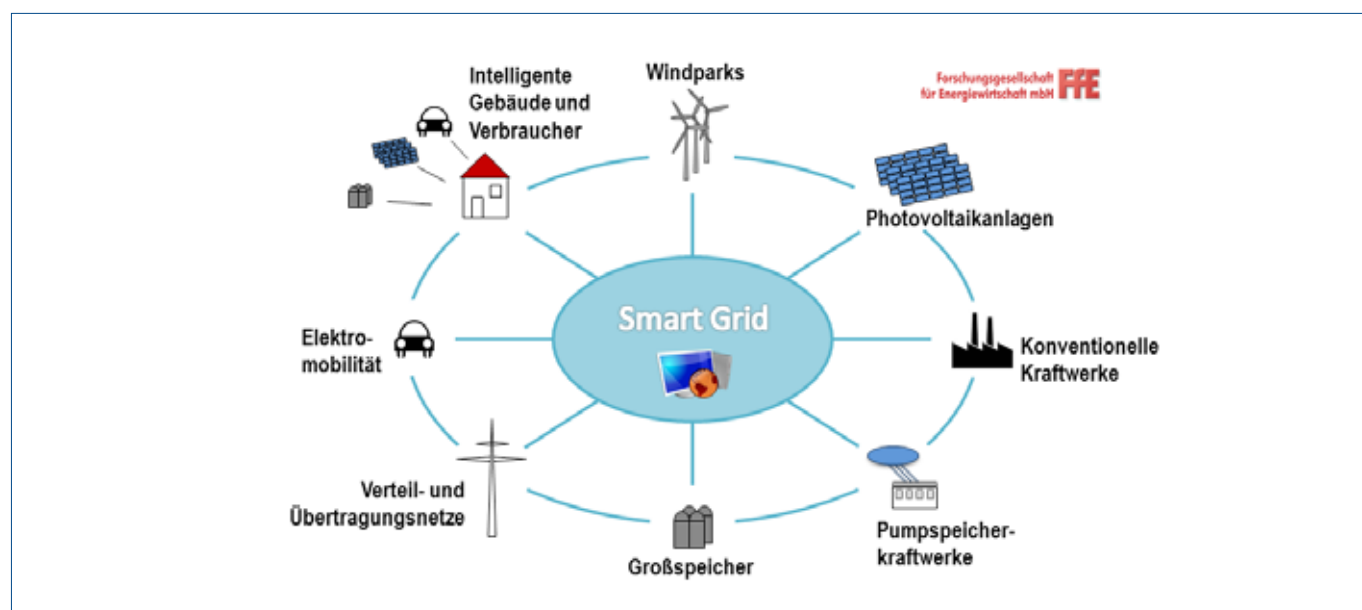


Abbildung 8-1: Bestandteile eines Smart Grid, FFE



Die Netzinfrastruktur eines Smart Grids bleibt im Vergleich zu einem konventionellen Netz im Wesentlichen gleich. Erweitert werden muss ein Smart Grid jedoch um Technologien im Bereich der Informations-, Kommunikations-, Regel- und Automatisierungstechnik, wie u. a. intelligente Stromzähler (Smart Meter). /BITKOM-01 12/, /BNETZA-17 11/, /BWK-11 11/, /ET-05 11/, /NENTEC-01 13/, /PSIAG01 12/, /VDE02 13/

Durch eine optimierte Netzauslastung in Form von Smart Grids können Netzausbaumaßnahmen deutlich wirtschaftlicher gestaltet werden und eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten beitragen. Voraussetzung dafür sind jedoch erhebliche Investitionen in benötigte Netzkomponenten und Regelungstechnik.

Nachfolgend werden weitere innovative, bisher wenig bekannte Ansätze kurz vorgestellt:

Hybridnetze

Sogenannte Hybridnetze weiten die Idee des Smart Grid von der Ebene der Stromnetze auf alle Energieversorgungsnetze aus. Dabei sollen also nicht nur Strom- sondern auch Gas- und Wärmenetze intelligent miteinander verknüpft werden. Das Ziel ist die Optimierung des gesamten Energieversorgungssystems und nicht die separate Betrachtung der einzelnen Energieträger.

Durch die intelligente Verknüpfung des Stromnetzes mit dem Gas- und Wärmenetz können neue Lösungsmöglichkeiten entstehen. Zum einen kann durch „Power-to-Heat“-Konzepte überschüssiger Strom regional sinnvoll in Wärme umgewandelt und verbraucht werden.

Dabei wird die Stromerzeugung durch die Speichermöglichkeiten in Wärmenetzen zeitlich vom Verbrauch entkoppelt und Erzeugungsanlagen müssen auf Grund von Engpässen im Stromnetz nicht abgeregelt werden. Für den Transport über weite Strecken sowie eine zeitlich längere Speicherung von Energie eignet sich der bereits angesprochene Ansatz des Power-to-Gas. Mit den vorhandenen Gasleitungen sowie Gasspeichern kann die Stromerzeugung so zeitlich und örtlich vom Verbrauch entkoppelt werden, ohne die Stromübertragungsnetze zu belasten bzw. große elektrische Speicher zu bauen. /DBI03 11/

Netz-Ampel-Konzept

Durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien entstehen zum Teil lokale Netzengpasssituationen. Diese treten aber nicht im gesamten deutschen Netzgebiet auf, sodass es bei dem derzeitigen Strommarktdesign keine wettbewerbliche Lösung für dieses Problem gibt. Ein derzeit diskutierter Ansatz ist das sogenannte Netz-Ampel-Konzept (vgl. Abbildung 8-2).



Abbildung 8-2: Konzept der Netzampel, eigene Darstellung nach /BDEW-02-13/, /Wiechmann-12-11/

Häufigere Aktualisierung der Lastflussberechnung

Für eine wettbewerbliche Ausschreibung von Systemdienstleistungen müssen die Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt für möglichst viele Orte die Situation im Netz kennen. Zu diesem Zweck werden Lastflussberechnungen durchgeführt, die bei vorgegebenen Verbraucher- und Erzeugerleistungen für alle Netzknoten die relevanten Größen berechnen. Die Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen sind abhängig von Randbedingungen wie der Wetterlage. Eine exakte Prognose der Erzeugungsleistung ist daher nicht möglich, was dazu führt, dass die durchgeführten Lastflussberechnungen keinen realen Zustand widerspiegeln und Fehler enthalten.

Eine häufigere Aktualisierung der Lastflussberechnungen könnte dazu beitragen, dass Netzbetreiber rechtzeitig auf Engpässe reagieren und die nötigen Systemdienstleistungen wettbewerblich ausgeschrieben werden können.

Vehicle-to-Grid – Elektrofahrzeuge als Speicher

Prinzipiell bietet auch der Bereich Elektromobilität Möglichkeiten des Lastmanagements und damit der Netzentlastung. Grundidee dahinter ist, die Batterien von Elektrofahrzeugen für eine gesteuerte Be- und Entladung bzw. als Zwischenspeicher elektrischer Energie auszunutzen. Dazu muss das Fahrzeug ans Netz („Vehicle-to-Grid“) angeschlossen werden und technisch so ausgerüstet sein, dass es Strom zurück in das elektrische Netz speisen kann. Elektroautos können dann in Zeiten, in denen sie nicht genutzt werden und mit dem elektrischen Versorgungsnetz verbunden sind, die gespeicherte Energie der Batterien, falls diese gerade benötigt wird, in das öffentliche Versorgungsnetz zurückspeisen. Das Stromnetz könnte somit auf einen Pool an Batterien in Form von Elektroautos zugreifen und diese je nach Bedarf als Zwischenspeicher einsetzen. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass das Elektroauto zu diesen Zeiten entladen ist und dann nicht genutzt werden kann.

Zu beachten ist außerdem, dass Elektroautos auch selbst zu Lastspitzen beitragen können. Im Falle einer großen Anzahl an Elektroautos, die nicht in Form eines Lastmanagements gesteuert sind, würden die meisten Autofahrer in den frühen Abendstunden laden, da sie dann von der Arbeit nach Hause kommen. Die herkömmliche Abendspitze von Haushalten würde dadurch also verstärkt. /TUD01 11/

9. Literaturverzeichnis

- ATG-01 59 Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) - in der Fassung vom 15.07.1985, zuletzt geändert am 31.07.2011. Bonn: Bundesrepublik Deutschland, 1959
- AUEW-01 11 Metzger, Michael; Bamberger, Joachin; Köberle, Robert; Meyer, Ernst-Peter: Herausforderungen und Lösungskonzepte für Verteilnetze im ländlichen Raum in: <http://www.projekt-irene.de/projekt/626276a12e0c56202/index.html>. Kempten: Allgäuer Überlandwerk GmbH, 2011
- BAFA-09 12 Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland 1998-2012. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2012
- BAYN-01 13 Gasversorgung in Südbayern in: http://www.bayernets.de/start_netzinformation.aspx?int_name=_70403. München: Bayernets GmbH, 2013
- BAYN-02 13 TECHNISCHER ERLÄUTERUNGSBERICHT Gasleitung Finsing - Amerdingen DN 1200, MOP 100 bar - im Freistaat Bayern Regierungsbezirke Oberbayern und Schwaben. Gashochdruckleitung Finsing-Amerdingen, MONACO TEIL 2 in: http://www.regierung.schwaben.bayern.de/Aufgaben/Bereich_2/Raumordnung/ROV_Finsing_Amerdingen/Teil_1/Erlaeuterungsbericht%20Finsing-Amerdingen.pdf. München: Bayernets GmbH, 2013
- BDEW-03 13 Aufbau und Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks in: <http://www.energie-macht-schule.de/content/pumpspeicherkraftwerk-0>. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2013
- BDEW-04 12 Energiemarkt Deutschland - Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2012
- BDEW-04 13 BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013 - Haushalte und Industrie. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2013
- BDEW-05 12 VBEW Bayern Foliensatz - Daten zu Gasspeichern, Stromerzeugung, Netzkennzahlen und Energie- und Wasserversorgung in Bayern. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2012
- BDEW-06 12 Gasabgabe und gasversorgte Haushalte - nach Bundesländern in: BDEW-Gasstatistik 2011 - Orts- und Regionalversorger. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2012
- BDEW-07 11 Smart Grids - auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign in: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/\\$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2011
- BDEW-08 11 Daten zu Netztransformatoren, Stromkreislängen und Entnahmestellen. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2011
- BFS-01 12 Kernkraftwerke in Deutschland - Meldepflichtige Ereignisse seit Inbetriebnahme. Salzgitter: Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), 2012
- BITKOM-01 12 Gesamtwirtschaftliche Potenziale intelligenter Netze in Deutschland in: http://www.bitkom.org/de/publikationen/38338_74495.aspx. Berlin: BITKOM Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) 2012
- BLSD-01 13 Baufertigstellungen in Bayern im Jahr 2012 in: Statistische Berichte. München: Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (BLSD), 2013
- BLSD-02 12 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (EEV) in Bayern 1950 bis 2010 nach Energieträgern - Energiebilanz 2010. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012
- BLSD-02 13 Nettowärmeerzeugung in Bayern nach Energieträgern und Anlagenart. München: Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (BLSD), 2013

- BLSD-03 12 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Bayern 1950 bis 2010 nach Energieträgern. München: Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (BLSD), 2012
- BLSD-04 12 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Struktur des Endenergieverbrauchs (EEV) in Bayern 2009 und 2010. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012
- BLSD-05 12 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Struktur des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Bayern und in der Bundesrepublik Deutschland 2010. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012
- BLSD-06 12 Bodenfläche Bayerns zum 31. Dezember nach Nutzungsarten. München: Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (BLSD), 2012
- BLSD-07 12 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (BLSD): Entwicklung der öffentlichen Gasversorgung in Bayern 1950 bis 2010. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012
- BMU-11 12 Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Daten. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012
- BMWi-06 13 Reservekraftwerksverordnung – ResKV: Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/reservekraftwerksverordnung-entwurf,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BMWi-07 13 Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung – Stand 21.05.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BNETZA-01 12 Zubau an Photovoltaik-Anlagen 2011 noch höher als im Rekordjahr 2010 – Kurth: „Neuer Höchstwert von 3.000 MW allein im Dezember“. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA) Pressestelle, 2012
- BNETZA-03 12 Bundesnetzagentur: Netzausbau 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2012
- BNETZA-03 13 Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau – Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-04 12 Monitoringbericht 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2012
- BNETZA-04 13 Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur – Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-05 12 Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/berichte_fallanalysen-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- BNETZA-05 13 Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-06 12 Bundesnetzagentur (BNetzA): EEG-Statistikbericht 2010. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2012
- BNETZA-06 13 Bundesnetzagentur (BNetzA): Definitionsliste Monitoring 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013
- BNETZA-07 12 Bundesnetzagentur (BNetzA): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012

- BNETZA-08 12 Netzausbau – Rechtliche Grundlagen in: http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Netzausbau/Rechtliche_Grundlagen/rechtliche_grundlagen_node.html. Berlin: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- BNETZA-09 13 Übersicht Stromnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-10 13 Leitfaden zum EEG – Einspeisemanagement – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Berlin: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013
- BNETZA-14 12 Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gem. § 110 EnWG vom 23.02.2012. Berlin: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- BNETZA-15 12 Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz und dem Bundesbedarfsplangesetz in: http://www.netzausbau.de/cln_1931/DE/Vorhaben/Vorhaben-node.html. Berlin: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012
- BNETZA-17 11 „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011
- BNETZA-18 11 Vergütung für Redispatchmaßnahmen. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011
- BON-01 12 Gartmaier, Heinrich: Energiewende ohne Blackout – Wird das Stromnetz zur Achillesferse unserer Gesellschaft?. Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2012
- BRD-01 09 Nationaler Entwicklungsplan – Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- BRD-01 13 Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG) – Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2013
- BREG-01 07 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) – Zuletzt geändert durch Art. 7 G v. 20.12.2012. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2007
- BREG-01 96 Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes- Immissionsschutzgesetzes – Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 1996
- BRG-01 11 Die Geschichte des Unternehmens in: <http://www.rhoengas.de/unternehmen/geschichte.html>. Bad Neustadt: Bayerische Rhöngas GmbH, 2011
- BSW-06 12 Weber, Andreas; Voigtländer, Christoph: Ermittlung aktueller Zahlen zur Energieversorgung in Bayern – Prognose 2010 und 2011. Berlin: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012
- BWK-11 11 BWK – Ausgabe 11/2011. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2011
- CEER-01 12 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011 in: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/CEER_5thBenchmarking_Report.pdf. Brüssel: Council of European Energy Regulators (CEER), 2012
- DBI-03 11 Müller-Syring, Gert: Anforderungen an und Potenziale von Hybridnetzen. Berlin: DBI GUT GmbH (DBI), 2011
- DEL-01 11 Herzig, Andreas; Einhellig, Ludwig; Engel, Larissa; Stauss, Ben; Düssel, Patrick; Lares, Stefan; Statz, Ulrich; Hummel, Matthias; Jordan, Catharina; Stocker, Helmut; Uhl, Thomas; Hanne, Oliver: Smart Grid vs. Smart Market – Wie funktioniert die deutsche Energiewende?. München: Deloitte & Touche GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2011
- DENA-01 13 Einspeiseatlas – Atlas von Biogasanlagen in Deutschland die in das Erdgasnetz einspeisen in: <http://www.biogas-partner.de/einspeiseatlas.html>. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013
- DENA-05 10 Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-07 12 Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp et al.: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 – dena-Verteilnetzstudie. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012

- DFNB-01 13 Netzentwicklungsplan Gas 2013 – Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, 2013
- DIN-01 00 DIN EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2000
- DLR-01 12 Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Tobias, Naegler; u. a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitszenario 2011. Berlin: Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012
- EAV-01 07 Die Erfindung der Glühlampe – Eine Lichtquelle tritt ihren Siegeszug an in: http://www.energiegeschichte.de/ContentFiles/Museum/Downloads/Sammelblatt_GL%C3%BChlampe_neu.pdf. Helmstedt: E.ON Avacon AG, 2007
- EEG-01 12 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 – mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ (sog. PV-Novelle). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- EEG-02 11 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2011
- EEG-03 11 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) – in der Fassung vom 25.10.2008, zuletzt geändert am 28.07.2011. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2011
- EEN-01 10 Witzmann, Rolf; Esslinger, Peter: Netzstützung in Niederspannungsverteilnetzen durch intelligente Wechselrichter bei dezentraler Einspeisung in: VDE-Kongress 2010. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2010
- EEN-01 11 Witzmann, Rolf: Simulation von elektrischen Energieversorgungsnetzen. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2011
- EEN-02 11 Witzmann, Rolf: Vorlesung Energieübertragungstechnik. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2011
- EEX-01 13 Marktdaten verschiedener Jahre in: www.eex.com. Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2013
- EGSW-01 11 Schlenkrich, Angela: 100 Jahre Gasversorgung, 100 Jahre Innovation – Die Geschichte der Gasversorgung in Bayerisch-Schwaben. Augsburg: Erdgas Schwaben GmbH, 2011
- EGSW-01 13 Historie Erdgas Schwaben in: <http://www.erdgas-schwaben.de/erdgas-schwaben/historie-erdgas-schwaben>. Augsburg: Erdgas Schwaben GmbH, 2013
- ENLAG-02 09 Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- ENTSOE-03 09 The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2009
- ENTSOG-01 11 The European Natural Gas Network – Capacities at cross-border Points on the Primary Market. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), 2011
- ENTSOG-01 13 Ten-Year Network Development Plan – 2013 – 2022. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), 2013
- ENWG-01 12 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- ENWG-01 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- EON-01 05 E.ON Jahresbericht 2004. Essen: E.ON Ruhrgas AG, 2005
- EON-02 07 Freileitungs-Monitoring. Bayreuth: E.ON Netz GmbH, 2007
- EON-07 13 Kraftwerk Irsching Übersicht. Düsseldorf: E.ON Kraftwerke GmbH, 2013

- ET-05 11 ET – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2011
- EU-02 10 VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates. Brüssel: Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2010
- EUCO-01 11 Definition, Expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2011:0463:FIN:EN:PDF>. Brussels: European Commission, 2011
- EURL-01 96 Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt in: Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel: Europäische Union, 1996
- EW-01 12 Metzger, Michael; Köberle, Robert; Meyer, Ernst-Peter: „So Easy“ regelt Ortsnetztransformatoren in: <http://www.projekt-irene.de/projekt/626276a12e0c56202/index.html>. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongress GmbH, JG. 111 (2012) Heft 20-21, 2012
- EW-02 12 Wohlgenannt, Martin: Feldtest für intelligente Stromnetze in: http://www.projekt-irene.de/downloads/netzpraxis_irene.pdf. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongress GmbH, JG. 51 (2012) Heft 11, 2012
- FBIOG-01 13 Branchenzahlen 2012 und Branchenentwicklung 2013. Freising: Fachverband Biogas e.V., 2013
- FFE-22 10 Schmid, Tobias; Beer, Michael: Das Regionenmodell – Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-26 12 Carr, Luis Dipl.-Ing.; Habermann, Jochen Dipl.-Volksw.; Schmid, Tobias Dipl.-Phys.: Bayernplan – Flexibilisierter Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung – Modellierung der Integration von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-29 12 Buber, Tim; Gobmaier, Thomas; von Roon, Serafin; Kreuder, Lukas: Energiewende im Strommarkt – Chancen nutzen – Risiken vermeiden. München BIHK, 2012
- FFE-40 10 Schmid, Tobias: EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-40 12 Samweber, Florian; Pfeifroth, Philipp; Gobmaier, Thomas; Rüger, Markus: Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten in: BWK BD. 64 (2012) Nr. 12. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2012
- FGH-01 12 Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien – Abschlussbericht, 20. Januar 2012. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), Consentec GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen (IAEW), 2012
- FNR-01 10 Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung – 5. vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2010
- GCA-01 11 Verdichterstation in: <http://www.gasconnect.at/de/KnowHow/Erdgas-Transport/Verdichterstation/>. Wien: Gas Connect Austria GmbH, 2011
- GNB-01 13 Interviews mit Gasnetzbetreibern – Stadtwerke, Verteilnetz, Fernleitungsnetz. Bayern: Gasnetzbetreiber, 2013
- HERTZ-02 13 Freileitung vs. Kabel in: http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1571.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-F90DFEB1-666CD578. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2013
- HSA-02 10 Witzmann, Prof. Dr.-Ing. Rolf: Photovoltaik-Studien – Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen für dezentrale Erzeugung am Beispiel von PV in: 8. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung Smart Grids: Hype oder Vision. Mannheim: TU München, 2010

- HSA-03 10 Kerber, Dr. Georg: Diagramme zur Veranschaulichung der Problematik einer Spannungsanhebung durch Einspeisungsanlagen in: www.een.ei.tum.de. München: TU München Fachgebiet Elektrischen Energieversorgungsnetze, 2010
- IAEW-01 12 Höflich, Bernd; Noster, Rafael; Peinl, Hannes; Richard, Phillip; Völker, Jakob; Echternacht, David; Grote, Fabian; Schäfer, Andreas; Schuster, Henning: Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt – Integration EE. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- IE-01 12 Weber, Andreas; Buttermann, Hans Georg: Bayerische Energieszenarien 2050. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2012
- IER-01 07 Fahl, U.; Rühle, B.; Blesl, M.; Ellersdorfer, I.; Eltrop, L.; Harlinghausen, D.-C.; Küster, R.; Rehrl, T.; Remme, U.; Voß, A.: Energieprognose Bayern 2030. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2007
- IFE-02 12 Tzscheutschler, Peter: Energieversorgung im liberalisierten Markt. München: IfE, TU München, 2012
- IGU-01 06 Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. Oslo: International Gas Union, 2006
- IWES-01 13 Berkhout, Volker; Faulstich, Stefan; Görg, Philip; Kühn, Paul; Linke, Katrin; Lyding, Philipp; Pfaffel, Sebastian; Rafik, Khalid; Rohrig, Kurt; Rothkegel, Renate; Stark, Elisabeth: Windenergie Report Deutschland 2012. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2013
- IZES-03 11 Leprich, Uwe; Guss, Hermann; Weiler, Katja; Ritzau, Michael; Macharey, Uwe; Igel, Michael; Diegler, Johannes: Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Saarbrücken, Aachen: Institut für Zukunftssysteme IZES gGmbH, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Institut für elektrische Energiesysteme Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, 2011
- JHS-01 13 Leitner, Ernst; Finckh, Ulrich: Elektrifizierung – Geschichte in: <http://www.leifiphysik.de/themenbereiche/transformator-fernuebertragung/geschichte>. Hamburg: Joachim Herz Stiftung, 2013
- KÄST-01 11 Kästner, Thomas; Kießling, Andreas; Riemer, Gerrit: Energie in 60 Minuten – Ein Reiseführer durch die Gaswirtschaft. Heidelberg: Springer VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2011
- LBEG-01 12 Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011. Hannover: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 2012
- LUH-01 05 Oswald, B. R.: Vorlesung Elektrische Energieversorgung II – Skript Sternpunkterdung. Hannover: Leibniz Universität Hannover, 2005
- LUH-01 10 Oswald, R.B.; Hofmann, L.: Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Walle-Mecklar. Hannover: Leibniz Universität Hannover, 2010
- MERO-01 09 Warum ist Erdgas sicher? – Fakten, Zahlen und mehr in: Fakten. Informationen für Journalisten. Verlagsbeilage im journalist. 7. Auflage. Remagen-Rolandseck: Medienfachverlag Rommerskirchen GmbH, 2009
- MUEL-01 01 Müller, Leonhard: Handbuch der Elektrizitätswirtschaft – Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen – 2. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2001
- NENTEC-01 13 Smart Telecontrol Unit in: <http://www.psinentec.de/de/netzwerkkomponenten/smart-telecontrol-unit/>. Karlsruhe: PSI Nentec GmbH, 2013
- NEP-01 12 Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Mike, Hermann; Zeltner, Stefan: Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012
- NEP-01 13 Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; Brötzel, Angela: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingel AG, 2013
- NERGIE-01 13 Fernwärme in Nürnberg. Nürnberg: N-ERGIE AG, 2013

PSIAG-01 12 Hochspannender Netzausbau – Interview mit PSI-Unternehmenssprecher Karsten Pierschke in: www.psi-production.de. Berlin: PSI AG, 2012

STMUG-03 13 Energie-Atlas Bayern – Stromnetz in: http://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/stromnetz.html. München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2013

STMWIVT-01 11 Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“ – Von der Bayerischen Staatsregierung beschlossen am 24. Mai 2011. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2011

STMWIVT-03 12 Fortschrittsbericht 2012 zum Umbau der Energieversorgung Bayerns. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2012

STMWIVT-04 12 Bayerische Energiebilanz: Gasnetzbetreiber der allgemeinen Versorgung in Bayern – nach § 18 Abs. 1 EnWG in: <http://www.stmwivt.bayern.de/energie-rohstoffe/daten-fakten/>. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2012

SWM-01 05 Schwarz, Stephan: Strukturoptimierung des Fernwärmenetzes in München. München: SWM GmbH, 2005

SWM-01 13 Fernwärmenetz München. München: SWM GmbH, 2013

SWM-02 12 SWM Fernwärme-Vision in: <http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/engagement/umwelt/vision-fernwarmer.html>. München: Stadtwerke München GmbH (SWM), 2012

SWM-02 13 Historie – Die Geschichte der Stadtwerke München in: <http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/swm/historie.html>. München: Stadtwerke München (SWM), 2013

SWM-03 13 Diverse Abbildungen der Stadtwerke München in: <http://www.swm.de/privatkunden/presse/foto/erdgas.html>. München: Stadtwerke München GmbH (SWM), 2013

TAB-01 11 Petermann, Thomas; Bradke, Harald; Lüllmann, Arne; Paetzsch, Maik; Riehm, Ulrich: Was bei einem Blackout geschieht – Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2011

TAL-01 13 Transalpine Ölleitung in: <http://www.tal-oil.com/de/installationen/transalpine-oelleitung.html>. München: Deutsche Transalpine Ölleitung GmbH, 2013

TNT-01 12 Tennet TSO GmbH: TenneT sichert 2.000 Megawatt Kaltreserve für die Versorgungssicherheit im Winter. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2012

TNT-01 13 Tennet TSO GmbH: TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2013

TUD-01 11 Hartkopf, Thomas; Richter, Moritz; Steiner, Lutz: Begleitforschungs-Studie Elektromobilität – Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2011

TUM-01 13 Witzmann, Rolf; Altschäffl, Sascha; Esslinger, Peter; Lödl, Martin; Pardatscher, Robert; Stöckl, Georg; Viernstein, Lorenz: Verteilnetzstudie Bayern 2013 – Ausbaubedarf bis 2021 – Basisszenario. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2013

TUM-02 12 Wirth, Georg; Spring, Andreas; Becker, Gerd; Pardatscher, Robert; Witzmann, Rolf; Brantl, Johannes; Garhamer, Michael: Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbereich. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2012

TUM-04 12 Guminski, Andrej; Merold, Andreas; Wenke, Julian: Wirtschaftliche und technische Analyse von Speichern und Lastmanagement im deutschen Stromsystem. München: Technische Universität München, 2012

TÜVA-01 06 Öl für Zentraleuropa in: http://www.tuev.at/start/browse/Webseiten/TUV%20Austria%20Cert/T%C3%9CV%20TIMES/Archiv/Ausgabe%2001%20M%C3%A4rz%202006%20/%C3%96I%20f%C3%BCr%20Zentraleuropa%20/Portr%C3%A4t_de.xdoc. Wien: TÜV Austria, 2006

- VBEW-01 13 Fischer, Detlef: Energie für Bayern 2013. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2013
- VBEW-02 12 Fischer, Detlef: Energie für Bayern 2012. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2012
- VBEW-03 12 Grafiken zur bayerischen Energieversorgung – aktualisierte Version von April 2013. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2012
- VDE-02 07 Hiller, Thomas Dr.-Ing.: Praktische Umsetzung des Legal Unbundling von Energieversorgungsunternehmen. Düsseldorf: VDE, 2007
- VDE-01 13 Köberle, Robert; Fiedeldey, Michael; Brennauer, Bernd; Meyer, Ernst-Peter; Szabo, Andrei; Bamberger, Joachim; Krengel, Stefan; Wippenbeck, Tilman: Messungen und Analysen für aktive Verteilnetze mit hohem Anteil regenerativer Energien und Elektromobilität in: <http://www.projekt-irene.de/downloads/vde-beitrag-irene-20120906-final.pdf>. Frankfurt: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013
- VDE-02 13 ETG-Task Force Aktive EnergieNetze: Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende – Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) – Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2013
- VDN-03 07 TransmissionCode 2007 – Network and System Rules of the German Transmission System Operators. Berlin: Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V., 2007
- WELT-02 12 Wetzels, Daniel: Deutschland droht Winter-Engpass bei Gaslieferungen in: Die Welt. Berlin: Axel Springer AG, 2012
- WIND-01 13 Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Varel: Deutsche WindGuard GmbH, Berlin: Bundesverband Wind-Energie e.V., Frankfurt: Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), 2013
- YST-01 12 Wiechmann, Holger: Smart und effizient – wettbewerbliche Ansätze für eine erfolgreiche Energiewende. Berlin: Yellow Strom (YST), 2012
- ZFK-01 13 Tschätsch, Hans-Ulrich: Smart Grids: Energiewende praktisch in: <http://www.projekt-irene.de/downloads/zfk---smart-grids---energiewende-praktisch.pdf>. München: Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK), 2013

Ihre Ansprechpartner für Energiepolitik und -versorgung

Die bayerischen IHKs unterstützen ihre Mitglieder mit einem breiten Informationsangebot zu den Themen Energiepolitik, Energieversorgung und zu gesetzlichen Regelungen, z. B. zur Energiesteuer oder zur Energieeinsparverordnung. Auskunft und Beratung zu konkreten Einsparmaßnahmen und zu Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten in diesem Bereich bilden einen weiteren wichtigen Schwerpunkt unseres Serviceangebots.

IHK Aschaffenburg

Andreas Elsner
Telefon: 06021 880-132
E-Mail: elsner@aschaffenburg.ihk.de

IHK Schwaben

Monika Kees
Telefon: 0821 3162-265
E-Mail: monika.kees@schwaben.ihk.de

Franz Bihler
Telefon: 0821 3162-410
E-Mail: franz.bihler@schwaben.ihk.de

IHK für Oberfranken Bayreuth

Frank Lechner
Telefon: 0921 886-112
E-Mail: lechner@bayreuth.ihk.de

IHK zu Coburg

Rico Seyd
Telefon: 09561 7426-46
E-Mail: seyd@coburg.ihk.de

IHK für München und Oberbayern

Dr. Norbert Ammann
Telefon: 089 5116-1392
E-Mail: norbert.ammann@muenchen.ihk.de

Ulrike Pflugfelder
Telefon: 089 5116-1770
E-Mail: ulrike.pflugfelder@muenchen.ihk.de

IHK Nürnberg für Mittelfranken

Dr. Robert Schmidt
Telefon: 0911 1335-299
E-Mail: rschmidt@nuernberg.ihk.de

Dr. Ronald Künneth
Telefon: 0911 1335-297
E-Mail: ronald.kuenneth@nuernberg.ihk.de

IHK für Niederbayern in Passau

Erich Dobliger
Telefon: 0851 507-234
E-Mail: doblinger@passau.ihk.de

IHK Regensburg für Oberpfalz/Kelheim

Werner Beck
Telefon: 0941 5694-230
E-Mail: beck@regensburg.ihk.de

IHK Würzburg-Schweinfurt

Oliver Freitag
Telefon: 0931 4194-327
E-Mail: oliver.freitag@wuerzburg.ihk.de

Jacqueline Escher
Telefon: 0931 4194-364
E-Mail: jacqueline.escher@wuerzburg.ihk.de

Verband der bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW

Detlef Fischer
Telefon 089 380182-0
E-Mail: vbew@vbew.de

[illegible]

Impressum:

Verleger:

Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK e.V.
80323 München
Telefon: 089 5116-0
E-Mail: info@bihk.de
www.bihk.de

Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. –
VBEW

Akademiestraße 7
80799 München
Telefon: 089 38 01 82 - 0
Telefax: 089 38 01 82 - 29
E-Mail: vbew@vbew.de
Internet: www.vbew.de

Verantwortlich:

Dr. Norbert Ammann, Ulrike Pflugfelder
IHK für München und Oberbayern
Detlef Fischer, VBEW

Durchführung:

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Dr. Serafin von Roon, Corinna Steinert
Am Blütenanger 71
80995 München
www.ffgmbh.de

Lektorat:

Dominik Heller

Gestaltung:

Word Wide KG, München

Bildnachweis:

Titel: Collage: Fotolia®lunamarina,
Fotolia®Thorsten Schier, Fotolia®WestPic;
S. 2: Fotolia®nt; S. 4: Fotolia®Andreas F;
S. 6: Fotolia®nt; S. 12: Fotolia®bizio_ti;
S. 14: Fotolia®starman963; S. 21: Fotolia®WestPic;
S. 26: Fotolia®Gina Sanders; S. 32: Fotolia®WestPic;
S. 34: Fotolia®simonographie; S. 40: Fotolia®Visions-AD;
S. 42: Fotolia®Firma V; S. 55: Fotolia®vege;
S. 58: Fotolia®Petair.

Druck:

K. Fell GmbH
Am Kirchenhölzl 12, 82166 Gräfelfing

Oktober 2013



Industrie- und Handelskammern
in Bayern



Balanstraße 55 – 59 | 81541 München
Tel. 089 5116-0 | E-Mail: info@bihk.de | Internet: www.bihk.de