

Kurzstudie:
Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland



Im Auftrag der klima-allianz deutschland

Hamburg, Oktober 2011

Dr. Sven Bode und Helmuth-M. Groscurth

Kurzstudie: Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland
Im Auftrag der klima-allianz deutschland (www.klima-allianz.de)

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18
22589 Hamburg
Germany

+ 49 – 40 – 3708 4420
info@arrhenius.de
www.arrhenius.de



Inhalt

Vorwort	3
Zusammenfassung	5
1 Der Bedarf an Gaskraftwerken.....	6
1.1 Schematische Ableitung des Bedarfs an Gaskraftwerken im Kontext der „Energiewende“	6
1.2 Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Bedarfs an Gaskraftwerken.....	9
1.3 Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland	10
1.4 Alternativen zu Gaskraftwerken als Backup in der Stromerzeugung	17
1.5 Gas als Brennstoff in der Backup-Infrastruktur	20
1.6 Räumliche Verteilung von Gaskraftwerken und ihr Beitrag zu Systemdienstleistungen.....	26
2 Wirtschaftliche Anreize für den Bau von Gaskraftwerken.....	29
2.1 Stromgestehungskosten und Strompreis.....	29
2.2 Investitionsanreize für neue Kraftwerke	31
3 Fazit	34
ANHÄNGE	35
Abkürzungen und Glossar	35
Größenordnungen.....	35
Referenzen	36
Verzeichnis der Tabellen	38
Verzeichnis der Abbildungen	38

Vorwort der klima-allianz deutschland

Nach der im Sommer 2011 beschlossenen Rücknahme der Laufzeitverlängerung und der sofortigen Stilllegung von acht Atomkraftwerken meldeten und melden sich einschlägige Stimmen aus Politik und Energiewirtschaft zu Wort, die den Neubau von Kohlekraftwerken zum unverzichtbaren Ersatz für den wegfallenden Atomstrom ausrufen wollen. Ohne „Renaissance der Kohle“ könne die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden, so lautet eines der Hauptargumente derjenigen, die den Einstieg in das regenerative Zeitalter verhindern, mindestens aber erheblich verzögern wollen. Die klima-allianz deutschland wendet sich strikt gegen diese rückwärtsgewandte Stoßrichtung der energiepolitischen Debatte. Der Neubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland ist nicht vereinbar mit einer zukunftsfähigen Stromversorgung.

Dem deutschen Stromerzeugungssektor kommt eine Schlüsselrolle bei der Reduzierung der nationalen Treibhausgasemissionen zu. Deutschland wird seine Klimaziele nur dann erreichen, wenn es gelingt, die Stromerzeugung bis Mitte dieses Jahrhunderts zu dekarbonisieren, also vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Der Neubau von Kohlekraftwerken steht diesem Ziel diametral entgegen, da mit neuen Kohlemeilern über einen Zeithorizont von mehr als 40 Jahren ein enormer CO₂-Ausstoß zementiert werden würde.

Der Übergang in das regenerative Energiezeitalter erfordert eine Transformation unseres Energiesystems. Das gilt auch für den für eine Übergangszeit noch benötigten fossilen Kraftwerkspark. Überkommene Energieversorgungsstrukturen mit unflexiblen Großkraftwerken tragen zur Verschärfung statt zur Minimierung des Systemkonflikts auf dem Strommarkt bei. Für neue, unflexible Großkraftwerke gibt es deshalb in einem Stromversorgungssystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien keinen Platz. Vielmehr ist aufgrund der stetig steigenden und witterungsbedingt stark schwankenden Strommengen aus Wind- und Sonnenenergie ein hochgradig flexibler und effizienter fossiler Kraftwerkspark zur Bereitstellung der verbleibenden Strommenge (sog. Residuallast) erforderlich.

Diese neue Backup-Funktion des konventionellen Kraftwerksparks ist - neben der Klima- und Umweltverträglichkeit der Energieerzeugung - der Maßstab dafür, welche Art von Kraftwerken wir in den nächsten Jahren noch zubauen dürfen. Kohlekraftwerke sind betriebswirtschaftlich wie technisch darauf ausgerichtet, das ganze Jahr über eine möglichst gleichbleibende Strommenge zu liefern. Dies verträgt sich nicht mit den Anforderungen an Residuallast-Kraftwerke. Die Energiewende würde aufgrund der Inflexibilität der Kohlemeiler behindert, die Systemstabilität gefährdet werden.

Gaskraftwerke sind im Gegensatz zu Kohlekraftwerken in der Lage, sehr schnell und flexibel auf Leistungsschwankungen zu reagieren und lassen sich aufgrund der niedrigeren Investitionskosten auch mit deutlich geringeren Betriebsstunden wirtschaftlich betreiben. Erdgas verbrennt zudem mit vergleichsweise geringeren CO₂-Emissionen. Der Backup-Kraftwerksbedarf für die Energiewende lässt sich vernünftigerweise nur mit dem Neubau von Gaskraftwerken abdecken. Unklar ist derzeit allerdings, wie viel zusätzliche Kraftwerkskapazität dafür erforderlich ist.

Vor diesem Hintergrund hat die klima-allianz deutschland das arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik in Hamburg beauftragt, den potenziellen Bedarf für neue Backup-



Gaskraftwerke in den nächsten 20 Jahren zu ermitteln. Die Studie „Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland“ liegt nunmehr vor. Die Klima-Allianz Deutschland will mit der Veröffentlichung der Studie einen Beitrag zur notwendigen, tatsächlich nach vorne gerichteten Debatte über die Ausgestaltung unseres künftigen Energiesystems leisten.

Die Studie konzentriert sich auf die Backup-Funktion beschränkte Bedarfsanalyse der Studie des Arrhenius-Instituts orientiert sich dabei an der Deckung der Jahreshöchstlast, also derjenigen Stunden im Jahr, in denen die maximale Stromnachfrage besteht. Der Betrachtungszeitraum geht bis zum Jahr 2030, da jenseits dessen eine belastbare Bedarfsprognose aus heutiger Sicht, allein schon aufgrund der zu erwartenden technologischen Innovationen, nicht möglich ist.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bis 2020 ein überschaubarer Bedarf von 3 Gigawatt (GW) an zusätzlicher Leistung besteht. Mittelfristig, das heißt bis 2030, sind, so die Gutachter, zusätzlich knapp 7 GW erforderlich. Derzeit ist eine Vielzahl von Gaskraftwerken entweder bereits im Bau oder in Planung. Der benötigte Zubau an zusätzlicher Gaskraftwerkskapazität erscheint vor diesem Hintergrund jedenfalls realisierbar – selbst wenn nicht alle der gegenwärtig in Planung befindlichen Gaskraftwerke gebaut werden sollten. Während des Übergangs in das Zeitalter der erneuerbaren Energien kann folglich auf den weiteren Zubau von Kohlekraftwerken vollständig verzichtet werden, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet würde.

Dies gilt erst recht, weil die Autoren der Studie bei der Bedarfsanalyse sehr konservative Annahmen zugrunde gelegt haben. Dies betrifft sowohl den eingerechneten Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung, die angenommene Höhe des Stromverbrauchs bis 2030 als auch die zukünftigen Fortschritte bei der Energieeffizienz und dem Lastmanagement. Zudem haben die Gutachter angenommen, dass der vollständige Ausstieg aus der Atomenergie in Deutschland bereits bis zum Jahr 2017 erfolgt. Die konservativen Annahmen in Bezug auf Energieeffizienz, Lastmanagement und Stromverbrauch spiegeln zwar nicht die politische Zielsetzung der Klima-Allianz Deutschland über die tatsächliche Entwicklung in diesen Bereichen wider. Wir setzen uns vielmehr selbstverständlich unverändert dafür ein, dass durch Smart Grids, intelligentes Lastmanagement, moderne Prognoseverfahren und neue Speichertechnologien der Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Erzeugungsleistung – auch im Hinblick auf Solar- und Windenergie – ebenso wie die Steigerung der Energieeffizienz schon bald deutlich über den Grundannahmen dieser Studie liegen. Die Studie zeigt jedoch, dass selbst bei dem von den Gutachtern zugrunde gelegten „worst-case Szenario“ keine neuen Kohlekraftwerke erforderlich sind. Der faktische Bedarf an zusätzlichen Gaskraftwerken kann im Hinblick auf den in der Studie errechneten Bedarf also nur geringer werden.

Wir brauchen in gewissem Umfang noch weitere Gaskraftwerke, um den Backup-Bedarf zu decken, aber dies darf nicht zum Aufbau erheblicher Kraftwerks-Überkapazitäten führen. Schon aus Gründen des Klimaschutzes muss auch der Zubau von Gaskraftwerken auf den tatsächlichen Backup-Bedarf begrenzt bleiben. Hier ist die Bundesregierung aufgerufen, klare Weichenstellungen vorzunehmen. Auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien haben neue Kohlekraftwerke keinen Platz.

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland hat die Klima-Allianz Deutschland das Arrhenius Institut beauftragt zu untersuchen, welche Rolle Gaskraftwerke künftig spielen können oder müssen.

Im Vordergrund der Analyse steht dabei die verfügbare Leistung, da Gaskraftwerke künftig in erster Linie dann eingesetzt werden sollen, wenn die dargebots-abhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nicht zur Verfügung stehen.

Methodisch ergibt sich der Bedarf an Gaskraftwerken als Differenz aus der gesicherten Leistung, die das System jederzeit bereitstellen können muss, der (stetig abnehmenden) Leistung heute bestehender konventioneller Kraftwerke und dem (zunehmenden) gesicherten Beitrag erneuerbarer Energien.

In den nächsten 10 Jahren werden 3 GW zusätzlicher Kapazität benötigt, um die Abdeckung der maximalen Last jederzeit sicherzustellen. In den folgenden 5 Jahren müssen dann 5 bis 10 GW zugebaut werden, je nachdem wie hoch der Anteil des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien ist, der als gesichert angesehen wird. Mittelfristig, d.h. bis 2030, besteht ein Bedarf von knapp 7 GW zusätzlicher Leistung. Ohne Import steigt dieser Bedarf auf mehr als 11 GW.

Wenn aus Klimaschutzgründen angestrebt wird, Kohlekraftwerke vor Ende ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen, oder wenn der Betrieb von Kohlekraftwerken im Zuge der weiteren Entwicklung des Strommarktes und des CO₂-Marktes unwirtschaftlich werden sollte, dann erhöht sich der Zubau-Bedarf entsprechend. Umgekehrt kann der Bedarf sinken, wenn die maximale Last durch Fortschritte bei der Energieeffizienz und beim Lastmanagement sinken sollte.

Gaskraftwerke sind die prädestinierten Partner der erneuerbaren Energien für die künftige Stromversorgung in Deutschland. Aus der Gruppe der konventionellen Kraftwerke erfüllen nur sie alle Anforderungen, die in einer künftigen, vor allem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung gestellt werden. Sie können in den nächsten 10-20 Jahren mit Erdgas betrieben werden. Soll die Stromerzeugung zu 100% aus erneuerbaren Energien erfolgen, könnte ihnen mittel- und langfristig die Infrastruktur zur Erzeugung von synthetischem Methan (EE-Methan) zur Seite gestellt werden. Dabei muss das bei der Verbrennung entstehende CO₂ zurückgewonnen werden. Kapazitäten für die Speicherung des Methans sind heute bereits weitgehend vorhanden.

Die Erlöse der Gaskraftwerke in einem allein auf Grenzkostenbasis organisierten Markt reichen nicht aus, um ihre Fixkosten zu finanzieren. Da der Bau von Gaskraftwerken zur Absicherung der Stromerzeugung notwendig ist, müssen neue Anreize für Investoren geschaffen werden. Dies kann u.a. durch Kapazitätsprämien oder eine Pflicht zur Reservehaltung auf der Ebene der Netzbetreiber umgesetzt werden. Die Diskussion steht hier noch am Anfang, auch deshalb, weil es ganz unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten dafür gibt.



1 Der Bedarf an Gaskraftwerken

Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland hat die Klima-Allianz Deutschland das Arrhenius Institut beauftragt zu untersuchen, welche Rolle Gaskraftwerke künftig spielen können oder müssen.

Die Analyse der Stromerzeugung kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen:

- Bereithaltung ausreichender Leistung, um die Nachfrage jederzeit, d.h. insbesondere zum Zeitpunkt der maximalen Last, decken zu können (elektrische Leistung in Gigawatt);
- Möglichkeit zur Produktion der über einen längeren Zeitraum (z.B. Tage, Wochen, Jahre) nachgefragten elektrischen Arbeit (Energienmenge in Terawattstunden);
- Verfügbarkeit von Systemdienstleistungen wie Reserveleistung, Frequenzhaltung oder Blindleistung, die die Stabilität des Systems sicherstellen.

In dieser Studie geht es darum, den Bedarf an Gaskraftwerken abzuschätzen. Diese sollen eingesetzt werden, wenn nicht ausreichend erneuerbare Energien zu Verfügung stehen. Im Vordergrund der Analyse steht daher die verfügbare Leistung und nicht die erzeugte Strommenge. Da Gaskraftwerke dargebots-unabhängig eingesetzt werden können, kann die benötigte Arbeitsmenge bei ausreichend dimensionierter Leistung in jedem Fall bereit gestellt werden. Die Bedeutung der Gaskraftwerke für die Systemdienstleistungen wird in Kap. 1.6 diskutiert.

1.1 Schematische Ableitung des Bedarfs an Gaskraftwerken im Kontext der „Energiewende“

In den letzten Jahren hat die Diskussion um den zukünftigen Energiemix im politischen Raum an Intensität zugenommen. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 ist für das Jahr 2050 ein Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 80% vorgesehen (Bundesregierung 2010). Diese Zielsetzung findet sich auch in der EEG-Novelle vom 28.07.2010 wieder. Konzepte anderer politischer Parteien sehen höhere Anteile schon in früheren Jahren vor (siehe z.B. SPD, Bündnis 90/ Die Grünen 2010). Offen ist dabei zurzeit zum einen, wie genau sich die Anteile der erneuerbaren Energien zusammensetzen sollen (siehe z.B. Bode 2010), und zum anderen, welche Rolle Gaskraftwerke auf dem Weg zu diesem Ziel und nach dessen Erreichen spielen sollen.

In dieser Diskussion ist neben der Erzeugungsseite auch die Nachfrageseite zu berücksichtigen. Dabei ist zu bedenken, dass erzeugungsseitig nicht nur auf Jahressicht die Produktion an elektrischer Arbeit gleich der Nachfrage sein muss, sondern dass im Stromsektor diese Gleichheit zu jedem Zeitpunkt im Jahr sichergestellt sein muss. Ansonsten ist die Stabilität der Versorgung bedroht, z.B. durch sogenannte Blackouts, also (regionale) Zusammenbrüche des Stromsystems. Die Summe der verfügbaren Erzeugungskapazität muss also mindestens so hoch sein, wie die größte Nachfrage im Jahr (Jahreshöchstlast).

Die derzeit bestehende Kapazität an Anlagen zur Stromerzeugung nimmt dabei im Laufe der Zeit ab, z.B. weil Anlagen auf Grund ihres Alters nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können oder weil – wie im Falle der Kernenergie – die Kapazitäten politisch begrenzt werden. Abbildung 1 stellt diesen Zusammenhang schematisch dar. Bei gleichbleibender maximaler Last müssen dementsprechend, zur Sicherstellung der Versorgung zu jeder Stunde, neue Anlagen gebaut werden.

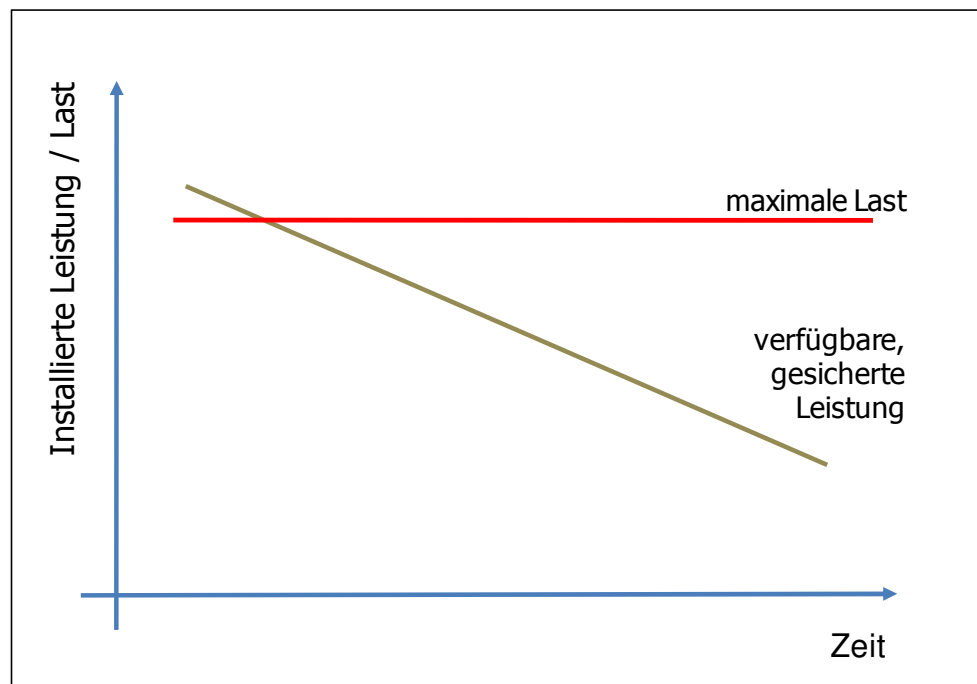


Abbildung 1: Kapazität bestehender Anlagen und maximal Last im Zeitablauf (schematische Darstellung).

Im Rahmen der Diskussion wird häufig auf den starken Zuwachs bei den erneuerbaren Energien verwiesen. Dabei ist zu bedenken, dass die beiden Technologien „Windkraft“ und „Photovoltaik (PV)“ dargebots-abhängig sind, d.h. sie erzeugen Strom unregelmäßig und die jeweilige maximal verfügbare Leistung ist nicht beeinflussbar. Die beiden Technologien spielen bei allen Vorhersagen für den Ausbau der erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Von der installierten Leistung ist daher die gesicherte Leistung zu unterscheiden (siehe Abbildung 2). Letztere gibt an, wie viel Leistung zu jedem Zeitpunkt sicher erwartet werden kann.

Bringt man nun die im Lauf der Zeit sinkende Kapazität der Bestandsanlagen mit der gesicherten Leistung der zugebauten Anlagen der erneuerbaren Energien zusammen, so sieht man, dass auch bei hoher installierter Gesamtleistung der erneuerbaren Energien die maximale Last größer als die gesicherte Gesamtleistung sein kann (siehe Abbildung 3). Dem kann im Prinzip zunächst durch Energieeffizienz und Lastmanagement, d.h. durch Verschiebung von Nachfrage auf andere Zeitpunkte, entgegengewirkt werden. Es verbleibt ein Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten, der durch den Bau weiterer, dargebots-unabhängiger Anlagen gedeckt werden muss.

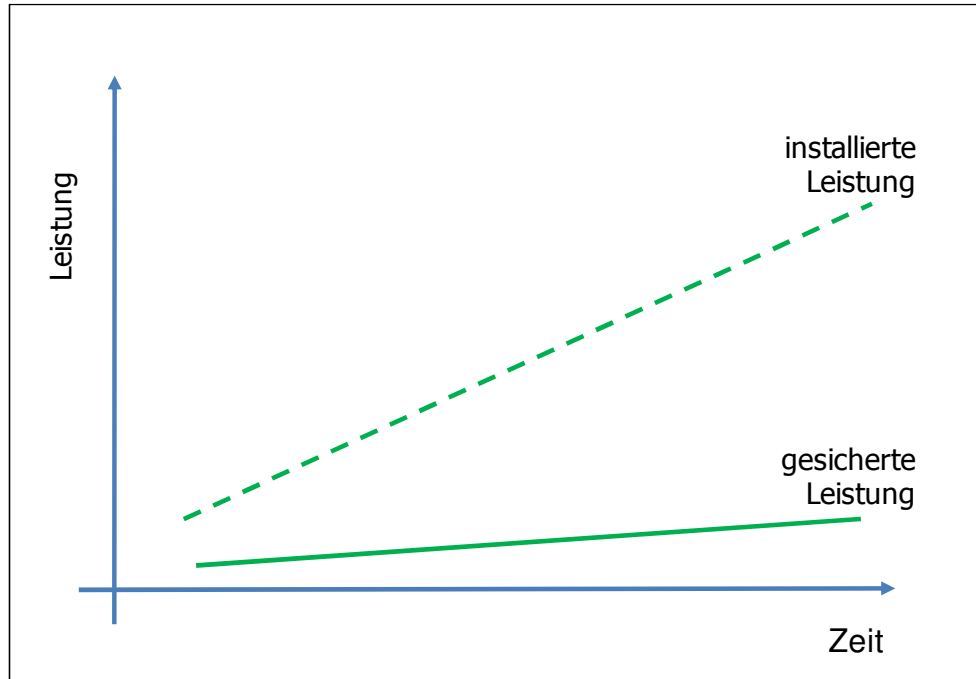


Abbildung 2: Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung im Zeitablauf (schematische Darstellung)

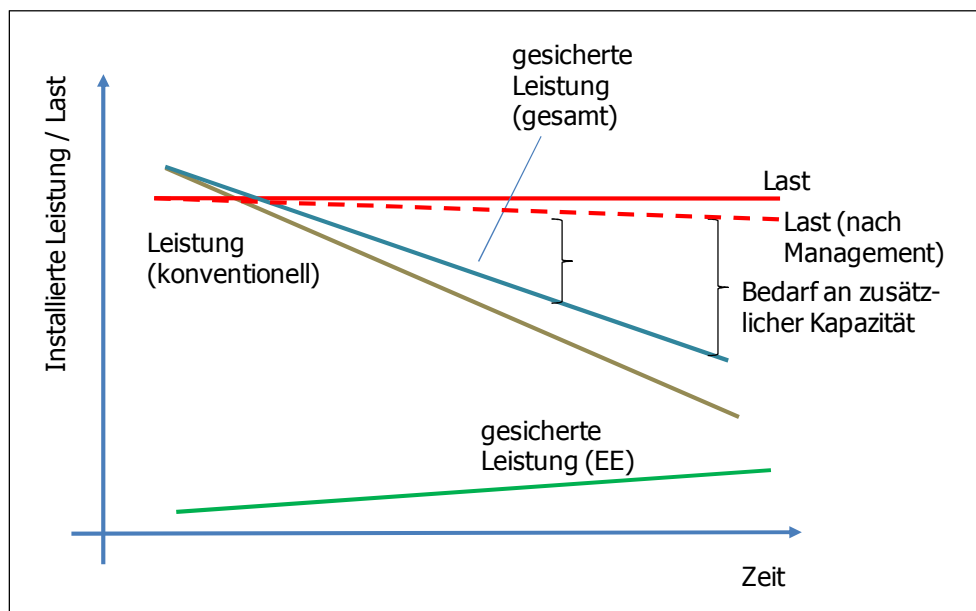


Abbildung 3: Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung sowie der Last im Zeitablauf (schematische Darstellung; EE = erneuerbare Energien)

1.2 Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Bedarfs an Gaskraftwerken

Nach der schematischen Darstellung im vorherigen Kapitel werden wesentliche Randbedingungen nachfolgend quantitativ beschrieben.

Abbildung 4 zeigt zunächst die durchschnittliche Last in Deutschland heute. Wie zu sehen ist, liegen die niedrigsten Werte der Last in den frühen Morgenstunden im Sommer, die höchste Last tritt dagegen in den frühen Abendstunden im Winter auf. Für genau diese Stunden muss die gesamte Leistung gesichert bereitgestellt werden. Die jährliche Lastspitze liegt zurzeit bei knapp 80 GW (BMWi 2011).

Darüber hinaus ist nach Regeln der Vereinigung der europäischen Netzbetreiber ENTSOE (früher UCTE) noch eine Reserve, die sogenannte „Adequacy Reference Margin (ARM)“ einzuplanen, da Bestandskraftwerke ausfallen und eine höhere maximale Last als in der Vergangenheit auftreten könnte (bna 2011). Um dies zu gewährleisten besteht im Stromsektor für das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) nach §51 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die gesetzliche Verpflichtung, ein weitreichendes Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durchzuführen und darüber Bericht zu erstatten (§ 63 EnWG).

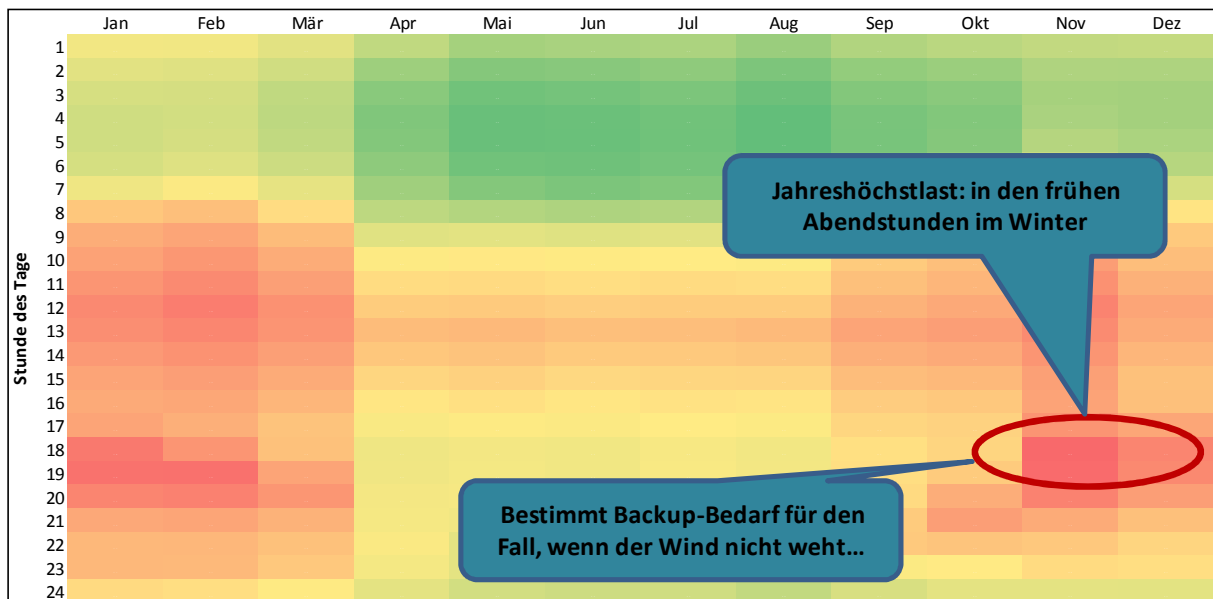


Abbildung 4: Durchschnittliche Nachfrage nach elektrischer Energie (Last) in Deutschland (heute; rot = hoch; grün = niedrig).

Zum besseren Verständnis der gesicherten Leistung zeigt Abbildung 5 die Einspeisung aus Windkraftanlagen in Deutschland an drei ausgewählten Tagen. Es wird deutlich, dass sich der Tagesverlauf innerhalb von vier Wochen sehr stark unterscheiden kann. Zum einen tritt das Maximum immer zu anderen Zeitpunkten auf. Zum anderen liegt die tatsächliche Einspeisung an einem Tag bei lediglich rund 3% der installierten Leistung. Bedenkt man, dass die Photovoltaik nachweislich in der Nacht keinen Strom produziert, so wird ersichtlich, dass die gesamte gesicherte Leistung dieser beiden dargebots-abhängigen Technologien bei nur 3 Prozent liegen kann. Mit anderen Worten: auch wenn man beispielsweise eine installierte



Leistung von 25 GW Windenergie (onshore) und 25 GW PV (zusammen als 50 GW) unterstellt, muss man sich darauf einstellen, dass es Zeiten mit einer tatsächlichen Einspeisung von unter 1 GW geben und dass gleichzeitig eine hohe Nachfrage oder sogar die Jahreshöchstlast herrschen kann.

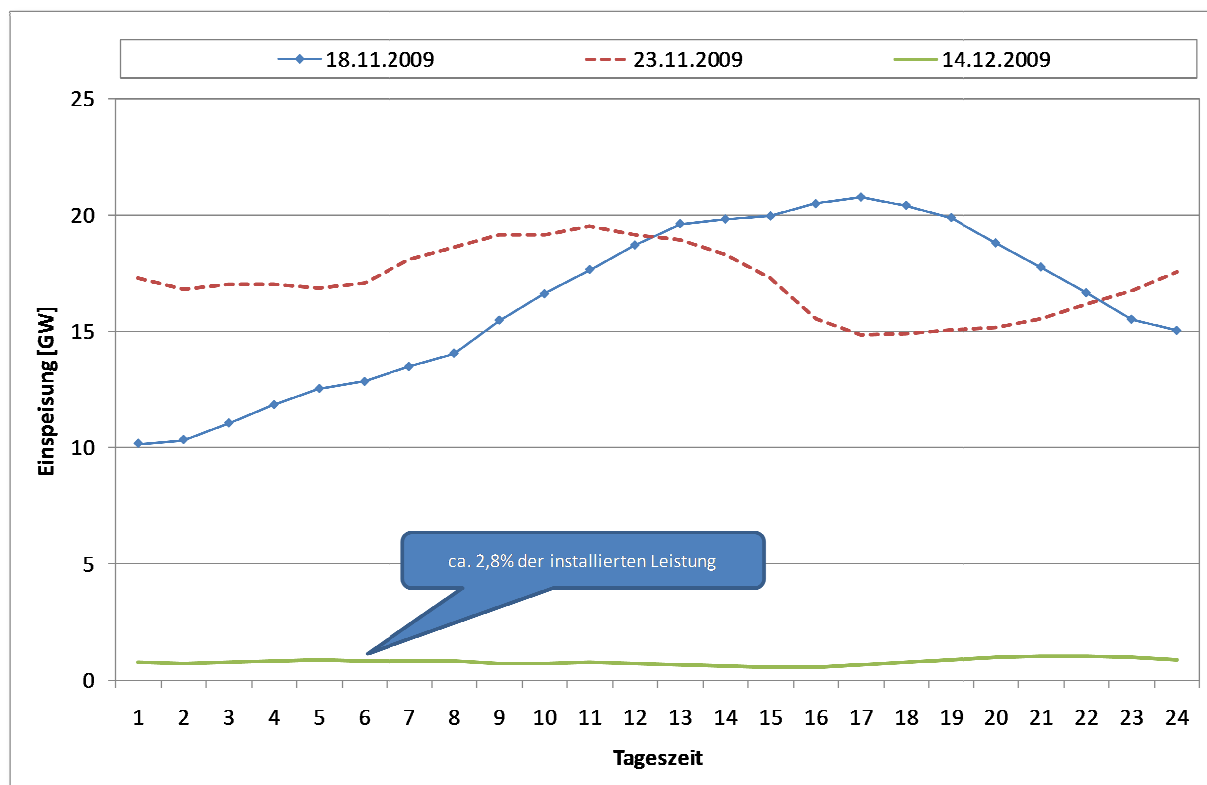


Abbildung 5: Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen an drei ausgewählten Tagen (eigene Darstellung basierend auf Daten des BDEW)

1.3 Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland

Im Jahr 2010 standen in Deutschland konventionelle Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von 96 GW zur Verfügung (vgl. Abbildung 6)¹. Diese teilten sich im Wesentlichen auf in

- 25 GW Steinkohlekraftwerke,
- je 20 GW Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Gaskraftwerke sowie
- 7 GW Wasserkraftwerke einschließlich Pumpspeicher.

Durch das Moratorium für die älteren Kernkraftwerke nach dem Reaktorunfall in Fukushima hat sich die Kapazität der Kernkraftwerke in 2011 und damit auch die Gesamtkapazität um rund 8 GW verringert.

¹ Diese Studie basiert auf der von arrhenius überarbeiteten Kraftwerksdatenbank von Kuhs (2011). Sie wurde mit anderen, öffentlichen Quellen wie EEX, BDEW und UBA abgeglichen. Eine öffentliche Liste aller Kraftwerke findet sich unter: www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf

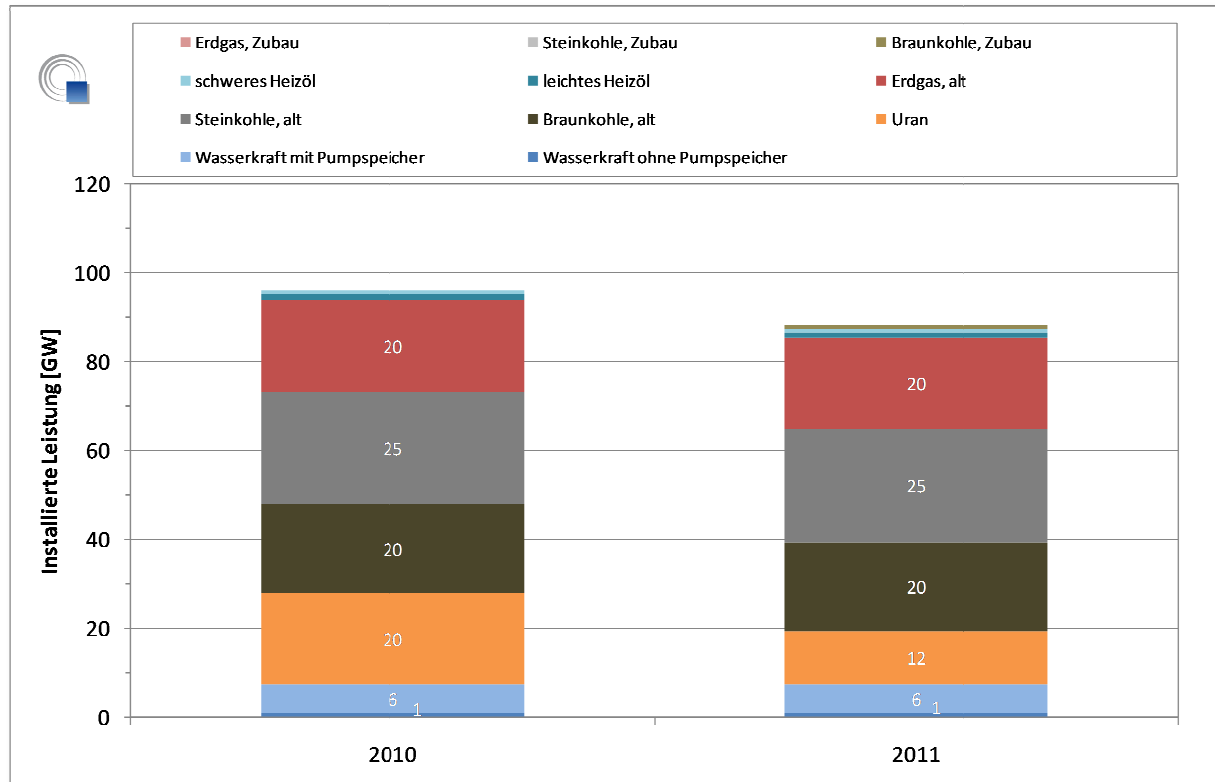


Abbildung 6: Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland in 2010 und im April 2011 (nach dem Moratorium für 7 Kernkraftwerke) (Kuks 2011, eigene Recherchen und Berechnungen).

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks bis 2030 unter folgenden Annahmen:

- feste Lebensdauer bestehender Kraftwerke von 45 Jahren für Kohlekraftwerke, 40 Jahre für Gaskraftwerke, 50 Jahre für Gasturbinen (dena 2008 und 2010);
- schrittweise Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke bis 2017 (nach 28 Betriebsjahren gem. DUH 2011);
- Wasserkraftwerke bleiben unbefristet erhalten;
- Zubau gemäß BDEW 2011; es werden aber nur Kraftwerke berücksichtigt, die bis 2014 ans Netz gehen sollen und deren Bau von den Autoren für wahrscheinlich gehalten wird.

Die verfügbare Leistung steigt durch Zubauten bis 2013 wieder auf 93 GW an und fällt dann bis 2018 durch die unterstellte schrittweise Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke auf 72 GW ab. Danach sinkt sie durch den Abgang weiterer Kraftwerke kontinuierlich, annähernd linear weiter. Unter den beschriebenen Annahmen werden in 2030 noch knapp 60 GW der heute installierten und bis 2014 zugebauten Leistung am Netz sein. Wenn aus Klimaschutzgründen beschlossen werden sollte, bestimmte Kraftwerke vorzeitig vom Netz zu nehmen, oder wenn sich diese im Laufe der Zeit durch hohe Kosten unter dem EU-Emissionshandel nicht mehr wirtschaftlich betreiben ließen, dann würde sich der unten beschriebene Zubau-Bedarf entsprechend erhöhen.

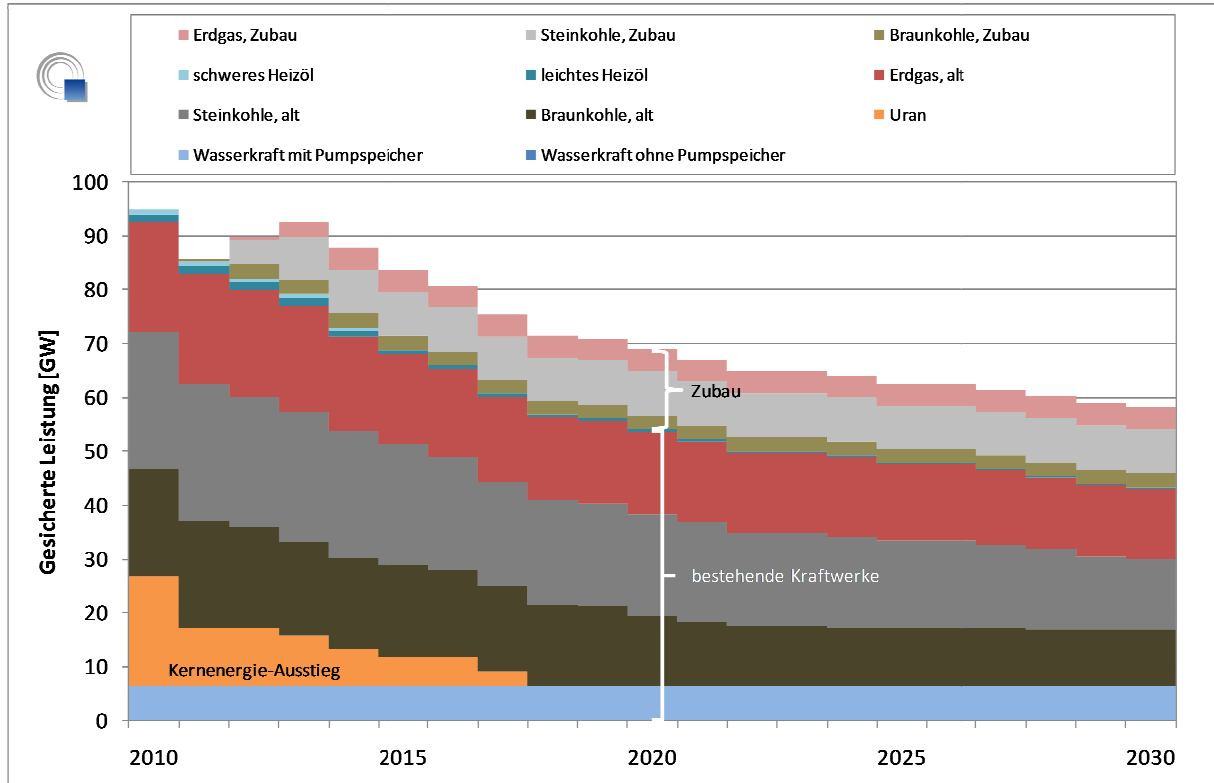


Abbildung 7: Entwicklung der Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2030 (Kuks 2011, BDEW 2011, eigene Recherchen und Berechnungen; Annahmen im Text erläutert).

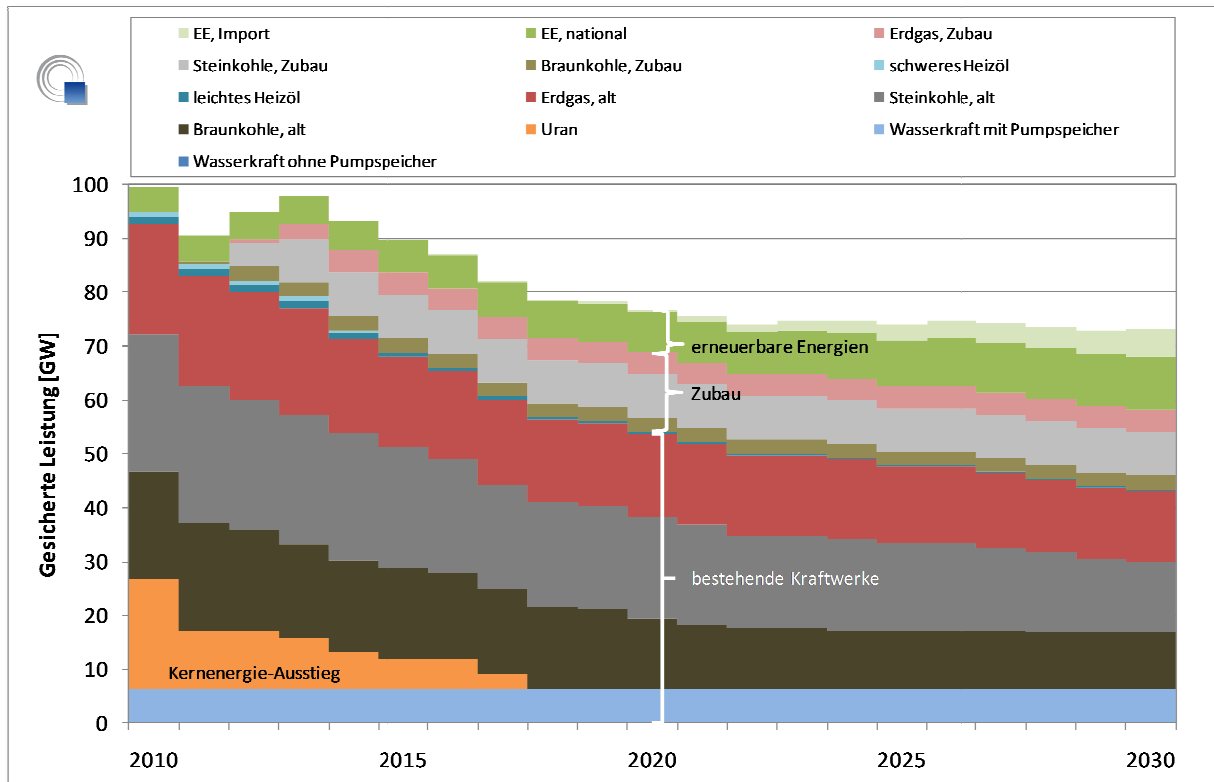


Abbildung 8: Entwicklung der gesicherten Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2030 zuzüglich der anrechenbaren Kapazität erneuerbarer Energien (national und Import) (Kuks 2011, BDEW 2011, BMU 2011, eigenen Recherchen und Berechnungen; Annahmen im Text erläutert).

Die hier dargestellte Leistung konventioneller Kraftwerke bis 2030 liegt deutlich höher als von der dena erwartet (dena 2008 und 2010), obwohl deren Annahmen zur Lebensdauer von Kraftwerken übernommen wurden. Die Ursache hierfür konnte nicht ermittelt werden.

Abbildung 8 erweitert die verfügbare Nettoleistung um den Beitrag erneuerbarer Energien. Dabei handelt es sich um eine stochastische Abschätzung des Leistungsbeitrages auf der Basis folgender Annahmen:

- Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß BMU Leitstudie 2010 (BMU 2011).
- Als gesichert betrachtete Anteile der installierten Leistung erneuerbarer Energien:
 - **Wasserkraft:** Laufwasserkraftwerke gemäß langjährigem Mittelwert zuzüglich Pumpspeicherkraftwerke. Dabei ist darauf zu achten, dass es nicht zu Doppelzählungen kommt.
 - **Windenergie:** onshore 5%; offshore 7%; es wird angenommen, dass es beim Ausbau der Windenergie im Zuge der Verteilung über größere Regionen gelingt, die mindestens verfügbare Leistung auf die von der Windenergiebranche genannten Werte zu erhöhen (im Vergleich zu Abbildung 5).
 - **PV:** 0%; das Maximum der Last tritt im Winter in den Abendstunden auf wenn PV nicht verfügbar ist.
 - **Bioenergie:** 50%; konservative Annahme da die bis zu einer entsprechenden Änderung der Vergütung installierten Anlagen nicht alle so ausgelegt sind, dass sie Brennstoff für die Spitzenlastabdeckung speichern können; dies sollte für neue Anlagen möglichst schnell geändert werden.
 - **Import** (gesondert ausgewiesen; siehe dazu auch die Diskussion in Kap. 1.5)
 - solarthermische Kraftwerke: 50%; konservative Annahme, da die gesicherte Verfügbarkeit von der Installation thermischer Speicher abhängt und möglicherweise auch andere Länder auf diese Kapazitäten zugreifen wollen.
 - sonstiger Import von Strom aus erneuerbaren Energien aus der EU: 90%; optimistische Annahme – die Abhängigkeit von Importen kann nur eingegangen werden, wenn eine Verfügbarkeit in dieser Größenordnung sichergestellt werden kann.

Der Beitrag der genannten erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung, der sich aus diesen Abschätzungen errechnet, liegt derzeit bei rund 4,5 GW. Er steigt ab 2020 stark an und erreicht 2030 15 GW. Etwa die Hälfte dieses Beitrags entfällt auf importierte Energie. Ob sich dies tatsächlich umsetzen lässt, ist offen. Der unterstellte Beitrag des Imports könnte aus politischen und wirtschaftlichen Gründen geringer ausfallen. Es ist derzeit weder gesichert, dass die Länder, in denen die Kraftwerke stehen sollen, diesen Plänen zustimmen, noch ist die Durchleitung nach Deutschland gesichert. Wenn der importierte Strom aus erneuerbaren Energien kommen soll, dann steht man vor der gleichen Herausforderung bezüglich der gesicherten Leistung wie bei inländischer Produktion. Zwar kann man bei einer größeren regionalen Verteilung mit einem höheren Anteil gesicherter Leistung rechnen. Dennoch bleibt die Frage, ob im Falle der Fälle die benötigte Leistung aus dem Ausland auch wirklich abgerufen werden kann und nicht dort selbst (oder in anderen Ländern) benötigt wird. Bode und Dietrich stellen daher in Frage, ob Staaten sich in diesem Ausmaß von Importen abhängig machen wollen und schlagen eine strategische Reserve zur Stromerzeugung vor (Bode



und Dietrich 2011). Die bislang diskutierten Kosten gelten für eine intensive Nutzung einer solchen Infrastruktur, fallen aber deutlich höher aus, wenn der Import nur als Backup für eine begrenzte Zahl von Stunden dient. Aus den genannten Gründen wird der Importanteil in Abbildung 8 und folgenden separat ausgewiesen (vgl. dazu Kap. 1.4).

Abbildung 9 vergleicht die verfügbare Leistung mit der maximalen Last und der erforderlichen gesicherten Leistung. Dabei wird angenommen, dass es gelingt bis 2020 schrittweise ein Lastmanagement zu etablieren, mit dem die maximale Last um 5 GW reduziert werden kann. Die angenommene Größenordnung basiert auf der Überlegung, dass die letzten 5 GW der maximalen Last in weniger als 100 Stunden im Jahr auftreten und es daher möglich sein sollte, diese zu verschieben. Es handelt sich dabei um eine konservative Annahme. Sollte sich herausstellen, dass weitere Reduktionen möglich sind, verringert sich der Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken entsprechend.

Die Vereinigung europäischer Netzbetreiber ENTSOE geht davon aus, dass die verfügbare Leistung um einen „Adequacy Reference Margin (ARM)“ genannten Sicherheitszuschlag höher sein muss als die erwartete maximale Last. Dieser Sicherheitszuschlag steigt wegen des zunehmenden Anteils dargebots-abhängiger erneuerbarer Energien von derzeit 8% auf 11% in 2020 (bna 2011).

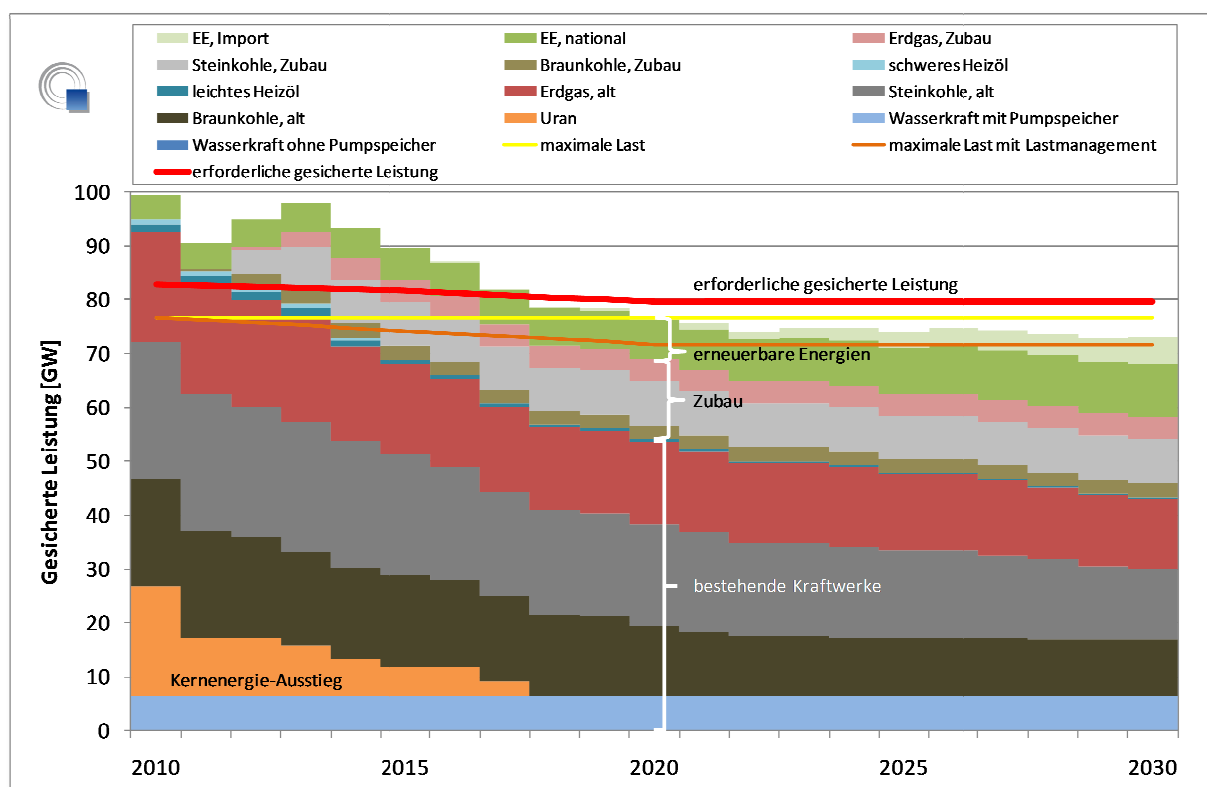


Abbildung 9: Vergleich der verfügbaren Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland aus Abbildung 8 mit der maximalen Last, der maximalen Last mit Lastmanagement und der maximalen Last zuzüglich eines Sicherheitszuschlages (Adequacy Reference Margin) (bna 2011).

Für diese Studie wird eine im Zeitverlauf konstante maximale Last von 77 GW angenommen, wie sie 2010 aufgetreten ist (BMW 2011). Eine mögliche Verringerung der Höchstlast durch Lastmanagement wird separat ausgewiesen. Ferner wird unterstellt, dass eine mögli-

che zusätzliche Nachfrage nach elektrischer Energie – z.B. für Mobilität oder Heizzwecke – so gestaltet wird, dass sie die maximale Last nicht erhöht. Sollten in den nächsten Jahren dennoch höhere Lastwerte beobachtet werden, müsste der Zubau-Bedarf entsprechend korrigiert werden, um die eingerechnete Sicherheitsmarge (ARM) wiederherzustellen. Sollten sich die Lastwerte durch Fortschritte bei der Energieeffizienz und beim Lastmanagement dauerhaft stärker verringern als angenommen, kann der Zubau von Gaskraftwerken in späteren Jahren entsprechend gebremst werden. Im Sinne einer konservativen Vorgehensweise wird hier angenommen, dass Effizienzgewinne durch zusätzlichen Stromverbrauch in neuen Anwendungsgebieten wie Mobilität oder Gebäudeheizung kompensiert werden.

Die rote Linie in Abbildung 9 zeigt die auf diese Weise bestimmte erforderliche gesicherte Leistung.

Man erkennt, dass die verfügbare Leistung bis 2016 auch ohne den Beitrag erneuerbarer Energien über der roten Linie liegt. Lediglich in 2017 ist die maximale Last ohne erneuerbare Energien nur dann abgedeckt, wenn – bis auf die als Sicherheit unterstellten 8% – alle konventionellen Kapazitäten tatsächlich verfügbar sind.

Durch den in 2017 abgeschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie sinkt die verfügbare Leistung dann in 2018 unter diese Linie. Somit besteht der Bedarf, Kraftwerke zuzubauen. Abbildung 10 zeigt den Zubau-Bedarf im Zeitverlauf zum einen unter Berücksichtigung des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien und zum anderen ohne diese Option.

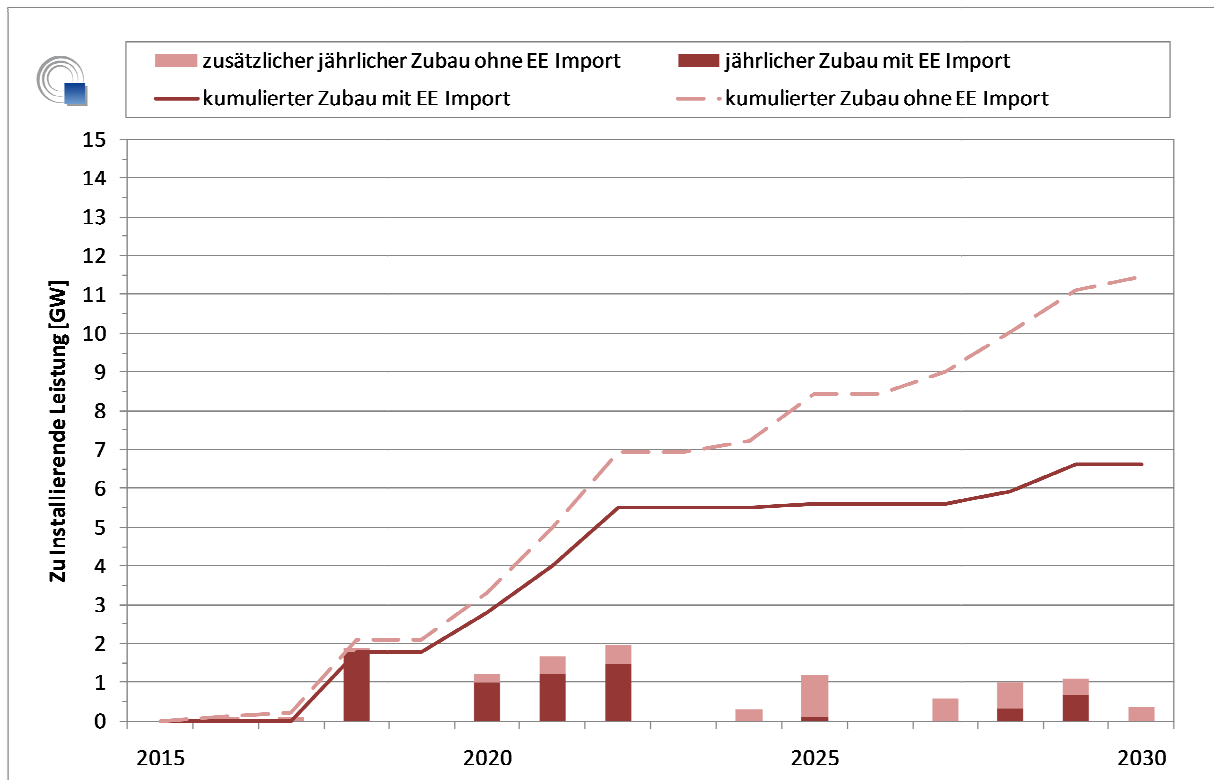


Abbildung 10: Zubau-Bedarf an gesicherter Leistung von 2015-2030 nach Jahren und kumuliert mit und ohne Anrechnung des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien.



Der Zubau-Bedarf beläuft sich bis 2018 auf knapp 2 GW und bis 2020 auf knapp 3 GW. Dies entspricht 5 bis 7 großen GuD-Kraftwerken und bewegt sich im Rahmen dessen, was in der Liste der geplanten Kraftwerke des BDEW bereits aufgeführt, aber für diese Studie als nicht hinreichend gesichert eingestuft wurde. Bei spezifischen Investitionskosten von 800 €/kW beläuft sich der Investitionsbedarf bis 2020 auf insgesamt 2,4 Mrd. Euro.

Bis 2025 müssen insgesamt mehr als 5,5 GW und bis 2030 etwa 6,5 GW zusätzliche Leistung installiert werden, wenn der Import von Strom aus erneuerbaren Energien das in der Leitstudie 2010 des BMU angenommene Ausmaß erreicht. Ansonsten beläuft sich der Zusatzbedarf in 2030 in Summe auf knapp 11 GW. Von 2020 bis 2030 sind somit 10 bis 20 weitere GuD-Kraftwerke zu errichten, die Investitionen von 3 bis 6 Mrd. Euro erfordern.

An die zuzubauenden Kapazitäten ist eine Reihe von Anforderungen zu stellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Charakteristik der Stromerzeugung grundlegend wandeln wird. Die Auslegung von Kraftwerken erfolgte bislang nach der Dauerlinie der Last, die angab, welche Last für wie viele Stunden im Jahr vorherrscht. Daraus wurde abgeleitet, welche Kapazität jeweils für Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke benötigt wurde. Diese Einteilung wird es aber künftig nicht mehr geben. Vielmehr müssen die dargebots-unabhängigen Kraftwerke immer dann eingesetzt werden, wenn die dargebots-abhängigen Anlagen nicht zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich die technische Notwendigkeit, dass die Anlagen sehr schnell an- und abgefahren werden müssen und dass sie innerhalb ihrer Betriebszeit schnell über große Leistungsbereiche regelbar sein müssen. Die betriebswirtschaftliche Konsequenz daraus ist, dass die Anlagenbetreiber nicht mehr damit rechnen können, ihre Anlagen möglichst häufig zu betreiben. Vielmehr werden sie nur zur Deckung der sogenannten Residuallast eingesetzt, also der Last nach Abzug der Einspeisung dargebots-abhängiger Quellen. Die Anlagen müssen sich also auch bei einer geringen bzw. einer im Zeitverlauf abnehmenden Zahl von Nutzungsstunden rechnen. Dies spricht im Grundsatz für Anlagen mit geringerem Investitionsbedarf wobei höhere Betriebskosten in Kauf genommen werden können (Abbildung 11).

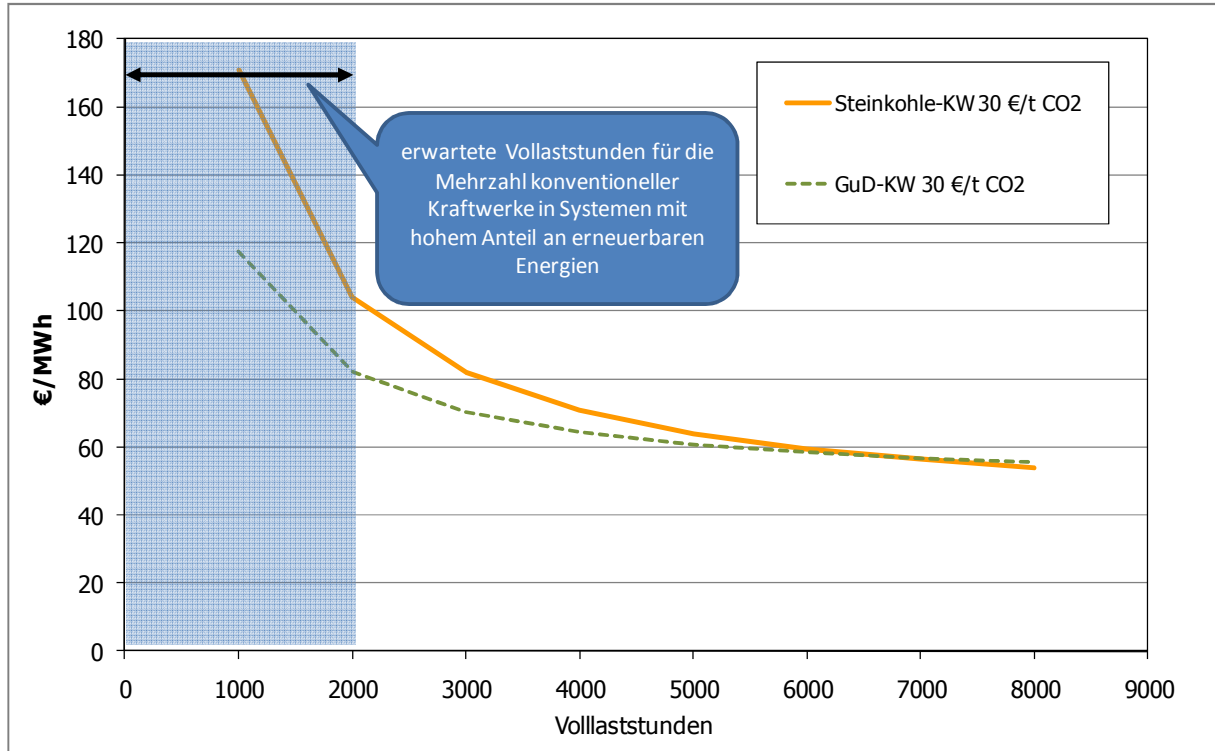


Abbildung 11: Spezifische Gestehungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Einsatzdauer (Volllaststunden pro Jahr; eigene Berechnungen).

Als weiteres Kriterium kommt hinzu, dass die benötigten Anlagen aus Klimaschutzgründen möglichst wenig CO₂ ausstoßen sollten.

Zusammengenommen folgt aus den beschriebenen Anforderungen, dass für den Zubau in Deutschland nur Gaskraftwerke in Frage kommen. Es ist dann noch zu bestimmen, wie viele Anlagen als GuD-Kraftwerke gebaut werden sollten und wie viele Gasturbinen dazu installiert werden müssen. Erstere bestehen aus einer Gasturbine, bei der die noch sehr heißen Abgase genutzt werden, um Dampf zu erzeugen. Dieser wird dann mit Hilfe einer Dampfturbine ebenfalls zur Stromerzeugung genutzt. Auf diese Weise lassen sich elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60% erreichen. Die Gasturbine alleine kommt maximal auf rund 40%.

Das Verhältnis der beiden Kraftwerkstypen lässt sich ermitteln, indem in Computersimulationen die Zahl der Stunden ermittelt wird, für die eine bestimmte Leistung benötigt wird. Diese Abschätzung war ist nicht Aufgabe dieser Studie.

1.4 Alternativen zu Gaskraftwerken als Backup in der Stromerzeugung

Bevor die Frage des Brennstoffs für die Gaskraftwerke diskutiert wird, sollen Alternativen zu dieser Form des Backups beleuchtet werden. In der Diskussion sind dabei vor allem

- Luftdruckspeicherkraftwerke
- Import von Strom aus Wasserkraftwerken insbesondere in Norwegen
- Import von Strom aus Nordafrika
- chemische Speicher (Batterien)
- Wasserstoff



Vorausgeschickt sei, dass grundsätzlich natürlich auch heimische Wasserkraftwerke zum Backup beitragen. Das Potential an Wasserkraft ist in Deutschland aber weitgehend ausgeschöpft und das Speichervolumen ist eng begrenzt, so dass es für die unten diskutierten Speichervolumina und -zeiträume nicht ausreicht. Eingriffe in die Landschaft wie beim größten deutschen Pumpspeicherwerk Goldisthal, das noch zu DDR-Zeiten geplant wurde, erscheinen heute nicht mehr möglich.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat in seinem im Januar 2011 veröffentlichten Gutachten zu einer vollständigen Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien drei „Szenarienfamilien“ untersucht (SRU 2011), die auf den drei erstgenannten Optionen beruhen.

Für eine vollständige Eigenversorgung Deutschlands mit Strom aus erneuerbaren Energien setzt er dabei auf Bioenergie und Druckluftspeicherkraftwerke als zentrale Elemente des Backups.

Der Ausbau der Bioenergienutzung kollidiert mit der Nahrungsmittelproduktion und den Anforderungen einer nachhaltigeren Landwirtschaft. Bioenergie-Anlagen werden derzeit nicht so ausgelegt, dass sie über große Speicher für Biomasse oder Biogas verfügen. Sie werden vielmehr so geplant, dass der Brennstoff für einen möglichst kontinuierlichen Betrieb der Anlagen „just-in-time“ verfügbar ist. Um sie als Backup einzusetzen, müsste hier umgesteuert werden.

Der SRU veranschlagt eine Kapazität von 32 GW Druckluftspeicherkraftwerken, die 34 TWh Strom pro Jahr erzeugen sollen. Das Potential für das Speichervolumen ist nach bisherigen Untersuchungen auf 3,5 TWh begrenzt, kann aber natürlich mehr als einmal pro Jahr befüllt und wieder entleert werden. Im Prinzip sind Druckluftspeicherkraftwerke eine erprobte Technik. In ihrer konventionellen Form haben sie jedoch das Problem, dass bei der Komprimierung der Luft große Wärmemengen anfallen, die abgeführt werden müssen. Umgekehrt führt die Dekomprimierung zu einer Abkühlung, die die Turbinen einfrieren lassen würde. Dementsprechend muss hier Wärme wieder zugeführt werden. Bei konventionellen Anlagen geschieht dies durch die Beimischung und Zündung von Erdgas. Dementsprechend sind konventionelle Druckluftspeicherkraftwerke eigentlich Erdgaskraftwerke mit einer Effizienzsteigerung durch die Druckluft.

Das beschriebene Problem lässt sich durch sogenannte adiabate Druckluftspeicherkraftwerke umgehen. Dabei wird die bei der Komprimierung anfallende Wärme gespeichert und bei der Dekomprimierung wieder zugeführt. Wie bei allen Latent-Wärmespeichern ist die Speicherdauer dabei eng begrenzt. Hinzu kommt, dass sich dieser Speichertyp erst im Prototyp-Stadium oder allenfalls am Beginn der Markteinführung befindet.

Aus Sicht der Autoren sind Druckluftspeicher daher nicht die Option der Wahl. Sie können aber natürlich zusätzlich zu anderen Speichern eingesetzt werden. Auch der SRU kommt zu dem Ergebnis, dass diese Variante eher theoretischer Natur sei, allerdings eher deshalb, weil sie mit den höchsten Kosten verbunden sei.

Die zweite Option des SRU ist der Import von Strom aus Skandinavien, speziell Norwegen. Dies ist technisch und wirtschaftlich ohne weiteres machbar, da alle benötigten Techniken bekannt und am Markt verfügbar sind. Auch das Speicherpotential liegt mit 100 TWh in der

richtigen Größenordnung. Allerdings muss schon gefragt werden, ob es zulässig ist, dieses Potential für Deutschland zu vereinnahmen. Letztlich müssen alle Lösungen, die den Austausch von Strommengen in der EU vorsehen, so ausgelegt sein, dass die gesamte EU das angestrebte Niveau der Versorgung aus erneuerbaren Energien erreichen kann. Vorhandene oder leicht erschließbare Speicher sind daher am Speicherbedarf der gesamten EU zu messen.

Die dritte Option des SRU ist der Import von Strom aus Nordafrika, der dort in Solarthermischen Kraftwerken erzeugt werden soll. Technisch ist diese Option durchaus belastbar. Ob sie wirtschaftlich ist, hängt davon ab, wie stark die geplante Infrastruktur genutzt wird. Wenn sie lediglich dazu dient, die Stromversorgung sicherzustellen, wenn in Deutschland Wind und Sonne nicht verfügbar sind, dann werden die spezifischen Kosten sehr hoch sein. Wenn der Import dagegen als dauerhafte Leistung erfolgt, bleibt die Frage des Backups für die verbleibende Last bestehen. Ferner muss die Gesellschaft diskutieren, ob sie bereit ist, die offensichtlichen politischen Risiken einer Verzahnung mit Nordafrika einzugehen. Dabei sind natürlich auch mögliche positive Aspekte eines solchen Verbundes für die Wirtschaft und die Stabilität der betreffenden Länder zu bedenken.

Die Leitstudie 2010 setzt auch auf weiteren, nicht spezifizierten Import von Strom aus erneuerbaren Energien (BMU 2011). Grundsätzlich ist dabei zu bedenken, dass Wetterlagen nicht an Landesgrenzen halt machen. Weht z.B. in Deutschland nur wenig Wind, so kann dies auch in Nachbarländern der Fall sein. Es muss daher gefragt werden, welche Quellen hier angezapft werden sollen und ob diese auch gesichert zur Verfügung stehen. Dabei ist wiederum eine gesamteuropäische Perspektive einzunehmen.

Weitere häufig genannte Speicheroptionen sind Batterien sowie die Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen. Beide sind aus Sicht der Autoren noch in einem Stadium der Entwicklung, in dem es nicht absehbar ist, ob sie technisch und wirtschaftlich den Anforderungen genügen werden. Ihnen kann daher bei heutigen Überlegungen noch keine tragende Rolle zugewiesen werden. Falls sich dies ändert, könnten sie aber zu einem späteren Zeitpunkt in den weiteren Ausbau des Systems integriert werden.

Vor dem Hintergrund des Imports von Strom als „schnelle Lösung“ zur Ergänzung der heimischen Stromproduktion aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien haben Bode et al. (2011) das Konzept der „strategischen Stromreserve“ entwickelt. In Analogie zur strategischen Ölreserve wird für die Sicherstellung der Stromversorgung eine Mindestbevorratung an Brennstoffen für heimische Kraftwerke vorgesehen, um für eine zuvor definierte Anzahl von Tagen komplett von Stromimporten unabhängig zu sein. Ein solcher Ansatz kann auch überjährige Schwankungen bei der Erzeugung aus Windkraftanlagen ausgleichen helfen (siehe Kap. 1.5). Sollte es einen politischen Willen für eine derartige strategische Stromreserve geben, erscheint es sinnvoll, diese entsprechenden Kapazitäten soweit wie möglich auch für die Kurzzeitorientierung über Stunden und Tage einzusetzen. Der Einsatz anderer Kurzzeitspeicher wie Batterien würde dann möglicherweise zu einer Dopplung von Kapazitäten führen und wäre daher aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll.



Gaskraftwerke, die mit Erdgas gefeuert werden, sind somit eine attraktive Option, um den Backup in einer Stromerzeugung zu gewährleisten, die weitgehend (d.h. bis zu 80%) auf erneuerbaren Energien beruht. Im folgenden Kapitel wird gezeigt, dass sie auch dann weiter genutzt werden könnten, wenn der Anteil erneuerbarer Energien weiter, auf bis zu 100% ausgebaut werden soll.

1.5 Gas als Brennstoff in der Backup-Infrastruktur

Nachdem zuvor die notwendige Kraftwerkskapazität untersucht wurde, folgt in diesem Kapitel eine Analyse des Brennstoffbedarfs. Dieser ist von den Kapazitäten zu unterscheiden und von verschiedenen Faktoren abhängig. Zunächst ist offensichtlich, dass für die Zeiten, in denen die erneuerbaren Energien nicht genügend Strom erzeugen, ausreichend Brennstoff für die Backup-Anlagen vorhanden sein muss.

Die vorzuhaltende Energie lässt sich entsprechend aus dem bekannten bzw. erwarteten Verbrauch ableiten. Wird beispielsweise auf Basis heutiger Nachfrage unterstellt, dass im Winter 30, 60 oder 90 Tage Strom aus der nationalen Reserve bereitgestellt werden soll, so ergibt dies eine zu deckende Gesamtnachfrage von 50, 100 bzw. 150 TWh (Tabelle 1).

Tabelle 1: Indikative Stromnachfrage für unterschiedlich lange Perioden, über die eine nationalen Stromreserve eingesetzt werden muss (Basis: Verbrauch im Winter).

Anzahl Tage für strategische Reserve	30	60	90
Nachfrage (TWh _{el})	50	100	150
benötigte Gasmenge (TWh _{th}) für GuD-Kraftwerke und Gasturbinen mit einem mittleren Wirkungsgrad von 50%	100	200	300

Die genannten Stromreserven können natürlich nicht nur bei vollständigem Ausfall aller heimischen erneuerbaren Erzeugungsquellen zum Einsatz kommen, sondern auch im Kontext des Ausgleiches von windschwachen und windstarken Jahren eingesetzt werden. Dieser Aspekt ist in der bisherigen Diskussion wenig beachtet worden. Über die Jahre gesehen schwankt der Ertrag aus Windkraftanlagen erheblich (siehe Abbildung 12).

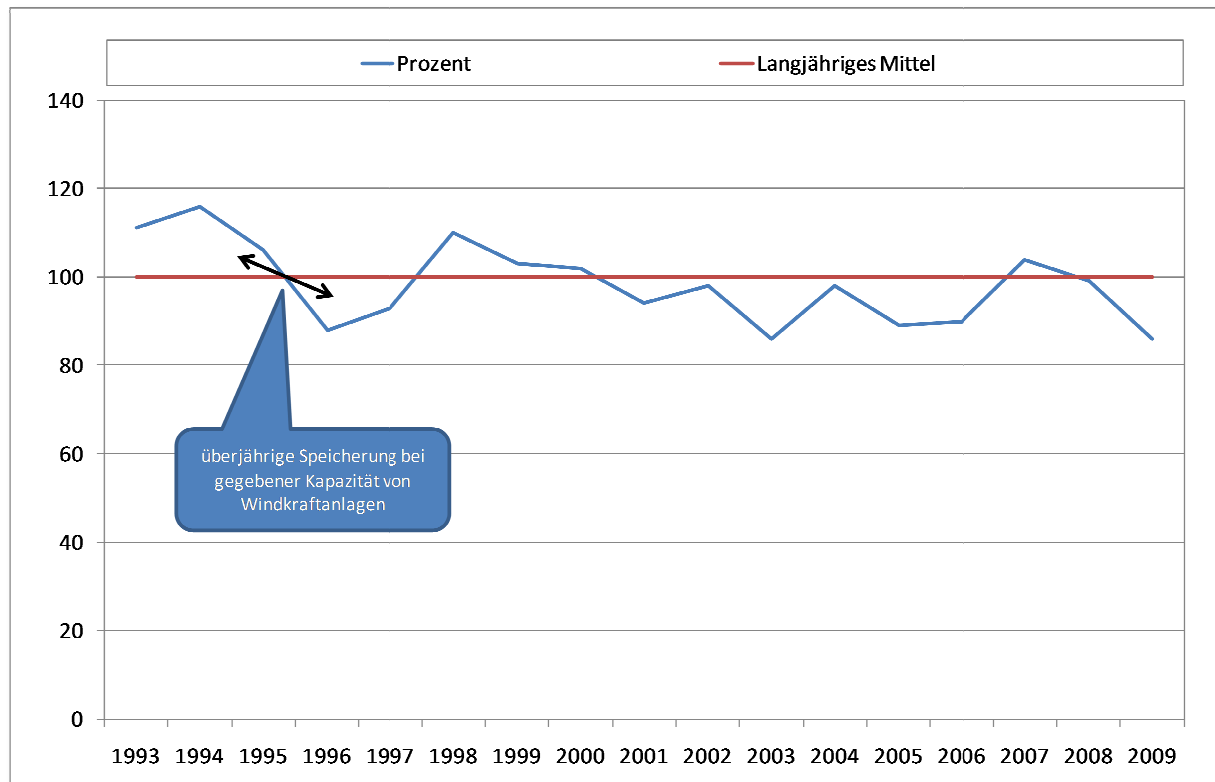


Abbildung 12: Windjahr-Ertrag in Prozent des langjährigen Mittels (Bode et al. 2011).

Mit Blick auf die zu installierende Leistung an Windkraft ergeben sich in diesem Zusammenhang zwei extreme Ansätze:

- a) Die Kapazität orientiert sich an den windschwachen Jahren, ist also relativ hoch. Entsprechend sinkt der Bedarf an Backup- und Speicherkapazität. In windstarken Jahren herrscht dann zeitweise ein Überangebot, dass durch Speicherung, Export (sofern möglich) oder Abschaltung von Anlagen abgebaut werden muss.
- b) Die Kapazität orientiert sich an den windstarken Jahren, ist also relativ gering. Entsprechend steigt der Bedarf an Backup- und Speicherkapazität mit Blick auf die windschwachen Jahre. Ebenso steigt die notwendige Kapazität an Speichern für die windschwachen Jahre.

Wie oben dargestellt können Gaskraftwerke eine zentrale Rolle bei den Backup-Kraftwerken spielen. Entsprechend zeigt Tabelle 1 in der letzten Zeile die notwendigen Speichermengen für Gas als Funktion der Betriebsdauer der Backup-Anlagen. Dabei wurde angenommen, dass je zur Hälfte GuD-Anlagen und reine Gasturbinen installiert werden. Wie erwähnt, basiert die Anzahl der Tage nicht allein auf die Dauer einer einzelnen, länger andauernden Flaute, sondern kann auch den Aspekt der Versorgungssicherheit analog zur strategischen Ölreserve bzw. die überjährige Speicherung umfassen.

Nachdem zunächst die Größenordnung der für die Sicherstellung der kontinuierlichen Stromversorgung notwendigen Gasmenge bestimmt wurde, schließen unmittelbar zwei weitere Fragen an:

- a) Gibt es ausreichende Gasspeicher in Deutschland bzw. wie groß ist das Potential?
- b) Woher kommt das Gas?



Potential an Gasspeichern in Deutschland

Deutschland verfügte Ende 2009 in mehr als 40 Speicherbetrieben über ein aktuell nutzbares (installiertes) maximales Arbeitsgasvolumen von ca. 230 TWh oder 21 Mrd. Nm³ (LBEG 2009). In Planung und Bau befinden sich Projekte mit einem Volumen von weiteren ca. 150 TWh (14 Mrd. Nm³) Arbeitsgas.² Die regionale Verteilung in Deutschland ist in Abbildung 13 zu sehen. Das entspricht einem Speicheranteil von über 20% gemessen am heutigen, jährlichen Verbrauch, mit dem für etwa zwei bis drei Monate die Erdgasversorgung sichergestellt werden kann. Mit der tatsächlichen Realisierung der geplanten Projekte würde nahezu eine Verdoppelung der Speicherkapazitäten einhergehen. Die Kapazität läge dann bereits in der Größenordnung des notwendigen Speichers für eine 90-tägige, vollständige Stromautonomie (vgl. Tabelle 1). Gleichwohl ist zu bedenken, dass die Speicher bereits heute intensiv genutzt werden, z.B. im Winter 2008/2009³ als die Füllstände der zu diesem Zeitpunkt bestehenden Speicher kurzzeitig unter 20% sanken. Demgegenüber stehen künftig freiwerdende Mengen in der Raumwärmeversorgung, wenn mit der Erhöhung der energetischen Standards im Gebäudebereich (Neubau und Bestand) der Raumwärmebedarf und entsprechend die Gasnachfrage sowie der Speicherbedarf sinken. Voraussichtlich können auch im Bereich der industriellen Prozesswärme durch Effizienzsteigerungen Erdgasmengen eingespart werden.

Es sei angemerkt, dass die Erdgasspeicherung zurzeit allein privatwirtschaftlich organisiert erfolgt. Eine mehrfach in der politischen Diskussion geforderte staatliche oder staatlich organisierte strategische Erdgasreserve gibt es in Deutschland zurzeit nicht.⁴

² Siehe: www.lbeg.niedersachsen.de/live/live.php?navigation_id=27593&article_id=45678&psmand=4

³ Vgl. dazu die Darstellungen unter www.teamconsult.net/de/news.html?article=77, Speicherfüllstände in Deutschland – Stand 01.11.2010.

⁴ Mehr oder weniger konkrete Anhaltspunkte und Maßgaben für die Sicherstellung der Erdgasversorgung enthält die EU-Richtlinie 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung.

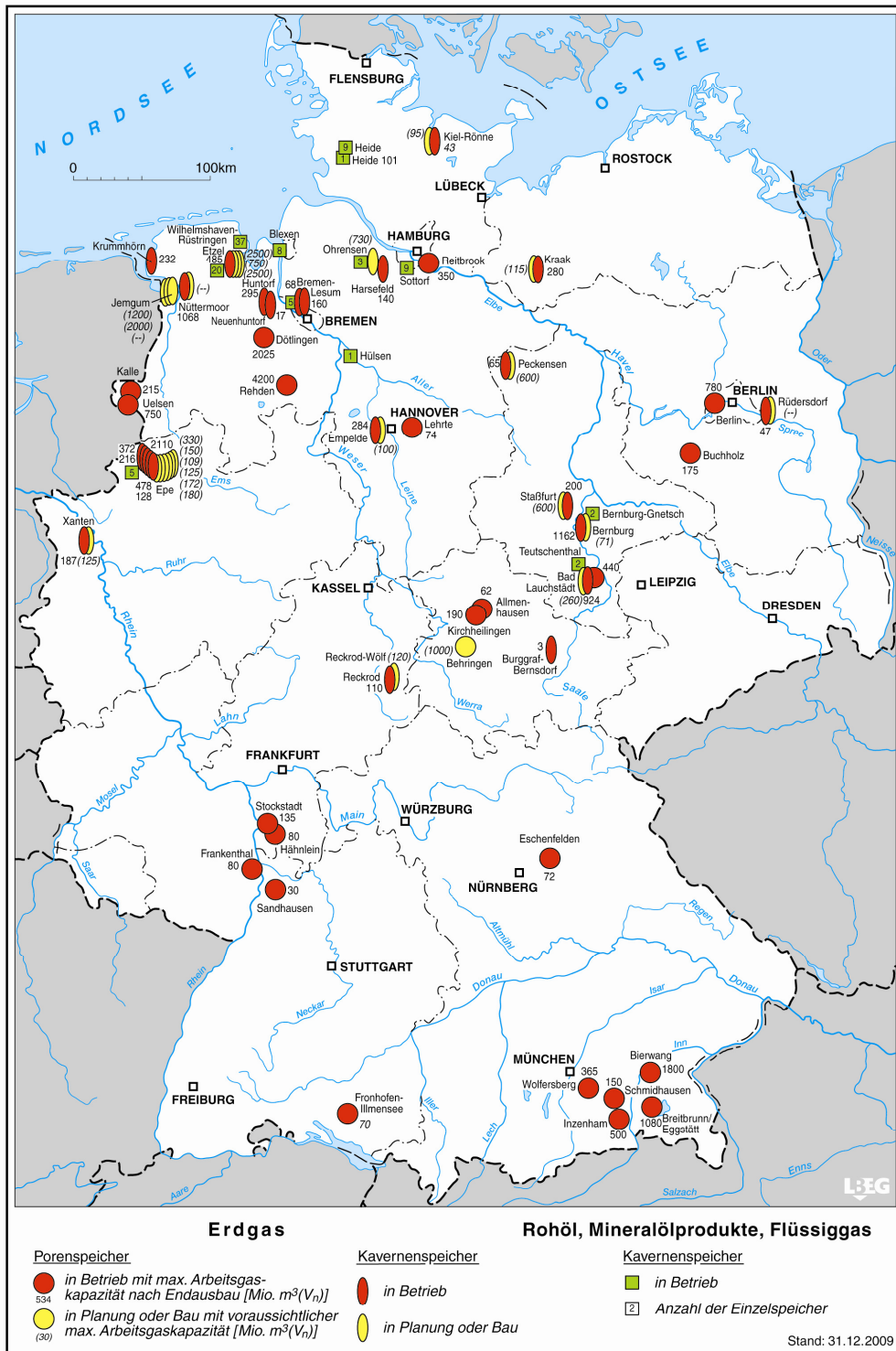


Abbildung 13: Erdgasspeicher in Deutschland (www.ibeg.niedersachsen.de).



Woher kommt das Gas?

Es scheint zunächst naheliegend, bei Gas allein an Erdgas zu denken, so wie es heute im Kraftwerkssektor am häufigsten eingesetzt wird. Dem wird regelmäßig die Frage der Versorgungssicherheit und der Importabhängigkeit entgegengehalten. Mittelfristig ist durch den Bau neuer Pipelines nach Deutschland kein Versorgungsengpass zu befürchten. Vielmehr kann man davon ausgehen, dass das große Angebot dazu beiträgt, Preissteigerungen zu begrenzen.

Aus Sicht des Klimaschutzes wäre der Einsatz von Erdgas als Backup in einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung auch mit den langfristig angestrebten CO₂-Minderungszielen von 80% und mehr vereinbar.

Wenn allerdings eine vollständige Erzeugung des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien angestrebt wird, dann muss der Backup am Ende ohne Erdgas auskommen.

Der Einsatz von Biogas ist dabei möglich, aber mengenmäßig begrenzt, so dass er hier nicht weiter diskutiert wird.

Wenn man für den Backup nicht auf Importe setzen möchte, sondern diesen im Sinne der oben erwähnten strategischen Stromreserve selbst stellen möchte, dann bleibt nur eine Option, die zunehmend diskutiert wird, das sogenannte „Erneuerbare Methan“ oder kurz „EE-Methan“. Unter EE-Methan wird die synthetische Erzeugung von Methan mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien verstanden. Im Englischen wird von „Renewable Power Methane (RPM)“ gesprochen.

Für die mittel- und langfristige Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ist EE-Methan eine Option mit großem Potential (Sterner 2009). Im Gegensatz zu anderen diskutierten Speichertechnologien (Pumpspeicher, Batterien oder Wasserstoff) ist die Infrastruktur zur Speicherung von EE-Methan grundsätzlich vorhanden, da das bestehende Erdgasnetz einschließlich der Speicher der strategischen Erdgasreserve genutzt werden kann (s. voriger Abschnitt).

Um EE-Methan mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energiequellen herzustellen, wird zunächst Wasser (H₂O) mittels Elektrolyse in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Anschließend wird der Wasserstoff unter Einsatz von Kohlendioxid (CO₂) in einem chemischen Verfahren in Methan (CH₄) umgewandelt (Sterner 2009, s. Abbildung 14). Das Methan hat eine sehr hohe Energiedichte von etwa 33 MJ/Nm³. Sie ist dreimal so hoch wie diejenige von Wasserstoff, was hinsichtlich des Platzbedarfs bei der Speicherung vorteilhaft ist (Jentsch 2010, S.26). Das EE-Methan kann problemlos transportiert, gespeichert und rückverstromt werden.

Der Wirkungsgrad der EE-Methan-Synthese hängt von der Effizienz der Elektrolyse und der Methanisierung ab. Der Wirkungsgrad des elektrolytischen Prozesses bewegt sich im Bereich von 62-80%, derjenige der Methanisierung liegt mit 75-85% etwas höher. Für die komplette Umwandlung werden Wirkungsgrade von bis zu 70% angegeben.

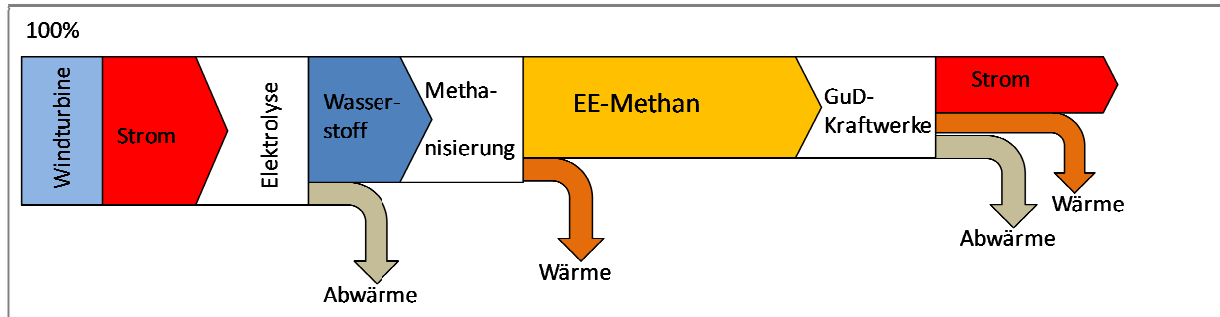


Abbildung 14: Der EE-Methan-Zyklus (basierend auf Sterner 2009, Jentsch 2010).

Die Rückverstromung des EE-Methans erfolgt mit Hilfe konventioneller Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke oder Gasturbinen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60% bzw. 40%. Kombiniert ergibt sich somit eine Effizienz der Gesamtkette von bis zu 42%. Dies entspricht in etwa den Werten, die auch für die Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff angegeben werden.

Nicht enthalten in der bisherigen Darstellung ist die Gewinnung des Kohlendioxids, das für den synthetischen Prozess notwendig ist. In einem System, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, kann das CO₂ nicht mehr aus fossil befeuerten Kraftwerken (mit Carbon Capture and Storage Technologie, CCS) stammen. Somit stehen nur die CO₂-Rückhaltung in Industrieprozessen, in Bioenergie-Kraftwerken oder in den Gaskraftwerken, die das EE-Methan nutzen, selbst zur Verfügung. Neben den Kosten für die CO₂-Rückhaltung ist zu beachten, dass diese einen erheblichen Energiebedarf hat, so dass der Netto-Wirkungsgrad der Kraftwerke deutlich sinkt. Hier wird davon ausgegangen, dass der mittlere Nutzungsgrad der Gaskraftwerke von 55% auf 45% zurückgeht.

Abbildung 15 zeigt die Topographie des hier unterstellten Modellsystems für die künftige Stromerzeugung.

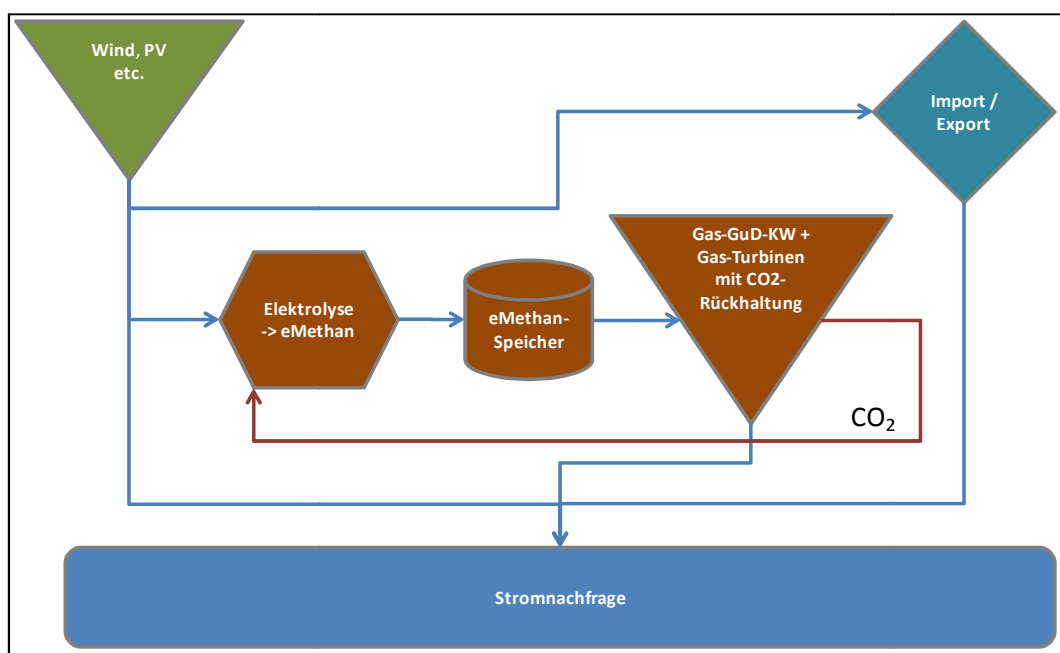


Abbildung 15: Aufbau des Modellsystems für die künftige Stromerzeugung (beispielhafte Darstellung).



1.6 Räumliche Verteilung von Gaskraftwerken und ihr Beitrag zu Systemdienstleistungen

Neben der Bereitstellung von elektrischer Leistung und Arbeit sind eine ganze Reihe zusätzlicher Parameter von Bedeutung, die berücksichtigt werden müssen, um den gesicherten Betrieb eines ausgedehnten Stromnetzes zu ermöglichen. Diese werden unter dem Begriff „Systemdienstleistungen“ zusammengefasst. Dazu gehören u.a.

- die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung,
- die Stabilisierung der Netzfrequenz in einem sehr engen Band um 50 Hertz, sowie
- die Bereitstellung von Blindleistung.

Elektrische Energie kann (in den Mengen, die in einem Stromnetz benötigt werden) nicht gespeichert werden. Daher müssen Erzeugung und Verbrauch stets genau gleich groß sein. Dies zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen ist – neben dem Bau und dem Betrieb der Stromnetze – eine wichtige Aufgabe der Netzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) halten im Rahmen ihrer Systemverantwortung Regelleistung vor, um den Kunden eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

Die gemeinsame Internet-Seite www.regelleistung.net der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz (früher Vattenfall), Amprion (RWE), EnBW und Tennet (früher E.ON) beschreibt die Aufgabenstellung wie folgt:

„Ein Bedarf an Regelleistung entsteht, sobald die Summe der aktuellen Einspeisungen von der Summe der aktuellen Entnahmen abweicht. Abweichungen werden auf der Verbraucherseite durch Schwankungen im Einspeise- und Abnahmeverhalten oder auf der Erzeugungseite durch Störungen (z.B. Kraftwerksausfälle) hervorgerufen.

Ein Mangel an Erzeugungsleistung (oder Überschuss an Verbrauchsleistung) äußert sich als Frequenzabfall, ein Überschuss an Erzeugungsleistung (oder Mangel an Verbrauchsleistung) als Frequenzanstieg im gesamten elektrischen Energieversorgungssystem in Europa.

Ziel des Regelleistungseinsatzes ist es, einerseits die Frequenz unter allen Umständen innerhalb bestimmter Toleranzbereiche zu halten und andererseits mögliche bestehende regionale Abweichungen der Leistungsbilanz von ihrem Sollwert zu beseitigen. Hierzu ist der Einsatz mehrerer in ihrem dynamischen und zeitlichen Zusammenwirken aufeinander abgestimmter Regelleistungsarten erforderlich.

Auf der Grundlage der für den europäischen Verbundnetzbetrieb der UCTE (...) geltenden Regeln beschaffen die deutschen ÜNB folgende Regelleistungsarten:

- *Primärregelung:*
 - *Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im UCTE-Gebiet synchron verbundenen ÜNB*
 - *Automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 sec*
 - *abzudeckender Zeitraum pro Störung: $0 < t < 15 \text{ min}$*
- *Sekundärregelung:*
 - *energetischer Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung*
 - *unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB*
 - *vollständige Erbringung innerhalb von maximal 5 min*

- *Minutenreserve (Tertiärregelung):*
 - *telefonischer und fahrplangestützter Abruf durch den ÜNB*
 - *vollständige Aktivierung binnen 15 Minuten ab telefonischem Abruf*
 - *abzudeckender Zeitraum pro Störung $t > 15 \text{ min}$ bis 4 Viertelstunden bzw. bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen"*

Bislang werden die Systemdienstleistungen vor allem durch große Kraftwerke mit großen rotierenden Massen sichergestellt. Dazu wurden Kraftwerksblöcke in einem Leistungsbereich unterhalb der maximalen Leistung gefahren, der sowohl eine schnelle Leistungssteigerung als auch eine schnelle Rückführung der Erzeugung erlaubte. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien werden künftig immer weniger solcher rotierenden Massen verfügbar sein, so dass die Regelung anders erfolgen muss. Der Bundesverband Windenergie (BWE) ist überzeugt, dass Windkraftanlagen ausreichend rotierende Massen zur Verfügung stellen können (vgl. z.B. Enercon 2009). Dies bedarf aus Sicht der Autoren weiterer Untersuchungen. Dabei ist zu bedenken, dass die Verteilung der Windkraftanlagen bislang regional sehr unterschiedlich ist, einige Systemdienstleistungen aber nicht über größere Entfernungen bereitgestellt werden können.

Für die Rücknahme von Erzeugungsleistung (negative Regelleistung) müssen alle oder mindestens alle größeren Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom Netzbetreiber abregelbar sein. Schwieriger ist die Bereithaltung positiver Regelleistung. Dazu müssen entweder größere Verbraucher im Rahmen des Lastmanagements vom Netz genommen werden, was sich jedoch bislang als aufwendig und nur bedingt erfolgreich erwiesen hat. Alternativ müssen Erzeugungsreserven schnell verfügbar sein, was die Möglichkeit zur schnellen Erhöhung der Leistung bzw. die Möglichkeit zum schnellen Start eines Kraftwerks voraussetzt.

Hinzu kommt das Problem der Blindleistung. Diese entsteht in Stromnetzen, die mit Wechsel- oder Drehstrom betrieben werden, wenn das Auf und Ab von Spannung und Strom zeitversetzt zueinander erfolgen. Dies führt zu zusätzlichen Strömen in den Leitungen, die zwar keine Energie übertragen, aber trotzdem die Leitungen belasten und die Systemstabilität gefährden können. Daher muss Blindleistung kompensiert werden, was nur regional, nicht aber über größere Entfernungen geschehen kann. Bislang war der Kraftwerkspark so ausgerichtet, dass der Strom tendenziell dort erzeugt wurde, wo er auch benötigt wurde. Das Höchstspannungsnetz diente zur Absicherung bei Kraftwerksausfällen, es war nicht für den Transport großer Strommengen über große Distanzen ausgelegt. Dieses Paradigma könnte sich in der Zukunft verändern, da die erneuerbaren Energien nicht unbedingt dort zur Verfügung stehen, wo auch die Verbrauchsschwerpunkte liegen. Dies gilt besonders dann, wenn die Nutzung von Offshore-Windenergie in dem geplanten Ausmaß umgesetzt wird. Es ist jedoch technisch durchaus vorstellbar, Blindleistung durch Installation von Kapazitäten (Kondensatoren) und Induktivitäten (Spulen), die als Phasenschieber wirken, im Netz bereitzustellen. Dies wäre allerdings mit zusätzlichen Kosten verbunden, die in die Gesamtbetrachtung einfließen müssen.

Für die Wahl der Standorte für neue Gaskraftwerke ergeben sich daraus zwei unterschiedliche Szenarien:



Zentraler Ansatz

Geht man davon aus, dass erhebliche Mengen an Strom aus Windenergie offshore erzeugt werden, dann müssen ergänzend dazu Transportleitungen in die Mitte und den Süden Deutschlands gebaut werden (dena 2005, 2010a).

Will man Strom aus diesen Anlagen, der nicht für die Deckung des momentanen Bedarfs benötigt wird, nutzen, so könnten küstennah große Anlagen zur EE-Methan-Synthese errichtet werden. Das erzeugte Methan könnte in den Erdgasspeichern, die ebenfalls eher in Norddeutschland liegen, gespeichert werden. Neben den Methanisierungsanlagen würden Gaskraftwerke errichtet, die mit CO₂-Rückhaltung auszustatten wären. Das aufgefangene und zwischen zu speichernde CO₂ würde dann zusammen mit Wasserstoff aus Elektrolyse zur Methanherstellung eingesetzt. Der in den Gaskraftwerken erzeugte Strom kann über die ohnehin zugebauten Leitungen weiterverteilt werden.

Der zentrale Ansatz kann Kostenvorteile durch die Nutzung von Skaleneffekten bieten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Blindleistungskompensation in der Mitte und im Süden dann nicht durch die Gaskraftwerke erfolgen könnte. Hier müssten zusätzlich sogenannte Phasenschieber installiert werden, die diese Aufgabe übernehmen.

Dezentraler Ansatz

Alternativ dazu könnten die Gaskraftwerke räumlich verteilt errichtet werden. Randbedingung wäre die Verfügbarkeit einer ausreichend dimensionierten Gasleitung, wobei auch der Bau zusätzlicher Leitungen über kurze und mittlere Entfernungen in Betracht gezogen werden könnte.

Dieser Ansatz käme vor allem dann in Frage, wenn der Ausbau der Windenergie nicht wie geplant schwerpunktmäßig offshore, sondern eher onshore (und zwar auch küstenfern) erfolgt. Dass hier noch großes Potential besteht, wurde kürzlich im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie aufgezeigt (IWES 2011). Dies gewinnt zusätzlich an Bedeutung, weil derzeit von verschiedenen Seiten angezweifelt wird, dass sich die in manchen Studien unterstellten Kostensenkungen bei der Offshore-Windenergie tatsächlich einstellen werden.

Wenn die Gaskraftwerke räumlich verteilt gebaut werden, muss auch die EE-Methan-Erzeugung verteilt werden, da Wasserstoff und CO₂ – zumindest mit der bestehenden Infrastruktur – nur schwer transportiert werden können.

Im Gegenzug könnten die Gaskraftwerke zur Bereitstellung von Blindleistung herangezogen werden. Allerdings müsste hierzu noch untersucht werden, ob die dafür nötigen rotierenden Massen nicht zu viel Strom aus erneuerbaren Energien verdrängen würden. Wenn dies der Fall wäre, müsste auch in diesem Szenario auf elektrotechnische Alternativen für die Blindleistungskompensation zurückgegriffen werden.

Bei diesem dezentralen Ansatz wäre der nötige Ausbau der Übertragungsnetze deutlich geringer als in der zentralen Variante. Der dezentrale Ansatz würde zudem helfen, das Risiko großflächiger Ausfälle in Folge äußerer Einwirkungen zu verringern, sei es durch Naturereignisse oder durch von Menschen ausgehende Eingriffe.

Die Gaskraftwerke könnten auch in Fern- oder Nahwärmesysteme eingebunden werden. Allerdings sollte dabei bedacht werden, dass dies nur geringe Vorteile hinsichtlich der Energieeffizienz bietet und den Komplexitätsgrad bei der Systemsteuerung weiter erhöht. Die

Verfügbarkeit der Gaskraftwerke für Systemdienstleistung würde eingeschränkt, wenn sie für die Wärmeversorgung in Betrieb sein müssten.

Unter „dezentral“ in dem hier beschriebenen Sinne werden Kraftwerke im zwei- bis dreistelligen MW-Bereich verstanden, die über viele Standorte in Deutschland verteilt werden. Sie könnten typischerweise von Stadtwerken betrieben werden. Der EE-Methan-Zyklus erfordert eine Rückhaltung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂, da dieses bei der Methansynthese wieder benötigt wird. Dies erscheint in kleineren Anlagen wirtschaftlich kaum darstellbar, in Kleinanlagen, die in Wohngebäuden installiert werden, schlicht unmöglich.

2 Wirtschaftliche Anreize für den Bau von Gaskraftwerken

Nachdem der Bedarf an neuen Gaskraftwerken ermittelt wurde, stellt sich die Frage, ob es unter dem derzeitigen Marktdesign ausreichend Anreize für entsprechende Investitionen gibt. Zu Beantwortung ist es nötig, den Preisbildungsmechanismus zu verstehen.

Wie auch in anderen Märkten bildet sich der Preis für Strom derzeit durch das regelmäßige Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage. Für die folgende Darstellung liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf der Angebotsseite. Die Nachfrageseite kann durch verschiedene Methoden beeinflusst werden, auf die hier aber nicht näher eingegangen wird. Zunächst wird beschrieben, wie sich die Kosten der Stromerzeugung zusammensetzen und wie sich der Strompreis an der Börse bildet. Danach wird untersucht, welche Anreize sich daraus für die Investition in konventionelle Kraftwerke ergeben.

2.1 Stromgestehungskosten und Strompreis

Die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromproduktion eines Kraftwerks, auch Stromgestehungskosten genannt, setzen sich zusammen aus einem variablen Anteil, der in der Regel proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen wird hier unterstellt, dass es für die Stromproduktion nur drei wesentliche Kostenfaktoren gibt:

- die Investitions- bzw. Kapitalkosten,
- die Brennstoffkosten und
- die Umweltkosten in Form von Kosten für CO₂-Emissionsrechte.

Investitionskosten sind dabei typische Fixkosten. Brennstoff- und CO₂-Kosten sind im Gegensatz dazu variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks,⁵ den spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffs und dem CO₂-Preis ab. Andere Kosten werden zur Vereinfachung hier vernachlässigt.

Die Stromgestehungskosten sind insbesondere vor einer Investitionsentscheidung von Bedeutung. Nur wenn sie kleiner als die erwarteten durchschnittlichen Erlöse sind, kann der

⁵ Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist definiert als das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.



Investor auf Dauer einen Gewinn machen. Die Erlöse ergeben sich dabei aus den am Markt erzielten Strompreisen und den zu den jeweiligen Preisen verkauften Strommengen.

Von den Stromgestehungskosten sind die sogenannten Grenzkosten zu unterscheiden. Diese sind definiert als die Kosten, um eine zusätzliche Einheit Strom, also beispielsweise eine Megawattstunde, zu erzeugen. Die Grenzkosten werden ausschließlich durch die variablen Kosten, also Brennstoff- und CO₂-Kosten bestimmt.

Da Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien keine Brennstoff- und CO₂-Kosten haben, liegen ihre variablen Kosten (im Rahmen der hier gewählten vereinfachten Darstellung) näherungsweise bei null.

Ordnet man alle Kraftwerke nach der Höhe ihrer Grenzkosten an, so erhält man die aggregierte Angebotskurve, auch Merit-order Kurve genannt. Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Abbildung 16 zeigt diesen Mechanismus für eine einzelne Stunde (siehe zunächst durchgezogene Linie „Angebot ohne“). So lange eine ausreichende Kapazität verfügbar ist, gilt: Der Börsenpreis für Strom in einer bestimmten Stunde ist gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Stromnachfrage dieser Stunde zu decken. Der sich bildende gleichgewichtige Preis gilt für alle Marktteilnehmer in dieser Stunde und entspricht damit auch dem Erlös aller Kraftwerksbetreiber, die in dieser Stunde Strom produzieren. Die durchschnittlichen Gesamtkosten können über oder unter dem Preis liegen. Da Angebot und Nachfrage kontinuierlich schwanken, ergibt sich für jede der 8.760 Stunden eines Jahres ein gleichgewichtiger Preis.

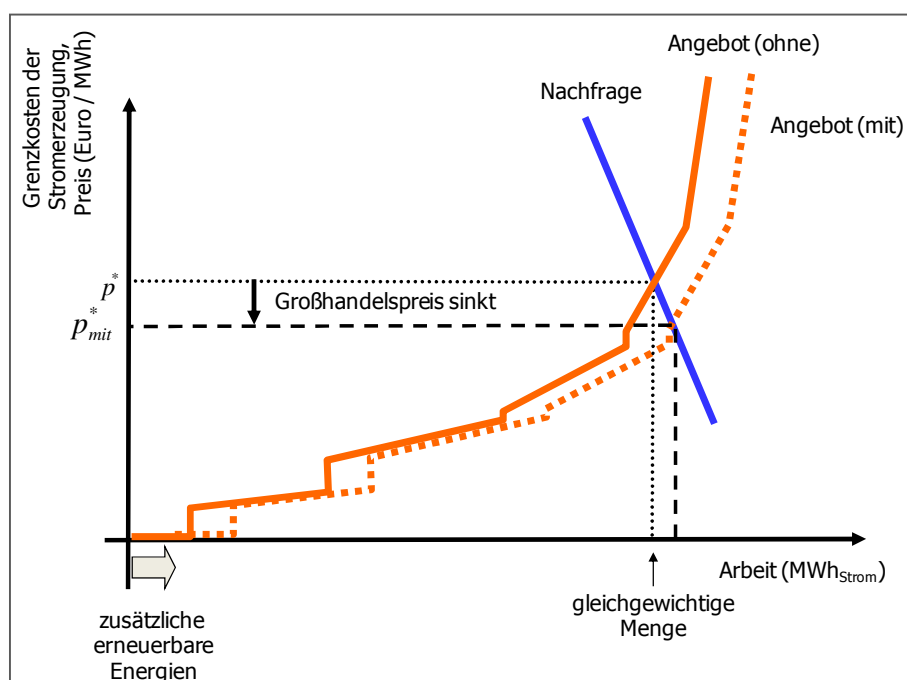


Abbildung 16: Auswirkung von zusätzlichem Strom aus erneuerbaren Energien auf den Großhandelspreis

2.2 Investitionsanreize für neue Kraftwerke

Der oben geschilderte Preisbildungsmechanismus gilt für einen bestehenden Kraftwerkspark. Eine andere, davon unabhängige Frage ist, ob bei diesem Mechanismus ausreichend Anreize entstehen, in neue Kraftwerke zu investieren.

Wie erwähnt erhalten alle Anlagenbetreiber, deren Kraftwerke in der jeweiligen Stunde zum Einsatz kommen, den gleichgewichtigen Preis. Die Differenz zwischen dem erlösten Marktpreis und den Grenzkosten der Anlage wird als Deckungsbeitrag bezeichnet. Aus der Summe der Deckungsbeiträge müssen die Fixkosten, insbesondere die Kapitalkosten bestritten werden. Ein detaillierter Vergleich von Deckungsbeiträgen und Kapitalkosten unter verschiedenen äußeren Bedingungen wie Brennstoffpreisen und CO₂-Preisen zeigt, dass es im liberalisierten Strommarkt für Investoren auf Dauer schwierig ist, ihre Kapitalkosten zu erwirtschaften. Ursächlich dafür ist insbesondere die Tatsache, dass der technische Fortschritt nur noch geringe zusätzliche Wirkungsgradsteigerungen hervorbringt, wodurch auch die variablen Kosten auf ähnlich hohem Niveau verweilen (Bode & Groscurth 2010). Somit können die relativ hohen Kapitalkosten in dieser Branche nicht mehr erwirtschaftet werden. Es fehlen auf Dauer die Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke. Auf dieses Problem wurde bereits vor einigen Jahren aufmerksam gemacht (Weber 2002, BCG 2003). Bislang hat es jedoch wenig Eingang in die energiepolitische Debatte gefunden. Zum Teil wird argumentiert, dass bei Nachfrageüberhang sog. *Knappheitspreise* auftreten können, die oberhalb der Grenzkosten liegen und die somit Anreize für neue Investitionen geben können (z.B. Joskow 2006, Ockenfels 2008). Ob dieser Mechanismus greift ist fraglich (siehe auch Weber 2002). Ferner bleibt offen, ob dieser Ansatz aus Verbrauchersicht der kostengünstigste ist und ob die Vorlaufzeiten im Kraftwerksbau ausreichen, um rechtzeitig neue Kraftwerke ans Netz zu bringen. Hier ist auch zu bedenken, dass die Knappheitspreise zunächst nur in einzelnen Stunden auftreten und somit erst langsam über die Zeit entsprechende Anreize geben können. Zudem werden die Knappheitspreise verschwinden, wenn ausreichend neue Kapazitäten ans Netz gegangen sind.

Es lässt sich festhalten, dass der liberalisierte Strommarkt in seiner derzeitigen Form – auch ohne Berücksichtigung von Klimaschutz und erneuerbaren Energien – auf Dauer kaum Anreize bietet, in neue Kraftwerke zu investieren (Bode & Groscurth 2009). Die Unsicherheit über die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele und die Instrumente zu deren Umsetzung verschärft diese Problematik ebenso wie der Ausbau erneuerbarer Energien.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren kontinuierlich an Bedeutung gewonnen. Mit dem weiterhin geplanten Zubau an neuen Kapazitäten stößt das aktuelle Marktdesign an neue Grenzen.

Wie in Kap. 2.1 dargestellt, bilden sich bei dem derzeitigen Marktdesign die Preise am deutschen Strommarkt auf Basis der Grenzkosten der Stromerzeugung. Eine Besonderheit der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen, Wind- und Sonnenenergie, ist, dass ihre Grenzkosten nahezu null betragen. Kommt es nun (durch die EEG-Förderung) zu einem zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, so verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts und der gleichgewichtige Preis an der Börse sinkt (vgl. Abbildung 16, „Angebot mit“). Vom sinkenden Großhandelspreis für Strom sind jedoch die Strombezugskosten für die Verbraucher zu unterscheiden. Diese können trotz des geringeren Börsenpreises steigen, da die



Verbraucher über die sogenannte EEG-Umlage die höheren Stromgestehungskosten der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien finanzieren müssen. Der Nettoeffekt hängt u.a. vom Mix der erneuerbaren Energien und deren Kosten ab (Bode & Groscurth 2006) und ändert sich entsprechend über die Zeit.

Wichtig ist es, festzuhalten, dass bei einem kontinuierlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

- der Großhandelspreis für Strom systematisch sinkt, wann immer die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien produzieren,
- immer öfter Stunden auftreten werden, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird und dass
- für Zeiten, in denen die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht produzieren, Backup-Kapazitäten in Form von konventionellen Kraftwerken und/oder Stromspeichern benötigt werden.

Die drei Punkte bringen unterschiedliche Implikationen mit sich. Der erste Punkt bedeutet, dass ein kontinuierlicher Zubau der erneuerbaren Energien nur mit dauerhaft ausreichenden Investitionsanreizen erreicht werden kann, bei dem jetzigen Marktdesign und hohen gewünschten Anteilen der erneuerbaren Energien nicht vorliegen (Bode & Groscurth 2009). Der zweite Punkt bedeutet, dass darüber nachgedacht werden muss, ob der überschüssige Strom anderweitig genutzt werden kann oder welche Anlagen abgeschaltet werden müssen. Der dritte Punkt impliziert, dass neue Anreize geschaffen werden müssen, damit sich Investoren finden, die in die erforderlichen Backup-Kapazitäten investieren.

Der britische Regulierer für den Gas- und Strommarkt *Ofgem* hat die oben beschriebene Problematik der Versorgungssicherheit und die der fehlenden Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke erkannt und bereits im Februar 2010 ein Konsultationspapier mit dem Titel „Project Discovery: Options for delivering secure and sustainable energy supplies“ veröffentlicht (Ofgem 2010). Als Lösungsmöglichkeiten identifiziert Ofgem darin eine Reihe möglicher Instrumente, die in unterschiedlichen Kombinationen auch zusammen eingesetzt werden können. Zu den Instrumenten gehören:

- Mindestpreise für CO₂-Emissionsrechte,
- verbesserte Möglichkeiten für die Regelung der Stromnachfrage,
- verbesserte Möglichkeiten zur Reaktion der Nachfrage auf Preissignale,
- Anforderungen an Erzeuger und Netzbetreiber,
- einen zentralisierten Markt für erneuerbare Energien,⁶
- Ausschreibungen für alle Kapazitäten (Kapazitätsprämie), sowie
- die Einführung eines zentralen Käufers.

Der mögliche Einsatz der aufgezählten Instrumente bringt dabei unterschiedlich starke Eingriffe in den Strommarkt mit sich und ist entsprechend jeweils auch rechtlich unterschiedlich zu bewerten (siehe hierzu Bode und Groscurth 2011).

Den aus Sicht der Autoren aussichtsreichsten Weg unter Erhaltung eines wettbewerblich organisierten Strommarktes stellt die Versteigerung von Kapazitätsprämien dar (vgl. dazu Groscurth und Bode 2009). Dazu schreibt ein zentraler Systemkoordinator regelmäßig Kapa-

⁶ Dies ist eine britische Besonderheit. In Deutschland ist dies durch das EEG bereits gegeben.



zitätskontingente für neue Kraftwerke aus. Diese können nach Techniken und Inbetriebnahme-Zeiträumen differenziert werden. Dabei können auch technische Anforderungen hinsichtlich des An- und Abfahrverhaltens sowie die Laständerungsgeschwindigkeit gestellt werden, damit die Kraftwerke sich in ein System einfügen, das vorrangig auf erneuerbare Energien aus dargebots-abhängigen Quellen setzt. Den Zuschlag erhalten diejenigen Projekte, die die geringste Prämie benötigen. Die Prämie soll dabei nicht die vollen Kapitalkosten tragen, sondern die Deckungsbeiträge ersetzen, die im Markt nicht erzielt werden können. Um die Verfügbarkeit der Kraftwerke zu garantieren, wird diese Prämie nicht einmalig, sondern kontinuierlich für alle Stunden bezahlt, in denen das Kraftwerk seinen Strom an der Börse anbietet, unabhängig davon, ob das Kraftwerk einen Zuschlag erhält und betrieben wird oder nicht.⁷ Einmal in Betrieb vermarkten die Kraftwerke wie bisher ihren Strom an der Börse.

⁷ Es sind Vorkehrungen dagegen zu treffen, dass das Kraftwerk an der Börse anbietet, obwohl es nicht einsatzbereit ist, in der Hoffnung, die Prämie zu erhalten ohne aber Strom liefern zu müssen.



3 Fazit

Gaskraftwerke sind die prädestinierten Partner der erneuerbaren Energien für die künftige Stromversorgung in Deutschland. Aus der Gruppe der konventionellen Kraftwerke erfüllen nur sie alle Anforderungen, die in einer künftigen, vor allem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung gestellt werden. Sie können in den nächsten 10-20 Jahren mit Erdgas betrieben werden. Soll die Stromerzeugung zu 100% aus erneuerbaren Energien erfolgen, könnte ihnen mittel- und langfristig die Infrastruktur zur Erzeugung von synthetischem Methan (EE-Methan) zur Seite gestellt werden. Zudem muss das bei der Verbrennung entstehende CO₂ zurückgewonnen werden. Kapazitäten für die Speicherung des Methans sind heute bereits weitgehend vorhanden.

Entscheidend für Investoren ist es zu verstehen, dass Gaskraftwerke die Ergänzung der erneuerbaren Energien bilden und nicht umgekehrt. Sie sollen immer dann betrieben werden, wenn dargebots-abhängige Techniken wie Windkraft und Photovoltaik nicht liefern können. Sie sind durch kurze An- und Abfahrzeiten sowie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten dazu besonders geeignet. Um diese Einsatzcharakteristik zu gewährleisten, müssen die Regeln des heutigen Strommarktes nicht verändert werden. Wenn alle Anlagen mit den Grenzkosten ihrer Erzeugung anbieten, werden Windenergie und PV automatisch zuerst eingesetzt und Gaskraftwerke nur dann, wenn noch weiterer Bedarf besteht.

Allerdings reichen die Erlöse der Gaskraftwerke in einem allein auf Grenzkostenbasis organisierten Markt nicht aus, um ihre Fixkosten zu finanzieren. Da der Bau von Gaskraftwerken zur Absicherung der Stromerzeugung notwendig ist, müssen neue Anreize für Investoren geschaffen werden. Dies kann u.a. durch Kapazitätsprämien oder eine Pflicht zur Reservehaltung auf der Ebene der Netzbetreiber umgesetzt werden. Die Diskussion steht hier noch am Anfang, auch deshalb, weil es ganz unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten für Kapazitätsprämien gibt. Es sollte in jedem Fall darauf geachtet werden, dass es nicht zu Windfall-Profits für bestehende Anlagen kommt.

In den nächsten 10 Jahren werden 3 GW zusätzlicher Kapazität benötigt, um die Abdeckung der maximalen Last jederzeit sicherzustellen. In den folgenden 5 Jahren müssen dann weitere 2,5 bis 5,5 GW zugebaut werden, je nachdem wie hoch der Anteil des Imports ist, der als gesichert angesehen wird. Mittelfristig, d.h. bis 2030, besteht insgesamt ein Bedarf von knapp 7 GW zusätzlicher Leistung. Ohne Stromimporte steigt dieser Bedarf auf mehr als 11 GW.

Wenn aus Klimaschutzgründen angestrebt wird, Kohlekraftwerke vor Ende ihrer technischen Lebensdauer zu ersetzen, oder wenn der Betrieb von Kohlekraftwerken im Zuge der weiteren Entwicklung des Strommarktes und des CO₂-Marktes unwirtschaftlich werden sollte, dann erhöht sich der Zubau-Bedarf entsprechend. Umgekehrt kann der Bedarf sinken, wenn die maximale Last durch Fortschritte bei der Energieeffizienz und beim Lastmanagement sinken sollte.



ANHÄNGE

Abkürzungen und Glossar

€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 ct/kWh
a	Jahr
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (www.bmu.de)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (www.bmwi.de)
BWE	Bundesverband Windenergie
CSP	Concentrated solar power (= Solar-thermische Kraftwerke)
ct	Euro-Cent
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowatt-Stunde
EE	Erneuerbare Energie(n)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Methan	mit Hilfe erneuerbarer Energien synthetisch erzeugtes Methan
EU	European Union / Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt = 1.000 MW
GWh	Gigawatt-Stunde = 1.000 MWh
h	Stunde
J	Joule (Maßeinheit für Energiemengen)
kV	Kilovolt = 1.000 Volt
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
M€	Millionen €
MJ	Megajoule = 1.000 kJ = 10 ⁶ J
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
MWh _{th}	Megawatt-Stunde (thermischer Energiegehalt, z.B. bei Methan)
Nm ³	Normkubikmeter (Volumen bei Normbedingungen)
PV	Photovoltaik
RPM	Renewable Power Methane -> EE-Methan
TWh	Terawatt-Stunde = 1 Million MWh
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt (elektrische Spannung)
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit)

Größenordnungen

c	Centi = 10 ⁻²
k	Kilo = 10 ³
M	Mega = 10 ⁶
G	Giga = 10 ⁹
T	Tera = 10 ¹²



Referenzen

- BCG 2003: The Boston Consulting Group: Keeping the Lights On, BCG Report, Boston, May 2003.
- BDEW 2011: 51 Kraftwerke bis 2019 geplant, Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen“, Berlin, 4. April 2011.
- BMU 2011: DLR, IWES, IfnE – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2010“); Berlin, Februar 2011.
- BMWi 2011: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgelassenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, Januar 2011.
- ena 2011: Bundesnetzagentur, Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 11. April 2011.
- Bode 2010: Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen; in: Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 10, 2010, S. 643-647.
- Bode & Dietrich 2011: Der Import von Strom: Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit?, erscheint in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 3, 2011.
- Bode & Groscurth 2006: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg, 2006.
- Bode & Groscurth 2009: Liberalisierter Strommarkt: naht das Ende? Wirtschaftsdienst, 89, 4, S. 274-280.
- Bode & Groscurth 2010: Über neues Marktdesign Investitionsanreize in der Stromwirtschaft schaffen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60 (2010), Heft 6, S. 16-21.
- Bode & Groscurth 2011: Erneuerbare Energien im Energiekonzept der Bundesregierung: und jetzt?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61 (2011), Heft 6, erscheint in Kürze.
- Bode & Jung 2004: On the Integration of Carbon Capture and Storage into the International Climate Regime, HWWA Discussion Paper 303, Hamburg, 2004.
- Bundesregierung 2010: Das Energiekonzept 2050, Berlin, Oktober 2010.
- Bündnis 90/Die Grünen (2010) Energie 2050: sicher erneuerbar - Das grüne Energiekonzept jenseits von Uran, Kohle und Öl. Mainz 2010.
- dena 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin, Februar 2005.
- dena 2008: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, Berlin, April 2008.
- dena 2010: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Berlin, Februar 2010.
- dena 2010a: dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020, Berlin, Dezember 2010
- DUH 2011: Deutsche Umwelthilfe, Wie ein schneller Atomausstieg rechtlich zu regeln ist, Berlin, April 2011.



- Enercon 2009: S. Wachtel, A. Beekmann (Enercon GmbH), Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and frequency stability in power systems, 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Bremen, 14-15 October 2009.
- IWES 2011: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Kassel, März 2011.
- Groscurth & Bode 2009: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, arrhenius Discussion Paper 2, Hamburg, Februar 2009.
- Jentsch et al. 2010: Erneuerbares Methan Kopplung von Strom- und Gasnetz. Chemnitz, 2010.
- Joskow 2006: Paul L. Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, Research Paper, MIT, Boston, 2006.
- Kuhs 2011: Datenbank europäischer Kraftwerke, Halle, Stand April 2011.
- LBEG 2009: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009. Hannover, 2010.
- Ockenfels et al. 2008: Axel Ockenfels, Veronika Grimm und Gregor Zoettl, Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln / Leipzig; 2008.
- Ofgem 2010: Office of Gas and Electricity Markets, Project Discovery – Options for delivering secure and sustainable energy supplies, London, February 2010.
- SPD 2011: Die Energiewende in Deutschland: bürgernah, wirtschaftlich erfolgreich, sozial gerecht und ökologisch verantwortlich, Beschluss des Bundesparteivorstandes der SPD, Berlin, Mai 2011.
- SRU 2011: Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin, Januar 2011.
- Sterner 2009: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel, 2010.
- Sterner et al. 2010: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 01/2010, S. 51 – 58.
- Weber 2002: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.



Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Indikative Stromnachfrage für unterschiedliche Dauern, über die eine nationalen Stromreserve eingesetzt werden muss (Basis: Verbrauch im Winter).....	20
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Kapazität bestehender Anlagen und maximal Last im Zeitablauf.	7
Abbildung 2: Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung im Zeitablauf.....	8
Abbildung 3: Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung sowie der Last im Zeitablauf.	8
Abbildung 4: Durchschnittliche Nachfrage nach elektrischer Energie (Last) in Deutschland.....	9
Abbildung 5: Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen an drei ausgewählten Tagen	10
Abbildung 6: Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland in 2010 und 2011.....	11
Abbildung 7: Entwicklung der Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2050.....	12
Abbildung 8: Entwicklung der gesicherten Nettoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2050 zuzüglich der anrechenbaren Kapazität erneuerbarer Energien (national und Import)	12
Abbildung 9: Vergleich der verfügbaren Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland aus Abbildung 8 mit der maximalen Last, der maximalen Last mit Lastmanagement und der maximalen Last zuzüglich eines Sicherheitsaufschlages	14
Abbildung 10: Zubau-Bedarf an gesicherter Leistung von 2015-2050 nach Jahren und kumuliert mit und ohne Anrechnung des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien.	15
Abbildung 11: Spezifische Gestehungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Einsatzdauer.....	17
Abbildung 12: Windjahr-Ertrag in Prozent des langjährigen Mittels	21
Abbildung 13: Erdgasspeicher in Deutschland	23
Abbildung 14: Der EE-Methan-Zyklus.....	25
Abbildung 15: Aufbau des Modellsystems für die künftige Stromerzeugung.....	25
Abbildung 16: Auswirkung von zusätzlichem Strom aus erneuerbaren Energien auf den Großhandelspreis	30