

Szenarien der nachhaltigen und dezentralen Erzeugung in Deutschland bis 2020 und die Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb

Scenarios for a Sustainable Decentralized Electricity Generation in Germany until 2020 and Consequences for Power Plant Operation

Dr. Ireneusz Pyc, Dr. Florian Steinke, Ben Gempjäger, Siemens AG, Erlangen, Deutschland,
Ireneusz.Pyc@siemens.com

Kurzfassung

Die schnell zunehmende Installation fluktuierender, erneuerbarer Energien verändert zunehmend die Rolle der konventionellen Kraftwerke, weg vom vornehmlichen Energieerzeuger hin zu einem Backup- und Netz- Systemdienstleister. Dieser Wandel und die daraus resultierenden, neuen Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerke werden in diesem Beitrag anhand eines den neusten Entwicklungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien angepassten VDE Szenarios für 2020 untersucht. Konsequenzen für die thermischen Kraftwerke sind sinkende Auslastungen, häufigere, hohe Gradienten und die Notwendigkeit von schnellen Umplanungen. Als Lösungsausblick werden neben technischen Anpassungen, wie zum Beispiel dem vermehrten Einsatz flexibler Gas-und-Dampf Kraftwerke, auch Veränderungen der Energiemarkte zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs in 2020 angedacht.

Abstract

The fast build-up of fluctuating, renewable energy generation continues to change the role of conventional power plants, from a predominant energy producer into a provider of backup and grid services. This transition and the resulting novel flexibility requirements of conventional power plants are examined in this text, based on a scenario including the latest developments in the growth of the renewables. Major consequences for thermal power plants are reduced operating times, large and frequent gradients and the need for quick redispatch. Apart from technical adaptations, like for example an increased use of gas-fired combined cycle power plants, we also propose to think about changes to the energy markets to ensure economic power plant operation in 2020.

1 Szenarien 2020

Die zukünftige Energieversorgung Deutschlands war in der vergangenen Zeit Gegenstand zahlreicher Diskussionen und Forschungsstudien. Intensiv wurde über den optimalen Mix der Erzeugungsstruktur und die Neuausrichtung der Elektrizitätswirtschaft diskutiert.

Neben den im Herbst 2010 veröffentlichten Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung [1] wurde in den letzten Jahren auch eine Reihe von Alternativaussagen zum zukünftigen Strommix getroffen. Bild 1 stellt die Aussagen ausgewählter Szenarien bzgl. der Erzeugungsstruktur im Jahr 2020 dar.

Sämtliche Szenarien gehen davon aus, dass der Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern abnehmen wird. Dabei wird das Gewicht einzelner Energieträger aber sehr unterschiedlich bewertet. Eine auffallend abweichende Meinung zur Rolle von Erdgas haben beispielsweise die Szenarien des Energiekonzeptes. Dabei wird diesem Energieträger ein deutlich niedrigerer Anteil zugestimmt, als heute zu beobachtet ist. Auch zur Rolle der Kernenergie gibt es deutlich voneinander abweichende Aussagen. Diese reichen von fast vollständigem Rückbau [2] bis zu Fortsetzung des heutigen Anlagenbetriebs auf einem verminderten Erzeugungsniveau im Szenario BR IA [1]. Die Aussagekraft kernenergiebezogener Sze-

narien sollte allerdings aufgrund der kürzlich getroffenen Entscheidungen relativiert werden. Auf Basis der Regierungsbeschlüsse vom Juni 2011 ist davon auszugehen, dass alle Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 stillgelegt werden. Diesem Fall kommt das BMU Szenario aus dem Dezember 2010 relativ nahe.

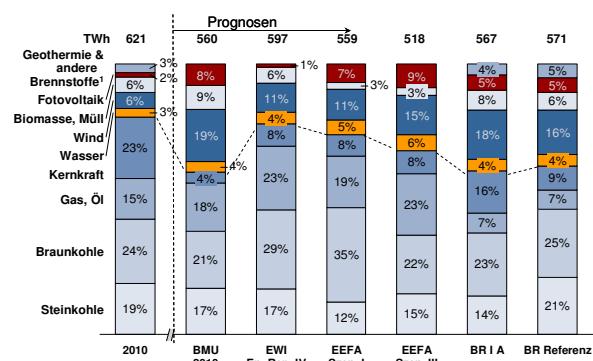


Bild 1 Vergleich ausgewählter externer Aussagen zur Struktur der Stromerzeugung im Jahr 2020, BMU [2], EWI [3], EEFA [4], BR [1]

Trotz andauernder Diskussionen und bestehender Unsicherheiten hinsichtlich der hohen Ausbaukosten regenera-

tiver Energieträger, gehen alle in den letzten Jahren veröffentlichten Szenarien davon aus, dass die Bedeutung erneuerbarer Energien im Mix der zukünftigen Stromerzeugung steigen wird. Die neueren Aussagen sind dabei zunehmend optimistischer geworden. So ging die Bundesregierung im Vorfeld der Veröffentlichung des Energiekonzepts die Bundesregierung im August 2010 in der Novellierung des Nationalen Aktionsplans für regenerative Energieträger [5] davon aus, dass der Anteil regenerativer Energieträger am Mix der Stromerzeugung von derzeitig ca. 16% auf fast 39 % im Jahr 2020 gesteigert werden kann. Die im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung veröffentlichten Szenarien nennen einen Anteil erneuerbarer Erzeugung von 34% bis 36%. Das Basisszenario des BMU von Dezember 2010 projiziert gar 40% im Jahr 2020. Die zuletzt formulierten Ziele bedeuten, dass nach der Verdreifachung der Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Energien im letzten Jahrzehnt eine Verdopplung des heutigen Erzeugungsniveaus für die laufende Dekade ansteht.

2 VDE Szenarien

Die im vorigen Kapitel beschriebenen Szenarien weisen teilweise deutliche Unterschiede auf. Dies erstaunt nicht weiter, da die zukünftige Ausrichtung der Elektrizitätswirtschaft einer andauernden Diskussion und Anpassung auf der Seite der Politik, Gesellschaft und Wirtschaft unterliegt. Um den neuesten und sich derzeitig abzeichnenden Entwicklungen sowie den daraus resultierenden Konsequenzen Rechnung tragen zu können, wird im weiteren Teil dieses Beitrags auf eigens vom VDE entwickelte Szenarien zurückgegriffen.

Diese basieren im Wesentlichen auf drei Projektionen des Stromverbrauchs und jeweils drei unterschiedlichen Erwartungen zum Anteil regenerativer Energieträger am Mix der Stromerzeugung, s. Bild 2. Weiterhin wurde über Stilllegungs- und Neubauszenarien die Stromerzeugungsstruktur modelliert.

Verbrauchsrückgang (VR)	Aktueller Trend (AT)	Langfristiger Trend (LT)
...zurückgehender Verbrauch -1,6%/a	...stagnierender Verbrauch 0 %/a	...Übergang zu einem "electrical age" 1,8 %/a
Anteile regenerativer Energieträger in 2020		
regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%	regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%	regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%
PV Ausbau		
• Niedrig bis moderat	• Moderat bis stark	• Stark bis sehr stark
Wind Ausbau		
• Niedrig bis moderat	• Moderat bis stark	• Stark bis sehr stark
Kohle Ausbau		
• backlog, 1 CCS Demo Anlage	• backlog, 1 - 2 CCS Demo Anlagen	• backlog, 3 - 4 CCS Demo Anlagen
Erdgas-Ausbau		
• Niedriger bis moderater Gas-Ausbau	• Moderat bis starker Gas- Ausbau	• Starker Gas- Ausbau

Bild 2 Annahmen der VDE Szenarien 2020

Die Szenarien für Stromerzeugung liefern eine Basis für den zukünftigen Leistungsbedarf und den Mix der installierten Leistung. Der Bedarf für Leistung einzelner Kraftwerkstypen ergibt sich über kraftwerksspezifische

Auslastungsfaktoren. Mit Ausnahme der Biomasse sind es auf Seiten der regenerativen Energieträger die wetterbedingten Einflüsse, die eine Verknüpfung zwischen Stromerzeugung und Leistung darstellen, da die fluktuierende Einspeisung aus Sonne und Wind stark dagebotsabhängig ist. Die Auslastungsfaktoren der thermischen Anlagen resultieren aus ihren technisch und wirtschaftlich spezifischen Eigenschaften und dementsprechend aus ihrer Beteiligung an der Abdeckung einzelner Lastbereiche.

Die Analyse des Stromverbrauchs, die Ziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Reduktion von CO₂ Emissionen, sowie die Bewertung des erforderlichen Anlagen-Neubaus lassen die mittleren AT Szenarien (AT: aktueller Trend) mit 30%-40% Anteilen erneuerbarer Energien als durchführbar und aus heutiger Sicht wahrscheinlich erscheinen. Das Szenario AT40 ist gleichzeitig der für die Anforderungen und Flexibilität konventioneller Kraftwerke schwierigste Fall und wird daher für die weiteren, spezifischeren Betrachtungen in diesem Beitrag als der Referenzfall ausgewählt.

Bild 3 zeigt noch einmal die Ergebnisse aller VDE Szenarien für die Stromerzeugung, sowie die dazugehörigen installierten Leistungen im Jahr 2020.

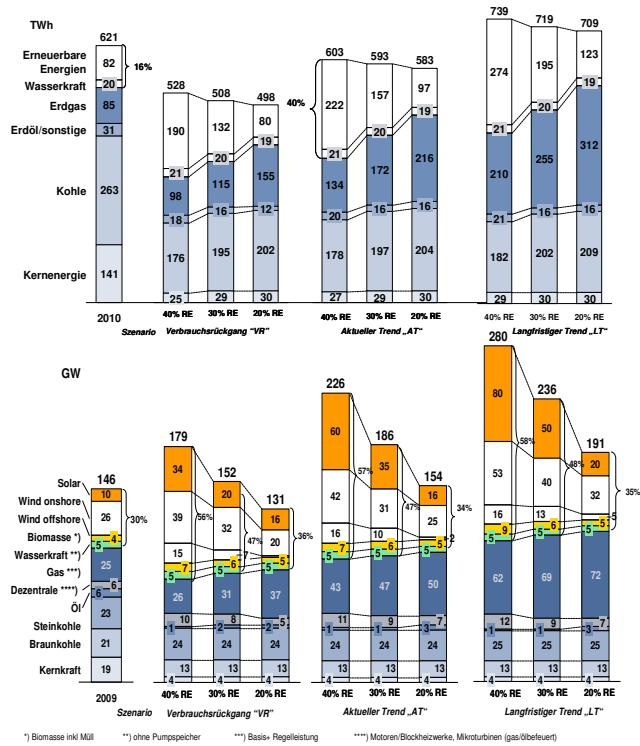


Bild 3 Vergleich der Stromerzeugung und der installierten Leistungen der VDE Szenarien im Jahr 2020

Während die Höhe der Leistung der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 durch Zielwerte der Erzeugung bestimmt wird, richtet sich die Höhe der thermischen Leistung nach der minimalen Reserve, die in der betrachteten Ausarbeitung 10% nicht unterschreiten soll. Diese zwei wichtigen Randbedingungen, Höhe der Erzeugung (Leis-

tung) auf Basis erneuerbarer Energien und die nicht zu unterschreitende Leistungsreserve während der Spitzenlast, haben für das System weitgehende Folgen.

Demnach geht in den Szenarien mit konstantem Stromverbrauch die thermische Leistung nur leicht zurück, da diese zur Deckung der Last an bewölkten und windstilen Tagen weiterhin benötigt wird. An windigen und sonnigen Tagen jedoch werden hohe Leistungen von Photovoltaik- (PV) und Windanlagen eingespeist. In der Zeit einer niedrigen Leistungsnachfrage entstehen im AT40 Szenario daher signifikante Leistungs- und Erzeugungsüberschüsse. Die verfügbare Leistung steigt in diesen Fällen in etwa bis auf das Dreifache des Bedarfs. Das solare und das Windleistungsangebot allein könnte die Nachfrage übersteigen, besonders an Tagen, an denen die Industrienachfrage gering ist, wie z.B. an Wochenenden und Feiertagen. Diese zwei extremen Situationen werden in Bild 4 veranschaulicht.

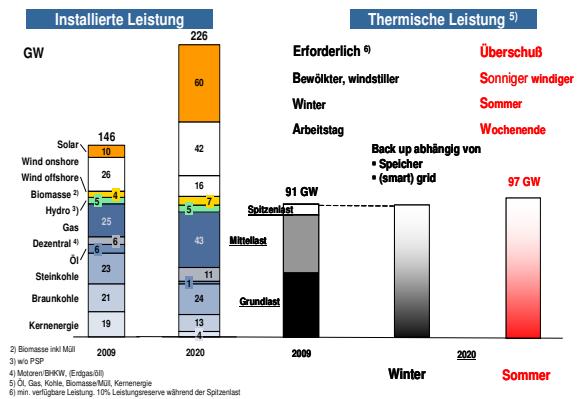


Bild 4 AT40 Szenario, installierte und thermische Leistung in 2 extremen Situationen für das Angebot der erneuerbaren Energien und die Netzlaut

In dieser Ausarbeitung gehen wir davon aus, dass bis zum Jahr 2020 ein auf 1-2 GW begrenzter Zubau von Stromspeichern stattfindet. Gleichzeitig verursacht die Umsetzung der Ziele für Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und die Stilllegung erheblicher thermischer Leistung eine signifikante Veränderung im Mix der Erzeugung und noch mehr der installierten Leistung. Diese Entwicklung führt zur Etablierung von zwei parallel existierenden Erzeugungssystemen. Neben eines hohen Neubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien im AT40 Szenario (ca. 90 GW, davon ca. die Hälfte in PV) wird in diesem Szenario ein Neubau von ca. 25 GW gasbefeueter Kraftwerke notwendig sein. Wegen langer Lebensdauer dieser Anlagen werden die thermischen Kraftwerke die Stromerzeugungsstruktur weit über das Jahr 2020 hinaus prägen. In der Konsequenz, und zwar so lange keine deutliche Erhöhung der Speicherkapazität erfolgt, werden die erneuerbaren Energien letztendlich nur Brennstoffeinsparung in den thermischen Kraftwerken bewirken können. Das bedeutet, dass bei der schnell erfolgenden Veränderung der Erzeugungsstruktur die hohe

Dringlichkeit einer technologisch und wirtschaftlich abgestimmten Vorgehensweise bei der Anpassung der Infrastruktur für den Stromtransport- und die Stromspeicherung notwendig ist.

Bei der Struktur der thermischen Leistung wird immer weniger Grundlast, dafür mehr Mittel- und Spitzenlastanlagen gefragt sein, s. Bild 8. Aus diesem Grund und wegen ihrer schlechten Akzeptanz geht die Leistung kohlebefeueter Kraftwerke trotz vieler Anlagen, die sich noch in der Bauphase befinden, (> 10 GW), in allen Szenarien zurück. Es gibt kaum zusätzliche Neubauten, außer Demo - CCS Projekte. Die Anlagenauslastung geht zurück und ihre Wirtschaftlichkeit verschlechtert sich. Sollte eine Beteiligung am zukünftigen Regelbetrieb und an zu erbringenden Systemdienstleistungen nicht möglich sein, erscheinen zusätzliche vorzeitige Stilllegungen der unwirtschaftlichsten, kohlebefeuerten Kraftwerke als durchaus denkbare Konsequenz.

Deutlich günstiger sind die Aussichten für gasbefeuerte Anlagen, die zunächst im Mittellastbereich eingesetzt werden. Mit ansteigenden Anteilen erneuerbarer Erzeugung werden sie allerdings immer mehr Spitzenlastaufgaben übernehmen müssen. Der erforderliche Neubau von gasbefeuerten Anlagen richtet sich nach den in einzelnen Szenarien entstehenden Erzeugungslücken und nach der Höhe der Leistungsreserve in der Winterzeit. Die in der letzten Zeit aufgekommene Diskussion nach dem zu sichernden wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke bei ihrer sinkenden Auslastung zeigt die Notwendigkeit der Schaffung von neuen Mark mechanismen, die die erforderlichen Investitionen z.B. über Schaffung von Kapazitäts- oder Netzesystemdienstleistungsmärkten erleichtern würden. Darauf soll im weiteren Teil des Beitrages eingegangen werden.

3 Zeitreihenanalyse Szenario AT40

Im Folgenden wird das Szenario AT40 hinsichtlich seiner Bedeutung für den Kraftwerksbetrieb genauer analysiert. Die Grundlage der Zeitreihenanalyse bilden die veröffentlichten Lastdaten von ETSO [6] und die modellierten Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien aus Heide et.al. [7]. Die installierten Kapazitäten entsprechen den Annahmen des vorgestellten AT40 Szenarios.

Bild 5 zeigt die Einspeisung der wettergebundenen Erneuerbaren und die verbleibende Residuallast in einer Beispielwoche. Je nach Höhe der installierten PV-Leistung fällt auf, dass durch die Solareinspeisung die Mittagslastspitze mehr als kompensiert wird, und sich im Gegenteil zwei Spalten der Residuallast pro Tag ergeben, jeweils in den Morgen- und Abendstunden. Allerdings sind auch hohe Windeinspeisungen in der Lage, z.B. in Stunde 97, die Residuallast auf sehr kleine Werte zu drücken.

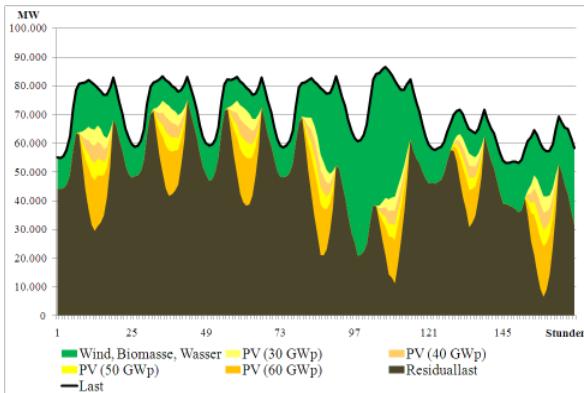


Bild 5 AT40 Szenario, 2020 Beispielwoche der Residuallast im Jahr 2020 im AT40 Szenario

Über das ganze Jahr betrachtet, s. Bild 6, ergeben sich viele Zeitpunkte, in denen die Residuallast negativ wird, d.h. in denen die gesamte Last allein durch die Erzeugung erneuerbarer Energieträger gedeckt werden kann. Es entstehen bereits angesprochene, leistungsmäßige Überschüsse. Saisonal betrachtet ist dies vor allem im Frühjahr und Herbst der Fall, wenn sowohl die Solar- als auch die Windeinspeisung oft hohe Erzeugungswerte liefern.

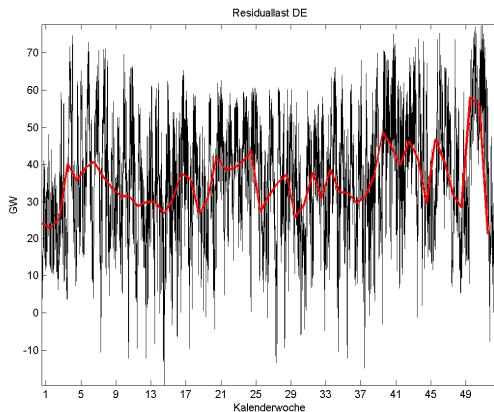


Bild 6 Residuallast im AT40 Szenario (schwarz), Wochenmittel (rot)

Betrachtet man die mittleren Beträge der Residuallast für jede Woche, so lässt sich jedoch kein eindeutiger Trend feststellen. Zwar weht der Wind im Winter tendenziell stärker und liefert dann einen großen Beitrag zur Deckung der Last, allerdings tritt auch die Woche mit der höchsten Residuallast im Winter auf, wenn der Wind aufgrund einer Flaute ausfällt und PV-Anlagen saisonal bedingt nur wenig produzieren können.

Legt man unter die Residuallastkurve die installierten Leistungen des Kraftwerkspark aus Szenario AT40 in der Reihenfolge der Merit-Order, s. Bild 7, dann fällt zunächst auf, dass Mittel- und auch Grundlastkraftwerke im Vergleich zur traditionellen Betriebsweise an Auslastung verlieren. Außerdem werden die „Bänder“ der jeweiligen Kraftwerke in allen Bereichen des Residuallastspektrums

oft durchschnitten. Das würde häufiges An- und Abfahren der jeweiligen Kraftwerke erzwingen, was praktisch nicht immer möglich sein wird.

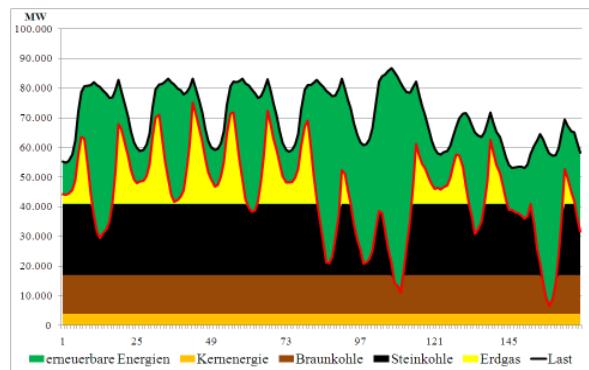


Bild 7 AT40 Szenario, 2020, Residuallastdeckung durch konventionelle, thermische Kraftwerke

Dieser Zusammenhang ist nochmal genauer im folgenden Bild 8 dargestellt. Es zeigt die jährlichen Vollaststunden und Starts in verschiedenen Lastbändern der Residuallast des Jahres 2010 im Vergleich zum AT40 Szenario für das Jahr 2020. Es ist deutlich sichtbar, dass die Häufigkeitskurve der Anfahrvorgänge um ca. 20 GW Richtung kleinerer Lastbänder verschoben wird. Außerdem wird die Verteilung deutlich breiter. Sind es heute ca. 20 GW, die nahezu täglich (mehr als 200 Mal im Jahr) angefahren werden, so werden es in 10 Jahren ca. 35 GW sein. Dies bedeutet also, dass sehr hohe Schwankungen der Residuallast innerhalb der Tage durch An- und Abfahren thermischer Anlagen (Speicher) abgedeckt werden müssen.

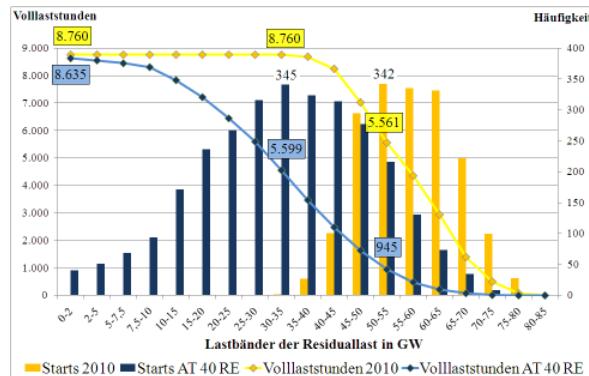


Bild 8 Auslastung und Startzahl des Kraftwerkseinsatzes nach verschiedenen Lastbändern. Vergleich der Jahre 2010 und 2020.

Bild 8 zeigt auch, dass die thermischen Anlagen insgesamt deutlich weniger ausgelastet werden. Beispielsweise sinkt die Leistung der Anlagen mit typischer Grundlast-Auslastung von größer 7000 h (Kernkraftwerke und Braunkohle-Kraftwerke) von heutigen 45 GW auf ca. 20 GW in 2020 und entspricht der Leistung der noch verbleibenden Kern- und Braunkohlekraftwerke. Kraftwerke mit Mittel- und Spitzenlast-Auslastung nehmen hingegen deutlich zu.

Bei der Residuallast fallen außerdem die vielen, schnellen und hohen Flanken auf. Diese führen abgesehen von kompletten Durchschneidungen des Einsatzbandes eines Kraftwerks im Merit-Order-Einsatz zu einer kontinuierlich, schnell ansteigenden, bzw. fallenden Residuallast, zum Teil auch über längere Zeiträume. Diese Rampenanforderungen sind im folgenden Bild 9 zusammengestellt.

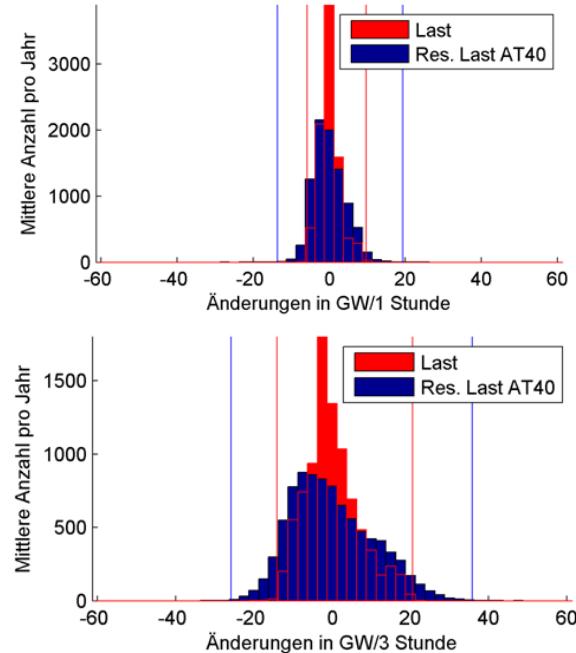


Bild 9 Gradienten der Residuallast im AT40 Referenzszenario in Vergleich mit den Gradienten der reinen Last. Die vertikalen Linien markieren den Bereich, der 99,9% der Datenpunkte enthält.

Kommen bei der reinen Last, die maßgeblich für den traditionellen Betrieb der Kraftwerke ist, stündliche Schwankungen jenseits von 10GW kaum vor, so ist diese Grenze bei der Residuallast im AT40 Szenario auf 20GW verschoben. Für Änderungen im Zeitraum von 3h verschiebt sich die maximale Grenze von 20GW auf 35GW. Nimmt man an, dass aufgrund der geforderten hohen Änderungsgeschwindigkeit keine vollen Start/Stops gefahren werden, sondern die Kraftwerke hauptsächlich eins nach dem anderen von Minimallast auf Vollast gebracht werden, so ergibt sich, dass z.B. bei einem positiven Hub von 35GW und einer Mindestlast von 30% der Nennleistung fast 50 GW an Kraftwerken am Abfahren einer solchen Rampe beteiligt sein müssen. D.h. fast der komplette konventionelle Kraftwerkspark ist an einer solchen Aktion beteiligt. Darüber hinaus müsste vor dem Eintreten eines solchen Falls der komplette Park in Mindestlast am Netz gehalten werden, auch wenn dieser Einsatz im Vorfeld nach Merit-Order vielleicht noch gar nicht wirtschaftlich ist. Neben den Wirtschaftlichkeitsaspekten verursacht ein Teillastbetrieb der fossil befeuerten Kraftwerke höhere CO₂-Emissionen, die eigentlich durch den Einsatz erneuerbarer Energie vermieden werden sollen.

4 Diskussion

Wird unterstellt, dass die Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland bis 2020 in etwa dem AT40 Szenario entspricht, so hat dies starke Auswirkungen auf das gesamte Energieversorgungssystem. Hohe Anteile volatil einspeisender erneuerbarer Energien aus PV- und Windanlagen stellen neue Anforderungen an das System, denen entlang der gesamten Versorgungskette entsprochen werden muss.

Die konventionellen Kraftwerke stellen eine erforderliche Ergänzung der erneuerbaren Erzeuger dar, zumindest so lang keine signifikante Verwendung der Stromspeicher erfolgt. Die thermischen, insbesondere die gasbefeuerten Kraftwerke können Wind- und Sonnenflauten auch längerfristig auspuffern und wichtige Systemdienstleistungen sicher erbringen. In Zukunft wird sich daher ihre Rolle zunehmend vom einfachen Energieerzeuger in einen Backup- und Netzdienstleister verschieben.

Allerdings stellen sich im Rahmen dieses Übergangs signifikante neue Herausforderungen an die Technik und die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Diese werden oft unter dem Stichwort „Flexibilität“ zusammengefasst. Im Detail sind vor allem folgende Punkte hervorzuheben:

- **Schnelle Umplanungen** aufgrund von Prognoseabweichungen
- **Häufigere und höhere Lastgradienten** aufgrund volatiler Einspeisung der Wind und Solarerzeugung
- **Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit thermischer Anlagen** aufgrund sinkende Auslastungen
- **Alternative: Netz- und Speicherausbau**

Auf diese Punkte und Zusammenhänge soll nun genauer eingegangen werden.

4.1 Schnelle Umplanungen

Die bisher diskutierten Gradientenanforderungen beinhalten noch nicht die Effekte aufgrund von Schwankungen wegen der teilweise schlechten Vorhersagbarkeit der Einspeisung aus Wind und Sonne. Diese wird im folgenden Bild 10 genauer untersucht. Grundlagen sind die nach EEG veröffentlichten Prognose- bzw. Istwerte der Wind- und Solareinspeisung für das Jahr 2010. Für die Windeinspeisung wurde die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH gewählt [8], für die Solareinspeisung die Region Bayern in der Regelzone der TenneT TSO GmbH [9].

Trotz immer aufwändiger Prognosenverfahren ergeben sich Vortagsprognosefehler von bis zu 25% für PV und 15% bei Wind. Legt man die installierten Kapazitäten des AT40 Szenarios zugrunde, dann müssten im Jahr 2020 bis zu 22GW Leistung kurzfristig innerhalb eines Tages beschafft werden. Selbst wenn, wie in der Dena-2-Studie [10] angenommen, der Kurzzeitprognosefehler so klein gehalten werden kann, dass der Bedarf an Regelenergie zum Ausgleich von Prognosefehlern nicht signifikant steigt, so ergibt sich dennoch ein Trend zu einem stark vermehrten Handel im Intra-Day-Markt. Dies ist in der

Entwicklung der Märkte bereits heute zu beobachten und stellt aus Kraftwerkssicht eine weitere starke Anforderung an die Flexibilität dar.

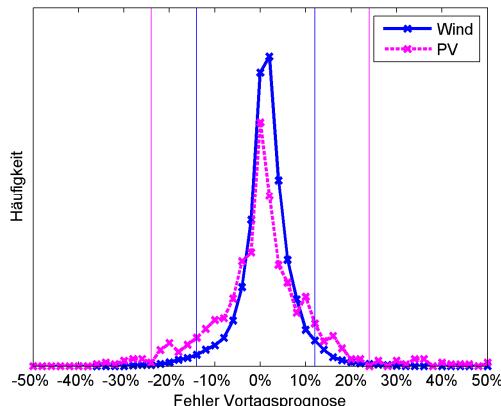


Bild 10 Abweichungen der Vortagsprognose zum tatsächlichen Einspeisewert, relativ zur installierten Leistung. Die vertikalen Linien enthalten jeweils 95% der Werte

4.2 Häufigere und höhere Lastgradienten

In Kapitel 3 wurde dargestellt, mit welchen Lastgradienten und Häufigkeiten im AT40 Szenario zu rechnen ist. Residuallastsprünge von 10 GW innerhalb 1 h oder von 20 GW innerhalb von drei Stunden, sowohl als positiver, als auch als negativer Hub, könnten in 10 Jahren nicht ungewöhnlich sein. Neben Lastgradienten, die sich auf Zeitperioden von mehreren Stunden beziehen, wird es wahrscheinlich im Bereich der Regelenergiemarkte deutliche Veränderungen und Verschärfung der Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke geben. Sie wurden in diesem Beitrag nicht betrachtet, sind aber für die Gestaltung des zukünftigen Regelenergiemarktes von großer Bedeutung. Unabhängig von der Zeitperiode erfordern die höheren und häufigeren Lastgradienten das Mitwirken eines Großteils des konventionellen Kraftwerksparks und beeinträchtigen die bisherige Betriebsweise der Anlagen, die für eine derart dynamische Fahrweise nicht konzipiert und gebaut wurden.

Schnell regelbare und zuverlässige Bereitstellung der thermischen Leistung bei Einhaltung möglichst hoher Effizienz auch bei Teillastbetrieb werden somit in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien immer wichtiger sein. Hierzu gibt es nicht allzu viele Alternativen. Die Speicher werden in wenigen Jahren nicht in dem hier angedeuteten zweistelligen GW Bereich zu Verfügung stehen, außerdem dürfen sie auch nicht als Netto-stromerzeuger angesehen werden. Die einzige Alternative, die Stromerzeugungsfähigkeit und sehr gute dynamische Regeleigenschaften miteinander kombiniert, sind die gasbefeuerten Gasturbinen- und GuD – Kraftwerke. So können beispielsweise mit Verwendung der neuesten GuD-Anlagen von Siemens mit der H-Klasse Gasturbine Laständerungsgeschwindigkeiten von 180%/min für die

Primärregelung und 9%/min für die Sekundärregelung erreicht werden. Für längere Zeitperioden kann die Vollast, z.B. nach einem Nachtstillstand, innerhalb 1/2 Stunde erreicht werden. Das bedeutet, dass ca. 500 MW innerhalb kürzester Zeit auf Vollast gebracht und dabei Wirkungsgrade von 60% erreicht werden können. Eine weitere Möglichkeit bietet die Verwendung des speziell für die Bewältigung hoher Lastrampen und für häufigeres An- und Abfahren entwickelte FACY (FAst CYcling) Systems [11]. Das FACY System stützt sich auf ein Bündel von Maßnahmen, wie das Warmhalten und die Betriebsbereitschaft der wichtigsten Betriebssysteme, die Minimierung der thermischen Spannungen, Optimierung der Automatisierung und Optimierung der Anfahrsequenz. Insbesondere das deutlich verbesserte Anfahrverhalten durch paralleles Anfahren von Gasturbine und Dampfturbine ohne Haltepunkte durch den Wasserdampfkreislauf bringt deutliche Zeitgewinne, s. Bild 11.

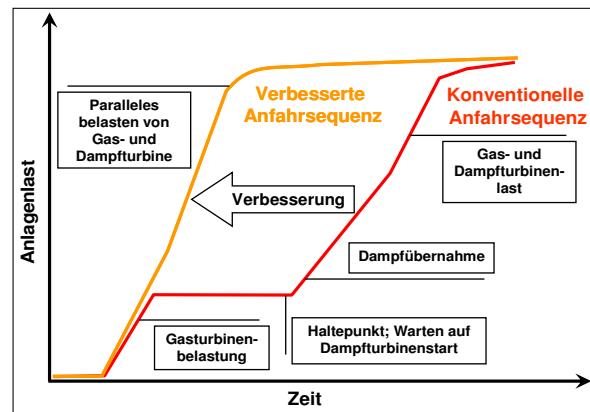


Bild 11 Optimierung der Anfahrsequenz und Verbesserung von Dynamik der Siemens GUD - Anlagen mit Hilfe von FACY System

Das FACY - System wird bereits kommerziell erfolgreich in zuletzt in Europa gebauten GuD-Anlagen mit F-Klasse Maschinen verwendet. In der Einwellenanlage Sloe, die Siemens in den Niederlanden errichtet hat, wurden Startzeiten von 30 min und Vollastwirkungsgrade von mehr als 59% gemessen. Ähnliche Werte sind aus der französischen Anlage Pont sur Sambre bekannt.

Diese Beispiele sollen demonstrieren, dass von der technischen Seite bereits heute verwendbare Lösungen vorhanden sind, um die Herausforderungen, die aus dem Blickwinkel der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien resultieren, erfolgreich bewältigen zu können. Besonders strittige Punkte dabei sind die Wirtschaftlichkeitsaspekte solcher Anlagen, die zukünftig mit der Zunahme der Erzeugung aus regenerativen Energien immer weniger ausgelastet, aber immer mehr für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verwendet werden. Die Diskussion über die Schaffung der Kapazitätsmärkte zeigt die Brisanz dieses Themas.

4.3 Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke werden voraussichtlich in Zukunft weniger für die Bereitstellung von Energie, sondern immer mehr für den Ausgleich der volatilen Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen und damit für die Sicherheit des Energiesystems in Deutschland sorgen müssen. Moderne Kraftwerke sind diesen Anforderungen technisch gewachsen. Ob die derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dementsprechend sind, sollte an dieser Stelle nur sehr kurz diskutiert werden. Schon heute sind marktwirtschaftliche Anzeichen zu erkennen, dass Teile des installierten Kraftwerksparks nicht den Flexibilitätsanforderungen entsprechen und bereit sind, negative Preise an der Strombörse zu bieten.

Zukünftig aber müssen konventionelle Kraftwerke nicht nur mit häufigerem An- und Abfahren, sondern auch mit einer geringeren Vollaststundenzahl rechnen, s. Bild 8. Dies hat gravierende Auswirkungen auf die bisherigen Geschäftsmodelle bei Neuinvestitionen, wie die folgende, stark vereinfachte Berechnung am Beispiel eines GuD-Kraftwerks (Einwellenanlage, 400MW-Klasse) zeigt [12].

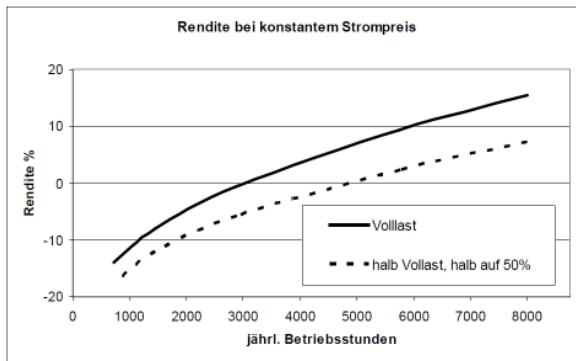


Bild 12. Rendite der Kraftwerksinvestition bei konstantem Strompreis.

Sinkt die jährliche Vollaststundenzahl unter 3.000, was in dem hier dargestellten Referenzszenario AT40 der Fall ist, so droht die kalkulierte Rendite der Investition negativ zu werden. Bei einer Fahrweise, die auch Teillasten berücksichtigt, ist die Wirtschaftlichkeit sogar schon bei 5.000 Betriebsstunden pro Jahr deutlich in Frage gestellt. Da Neuinvestitionen in flexible Kraftwerke jedoch unerlässlich sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss nach Marktmechanismen gesucht werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen sicherstellen würden. Bisher wurde ein Großteil der Kraftwerkserlöse durch den Verkauf von elektrischer Arbeit an Termin- und Spotmärkten erzielt. Darüber hinaus werden auch Teile der Erzeugungskapazität als Systemdienstleistung vermarktet.

Um den zukünftigen Herausforderungen auch marktwirtschaftlich zu genügen, sollten neue Ertragsquellen und -Geschäftsmodelle in Betracht gezogen werden. Mögli-

cherweise müssen zukünftig verschiedene Leistungen, wie beispielsweise Blindleistungsbereitstellung, Geschwindigkeit der Leistungsänderung oder Schwarzstartfähigkeit von Anlagen speziell vergütet werden, um die erforderlichen Investitionen auslösen und die Transformation der Stromversorgung erleichtern zu können.

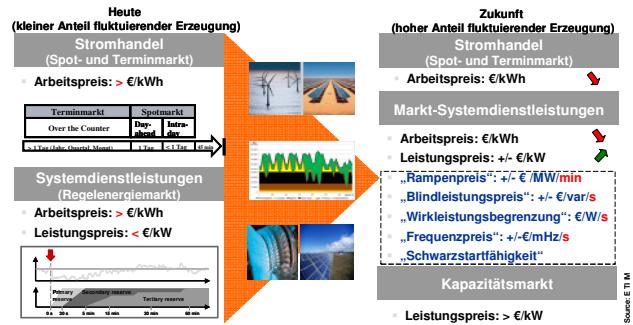


Bild 13. Mögliche, zukünftige Vermarktungs- und Erlösquellen.

4.4 Alternative: Netz- und Speicherausbau

Im Prinzip könnten sowohl ein verstärkter Netzausbau als auch der Aufbau einer neuen großskaligen Speicherinfrastruktur zur Abfederung der schwankenden Natur der wettergetriebenen erneuerbaren Einspeisung dienen. Eine großräumige Vernetzung der wettergetriebenen Erzeuger würde zu einer räumlichen Vergleichmäßigung der Einspeisung führen. Ebenso erlauben Speicher eine zeitliche Mittelung. Ein Ausbau dieser Technologien, der signifikant die Flexibilitätsanforderungen an die konventionellen Kraftwerke reduzieren könnte, ist jedoch bis 2020 nicht absehbar.

Die existierenden und geplanten Pumpspeicherwerke sind mit einer installierten Leistung von ca. 7GW und einer Speicherkapazität von etwa 40GWh weder leistungs- noch energiemäßig in der Lage, eine ausreichende Abfederung der für 2020 absehbaren erneuerbaren Kapazitäten zu liefern. Neue Speichertechnologien wie Batterien und Wasserstofferzeugung sind entweder im Forschungsstadium oder erfordern eine signifikante Senkung ihrer Herstellungskosten. Obwohl es über das eigentliche Thema dieses Beitrages hinaus geht, soll erwähnt werden, dass über Produktion von Wasserstoff die Speicherung der absehbaren, überschüssigen Leistungen oder Verbesserung der Auslastung der thermischen Anlagen erfolgen könnte.

Eine Senkung der Flexibilitätsanforderungen an die konventionellen Kraftwerke durch Netzausbau könnte vor allem dann erreicht werden, wenn Europa überregional stark vernetzt würde und sich gleichzeitig die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten möglichst gleichmäßig über die Fläche verteilen würden. Ein solcher Netzausbau ist aktuell ebenfalls nicht absehbar.

Im Gegenteil sollte bemerkt werden, dass die hier gezeigten Modellierungen einen idealen Netzausbau für Deutschland zugrunde legen, d.h. keine Transportbeschränkungen treten auf, so dass die Kraftwerke kostenoptimal betrieben werden können. Dies ist jedoch bereits heute nicht mehr realistisch, wie im Folgenden diskutiert wird.

In Bild 14 ist für eine gegebene Windeinspeisung jeweils die Wahrscheinlichkeitsverteilung von Notfallmaßnahmen nach EnWG §13 in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH farblich codiert. Die dargestellte weiße Linie zeigt den Mittelwert der Notfallmaßnahmen gegeben die jeweilige Windenspeisung an. Die verwendeten Daten basieren auf Veröffentlichungen der 50Hertz Transmission GmbH für das Jahr 2010 [8].

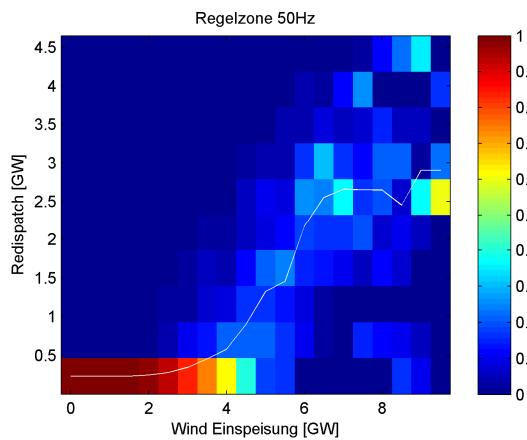


Bild 14 Wahrscheinlichkeitsverteilung von Notfallmaßnahmen nach EnWG §13.1 in der Regelzone 50Hertz.

Aus Bild 14 kann man ersehen, dass heute in der 50Hertz Regelzone bei Windeinspeisungen von mehr als etwa 3GW fast immer Netzengpässe auftreten. Diese veranlassen den Netzbetreiber dazu, gegen den Markt zu handeln, um im Rahmen von Redispatch - Maßnahmen nach EnWG §13 die Netzsicherheit zu garantieren. Im Jahr 2010 waren solche Maßnahmen durchschnittlich in 14% der Zeit aktiv. Skaliert man die heutige Windeinspeisung entsprechend dem AT40 Szenario nach oben, so ergeben sich in 2020 in 38% der Zeit Windeinspeisungen von über 3GW und damit verbundene Netzengpässe. Teilweise können diese Engpässe durch die geplanten und im Bau befindlichen Netzerweiterungen in Deutschland reduziert werden. Allerdings berücksichtigt die vorgestellte Hochrechnung der Netzengpässe nur die onshore Windeinspeisung in der 50Hertz Regelzone selbst. Die geplante offshore Windinstallations und die angenommene PV-Leistung von 60GW in 2020 werden in Zukunft voraussichtlich auch in anderen Netzbereichen zu signifikanten Engpässen führen.

Es ist daher anzunehmen, dass sich die Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke, im Vergleich zu den in diesem Beitrag dargestellten Werten, zum Teil noch deutlich erhöhen werden. Damit einhergehend wird eine starke Abhängigkeit der möglichen Betriebsweisen eines Kraftwerks von der Region, in der es verortet ist. Bei an-

zunehmenden hohen Zeitanteilen im Redispatch-Betrieb werden sich damit auch regional unterschiedliche Geschäftsmodelle herausbilden. Inwieweit eine einheitliche Marktzone in Deutschland unter diesen Umständen weiterhin sinnvoll bleibt, sollte intensiv diskutiert werden.

5 Zusammenfassung

Der schnell voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien hat signifikante Konsequenzen für den Betrieb der konventionellen Kraftwerke. Ihre Flexibilität muss sich aufgrund unterschiedlicher technischer und marktwirtschaftlicher Aspekte dramatisch erhöhen. Die Transformation des deutschen Energiesystems erfordert somit neue Konzepte, sowohl technisch entlang der gesamten Versorgungskette, als auch regulatorisch, um die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen.

6 Literatur

- [1] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, BMWi, BMU, Sep 2010
- [2] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, BMU 2010, Dez. 2010
- [3] EWI/Prognos - Studie Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, 2005
- [4] EWI/EEFA Studie Energiew. Gesamtkonzept 2030, 2008
- [5] Nationaler Allokationsplan für erneuerbare Energien, Aug 2010, http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm,
- [6] <https://www.entsoe.eu/>
- [7] Dominik Heide, Lueder von Bremen, Martin Greiner, Clemens Hoffmann, Markus Speckmann, Stefan Boffinger, Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, Renewable Energy, 2010
- [8] <http://www.50hertz-transmission.net>
- [9] <http://www.tennetts.de>
- [10] dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, 2010, <http://www.dena.de>
- [11] Lothar Balling, Gero Meinecke, Andreas Pickard, Ulrich Tomschi, Fast Cycling and Grid Support Capability of Combined Cycle Power Plants to optimize the Integration of Renewable Generation into the European Grid, Powergen Europe, 2010
- [12] Ulrich Tomschi, Bernd Weidmann, Steffen Eckstein, Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke und deren Möglichkeiten, VDE Verlag, Berlin, 2011