

Beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung Auswirkungen auf Stromkosten der Industrie und Momentanreserve

Der Gesetzentwurf zum Kohleausstieg steht kurz vor der Verabschiedung. Die Reduzierung der thermischen konventionellen Kraftwerkskapazitäten wird massiven Einfluss auf das Stromversorgungssystem haben. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) beleuchtet in zwei Gutachten bzw. Studien die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Stromkosten der energieintensiven Industrie sowie auf die Entwicklung der Momentanreserve im europäischen Verbundsystem.

- Fabian Arnold**, Research Associate, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- Dr. Eglantine Künle**, Managerin, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- David Schlund**, Research Associate, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- Dr. Simon Schulte**, Manager, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- Philipp Theile**, Research Associate, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
- Dr. Christian Wagner**, Senior Consultant, ef.Ruhr

Wirkungsweise des beschleunigten Kohleausstiegs auf Stromkosten von Industrieunternehmen

Der Gesetzentwurf zum geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung wird derzeit im politischen Berlin diskutiert. Auch wenn es noch ein paar offene Fragen gibt, fest steht: Der politische Beschluss wird Auswirkungen auf die Stromkosten von Industrieunternehmen haben. Um diese Auswirkungen genauer abzuschätzen, hat ein Team des EWI in einem Gutachten für die Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V. die Auswirkungen auf die einzelnen Kostenkomponenten untersucht. Das sind neben dem Großhandelsstrompreis die Netzentgelte, die EEG-Umlage und die an berechnete Unternehmen ausgezahlte Strompreiskompensation. Diese Effekte werden im Folgenden genauer beschrieben. Inwiefern

sie die (Gesamt-)Stromkosten einzelner Unternehmen beeinflussen, hängt auch davon ab, von welchen Entlastungsrege-

lungen jedes individuelle Unternehmen hinsichtlich der einzelnen Stromkostenkomponenten profitiert.

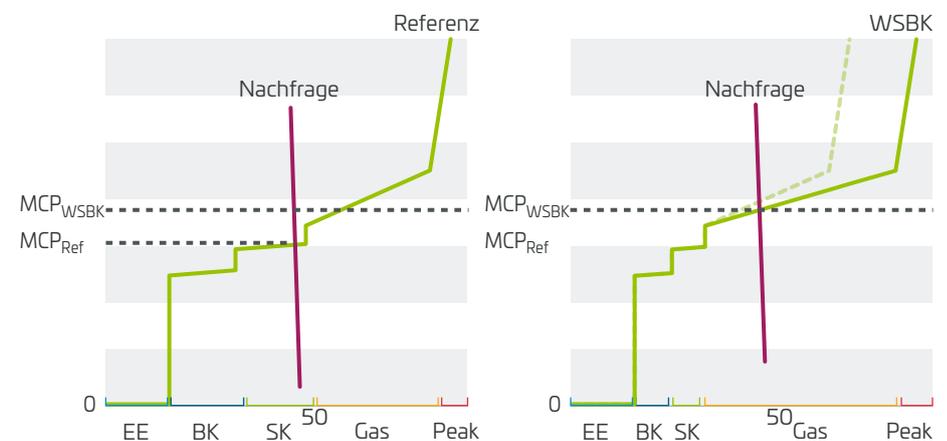


Abb. 1 | Effekt der Kapazitätsveränderung auf die Mittlere Merit-Order (MCP = Market Clearing Price, WSBK = Kohleausstiegsszenario, Ref = Referenzentwicklung)

Großhandelsstrompreis

Zu potentiell höheren Großhandelsstrompreisen kommt es aufgrund der veränderten Merit-Order, also der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke am Markt. Wenn durch die Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken und den dadurch ggf. notwendigen Zubau von Gaskraftwerken häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzkosten den Preis setzen, dann steigt der Strompreis. Dies hängt auch vom Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie Veränderungen im Strom-Außenhandel ab. Gehen die Stromexporte durch den veränderten Kraftwerkspark zurück, dämpft dies den Anstieg der Großhandelsstrompreise.

Strompreiskompensation

Stromintensive Industrieunternehmen erhalten Kompensationen für indirekte CO₂-Kosten im Großhandelsstrompreis. Diese sollen der Gefahr der Verlagerung von CO₂-Emissionen (sogenanntes Carbon Leakage) auf Standorte außerhalb des räumlichen Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorbeugen. Der beschleunigte Kohleausstieg kann einen Einfluss auf die Höhe dieser Strompreiskompensation und damit auf die Stromkosten kompensationsberechtigter Industrieunternehmen haben. Der zur Berechnung der Höhe der Strompreiskompensation verwendete Emissionsfaktor wird in diesem Jahr für den Zeitraum ab 2021 von der EU-Kommission festgelegt. Ob der deutsche Kohleausstieg einen Effekt auf die Strompreiskompensation hat, hängt maßgeblich davon ab, inwiefern die Anpassung des Emissionsfaktors auf den deutschen Kohleausstieg zurückgeführt werden kann. Je höher der zur Berechnung gewählte Emissionsfaktor, desto höher fällt die Kompensation aus. Wird der Emissionsfaktor aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs reduziert, führt dies zu höheren Stromkosten für die kompensationsberechtigten Unternehmen. Für eine mögliche Quantifizierung des Effekts muss außerdem bekannt sein, auf welche Höhe der Emissionsfaktor ohne den beschleunigten Kohleausstieg festgesetzt worden wäre.

„Die Herausforderung bei der Bestimmung möglicher Preisanstiege besteht im Wesentlichen in der Unsicherheit über die Entwicklung, die ohne den politisch eingeleiteten Kohleausstieg eingetreten wäre.“

Netzentgelte

Ein beschleunigter Kohleausstieg kann die Netzkosten in den Bereichen Netzausbau und Engpassmanagement sowie die Kosten für die Vorhaltung von Reserven zur Sicherung der Markträumung beeinflussen. Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden Integration von Strom aus EE-Anlagen in die deutsche Netzinfrastruktur steht das Übertragungsnetz vor einem Wandel. Dass der beschleunigte Kohleausstieg in diesem Kontext Auswirkungen auf die Kosten des Netzausbaus haben kann, ist nicht auszuschließen. Im Bereich der Kosten des Engpassmanagements könnte es durch den beschleunigten Kohleausstieg zu verstärkenden Effekten auf die Netzengpässe (zum Beispiel rheinisches Revier, Süddeutschland), aber auch zu einer Abschwächung (zum Beispiel Lausitz) führen. Um die Markträumung im Strommarkt zu gewährleisten, empfiehlt die WSB-Kommission, die Kapazitätsreserve gegebenenfalls auszubauen. Da die Kosten der Kapazitätsreserve auf die Netzentgelte umgelegt werden, wäre ein Anstieg der Netzentgelte aufgrund dessen zu erwarten. Zu welchen Teilen die Kosten der genannten Effekte und Maßnahmen auf einen beschleunigten Kohleausstieg zurückzuführen sind, ist zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer zu quantifizieren.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage finanziert den Differenzbetrag zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung (über die Einspeisevergütung oder das Marktprämienmodell). Unter der Annahme, dass ein beschleunigter Kohleausstieg keinen Einfluss auf die Kapazität und die Erzeugung erneuerbarer Energien hat, beeinflusst der Kohleausstieg die Höhe der Umlage nur über den Strompreis. Steigt der Großhandelsstrompreis aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs an, sinkt der

auszugleichende Differenzbetrag. In der Konsequenz sinkt die EEG-Umlage. Dies entspricht allerdings keiner allgemeingültigen Prognose zur Entwicklung der EEG-Umlage, sondern bezieht sich ausschließlich auf die Auswirkungen eines beschleunigten Kohleausstiegs auf die Umlage.

„Auch wenn im aktuellen Gesetzentwurf ein „Zuschuss für zusätzliche Stromkosten“ benannt wird, ist bislang nicht klar, mit welcher Berechnungsmethode ein möglicher Preisanstieg quantifiziert werden soll.“

Ausgleichsmechanismus für energieintensive Industrien

Zwischenfazit: Es ist davon auszugehen, dass die Stromkosten der Industrieunternehmen durch die einzelnen Effekte auf die oben genannten Komponenten insgesamt ansteigen werden. Im aktuellen Gesetzentwurf wird ein „Zuschuss für zusätzliche Stromkosten“ erwähnt, um betroffene Unternehmen zu entlasten. Bislang ist aber nicht klar, mit welcher Berechnungsmethode ein möglicher Preisanstieg quantifiziert werden soll. Das EWG hat daher in seinem Gutachten drei Methoden zur Quantifizierung des Anstiegs der Großhandelsstrompreise aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs entwickelt. Die Methoden unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Güte, Transparenz und Praktikabilität und werden im Gutachten dementsprechend eingeordnet und bewertet.

Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Momentanreserve

Doch der Kohleausstieg hat nicht nur Auswirkungen auf die Stromkosten, die die energieintensive Industrie zahlt. Dadurch, dass in Zukunft weniger konventionelle Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen wird, nimmt auch die inhärente Trägheit des Stromsystems perspektivisch ab. Diese Trägheit wird auch als Momentanreserve bezeichnet und ist wichtig, weil sie zur Stabilisierung der Frequenz beiträgt. Zur Erinnerung: In Deutschland muss die Frequenz immer stabil 50 Hertz betragen.

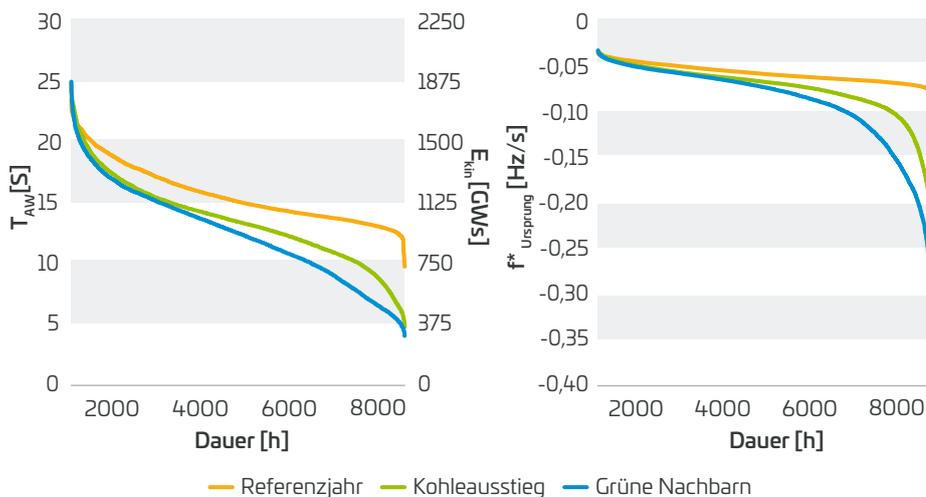


Abb. 2 | Netzanlaufzeitkonstante bzw. kinetische Energie der rotierenden Masse (links) und resultierende Frequenzgradienten (rechts) im Ursprung für das Europäische Verbundsystem

Momentanreserve verschafft der Regelleistung Zeit

Die Momentanreserve ist wichtig für das System, weil sie bei Fehlern, etwa einem Kraftwerks- oder Leitungsausfall, einer Frequenzänderung unverzüglich entgegentritt und die auftretenden Frequenzgradienten begrenzt. Durch die Momentanreserve wird also sichergestellt, dass weitere frequenzstützende Maßnahmen rechtzeitig aktiv werden können. Sinkt nun die Momentanreserve, steigt der Frequenzgradient im Falle eines auftretenden Fehlers an. Das kann zum Problem werden, wenn der Frequenzgradient so groß wird, dass die Regelleistung das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch nicht rechtzeitig wiederherstellen kann.

In einer Studie im Auftrag der Siemens AG haben das EWI und die ef.Ruhr gemeinsam die Frequenzstabilität des Europäischen Verbundsystems im Allgemeinen und Deutschlands im Besonderen untersucht. Dafür haben sie angenommen, dass das Energiesystem von erneuerbaren Energien dominiert wird und drei verschiedene Szenarien analysiert. Das erste Systemszenario orientiert sich am heutigen Zustand, basierend auf Daten aus dem Jahr 2017. Zusätzlich widmen sich zwei Systemszenarien dem Zukunftsjahr 2040. Im ersten Szenario „Kohleausstieg“ werden erwartete Entwicklungen wie der bereits beschlossene deutsche Nuklear- und Kohleausstieg berücksichtigt. Das zweite Szenario „Grüne Nachbarn“ baut auf dem Kohleausstieg auf

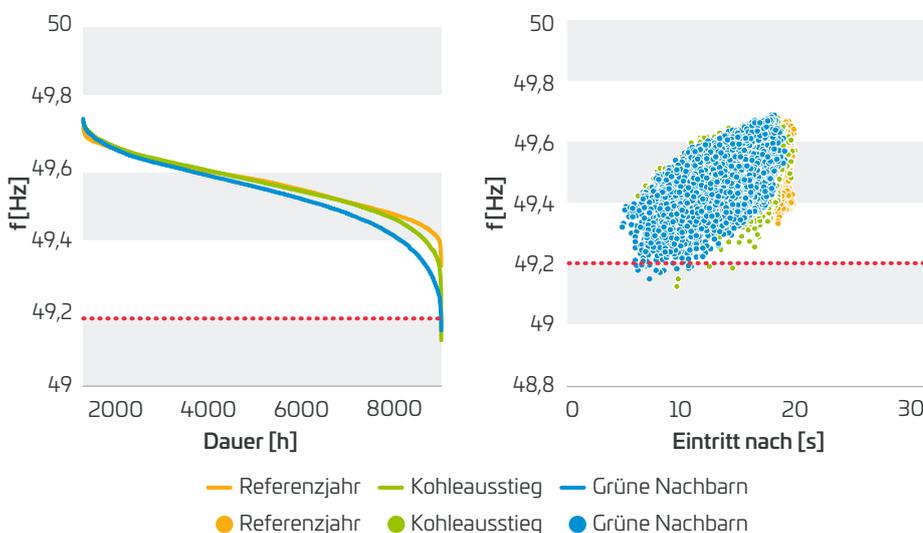


Abb. 3 | Dynamischer Frequenzverlauf als geordnete Jahresdauerlinie (links) und Streudiagramm (rechts) für heute und das Jahr 2040

und bildet zusätzlich einen höheren EE-Anteil in Europa ab. Als Indikatoren für ein stabiles Frequenzverhalten dienen der Frequenzgradient, die Netzanlaufzeitkonstante und das dynamische Frequenzminimum. Diese werden für den normativen Ausfall im Verbundbetrieb des europäischen Verbundsystems berechnet, also einen Ausfall von 3 Gigawatt Kraftwerksleistung.

Kein Handlungsbedarf beim Frequenzgradienten

Abbildung 2 zeigt die erwartete Netzanlaufzeitkonstante (links) für die Szenarien „Referenzjahr“, „Kohleausstieg“ und „Grüne Nachbarn“. Die Netzanlaufzeitkonstante TAN ist ein Maß für die Trägheit des elektrischen Energieversorgungssystems und zur Bewertung der Momentanreserve. Letztere wird in der Regel als Energie oder – eben bezogen auf eine Leistung – als Netzanlaufzeitkonstante ausgedrückt. Die Netzanlaufzeitkonstante reduziert sich in nahezu allen Stunden des Jahres 2040 deutlich gegenüber dem heutigen Niveau. Außerdem zeigt Abbildung 2 die sich einstellenden Frequenzgradienten (rechts) für jede Stunde des Betrachtungsjahres, und zwar bei einem normativen Ausfall als geordnete Jahresdauerlinie. Die sich einstellenden maximalen Frequenzgradienten verdreifachen sich gegenüber dem heutigen Wert. Bezogen auf die systemischen Vorgaben sind zukünftig jedoch weiterhin keine Grenzwertverletzungen zu erwarten, wenngleich die vorhandene Reserve reduziert wird.

Handlungsbedarf beim dynamischen Frequenzminimum

Neben der Einhaltung beherrschbarer Frequenzgradienten muss garantiert werden, dass das Absinken der Frequenz bei einem normativen Ausfall nicht zu einem Lastabwurf führt. Die linke Grafik in Abbildung 3 zeigt das auftretende Frequenzminimum aller Stunden im Betrachtungszeitraum als geordnete Jahresdauerlinie. Die rechte Grafik zeigt diese Frequenzminima nach Auftreten des Leistungssprungs in Abhängigkeit des Eintrittszeitpunktes. Für das Jahr 2040 sind in beiden Szenarien Unterschreitungen des zulässigen Frequenzminimums zu beobachten, sodass es in diesen Stunden zu einem Lastabwurf kommen kann. Diesen gilt es bei einem normativen Ausfall unbedingt zu vermeiden, folglich besteht aktiver Handlungsbedarf. Des Weiteren liegt das

Frequenzminimum nicht nur unterhalb des heutigen Minimums, sondern wird durchschnittlich fünf Sekunden früher erreicht.

„Zur Anhebung der minimalen Frequenz stehen grundsätzlich zwei Optionen zur Verfügung: Entweder man erhöht die Systemträgheit oder man setzt die Regelleistung noch kurzfristiger ein als heute schon.“

Mögliche Maßnahmen

Es stehen zur Anhebung der minimalen Frequenz grundsätzlich zwei Optionen zur Verfügung: die Erhöhung der Netzanlaufzeitkonstante sowie die Anpassung der Regelleistung beziehungsweise die Hinzunahme einer zusätzlichen schnellen Regelleistung. Durch die Erhöhung der Netzanlaufzeitkonstante (also der Momentanreserve) wird das System zusätzlich unmittelbar bei Fehlereintritt gestützt, das heißt, der Frequenzgradient im Ursprung wird reduziert. Diese Stütze hilft dem System, wenngleich im Verbundbetrieb keine kritischen Frequenzgradienten für das Jahr 2040 festgestellt wurden. Die zweite Option, eine Anpassung der Regelleistungsgeschwindigkeit, hebt die auftretenden Frequenzminima an. Bereits eine Reduktion der Aktivierungsgeschwindigkeit der Primärregelleistung von 30 Sekunden auf 10 Sekunden oder die Hinzunahme einer zusätzlichen Fast Frequency Response (FFR) ermöglichen es, das heutige Sicherheitsniveau einzuhalten.

Die Studie zeigt, dass Handlungsbedarf besteht, um die Frequenzstabilität des Energieversorgungssystems auch im Jahr 2040 uneingeschränkt garantieren zu können. Der Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung mündet in eine Unterschreitung der zulässigen Frequenzminima im Falle eines Fehlers im Verbundbetrieb. Darüber hinaus diskutiert die Studie die Auswirkungen schwindender Momentanreserve im Falle eines System-Splits. 

Beide Werke stehen auf der Webseite des EWI kostenlos zum Download zur Verfügung:



Quelle: Ulrich Hosenfeldt

Dr. Christian Wagner Senior Consultant

ef.Ruhr
Tel. +49 231 700 981-67
christian.wagner@efruhr.de



Quelle: EWI

David Schlund Research Associate

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
T: +49 221 27729-201
david.schlund@ewi.uni-koeln.de



Quelle: EWI

Fabian Arnold Research Associate

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
T: +49 221 27729-232
fabian.arnold@ewi.uni-koeln.de



Quelle: EWI

Dr. Simon Schulte Manager

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
T: +49 221 27729-229
simon.schulte@ewi.uni-koeln.de



Quelle: EWI

Dr. Eglantine Künle Managerin

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
T: +49 221 27729-495
eglantine.kuenle@ewi.uni-koeln.de



Quelle: EWI

Philipp Theile Research Associate

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
T: +49 221 27729-210
philipp.theile@ewi.uni-koeln.de