

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Januar 2013

Vorzeitige Stilllegung konventioneller Kraftwerke

Ökonomische Notwendigkeit oder energiepolitische Drohkulisse? Wer profitiert davon?

Mit dem Energiekonzept und dem Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie hat die Bundesregierung in den vergangenen Jahren die Weichen für einen grundlegenden Umbau der Stromversorgung in Deutschland gestellt. Diese Energiewende, nichts weniger als das größte Infrastrukturprojekt seit Gründung der Bundesrepublik, führt absehbar zu gravierenden Veränderungen im Stromversorgungssystem. Dies betrifft insbesondere die technische und wirtschaftlich tragfähige Umgestaltung des Systems hin zu einer nahezu emissionsfreien und größtenteils auf Erneuerbare Energien basierenden Stromerzeugung.

Jedoch sind die von der Politik gesetzten Rahmenbedingungen, Zielvorgaben und Anreizsysteme teilweise ambivalent, passen oft nicht zur energiewirtschaftlichen Wirklichkeit und stellen die Marktteilnehmer vor enorme Herausforderungen.

Schon in den letzten Jahren führte dies zu einer beträchtlichen Dynamik, welche nicht zuletzt in erheblichen wirtschaftlichen Unsicherheiten und strukturellen Änderungen im Erzeugungssektor mündete. Insbesondere der massive Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor allem der Photovoltaik, hat im Bereich der EEX-Peakpreise zu einem deutlichen Preisverfall am Stromgroßhandelsmarkt geführt. Hier zeigen sich besonders deutlich die Folgen und Marktverwerfungen, die aus externen Eingriffen in den Strommarkt resultieren: Die aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht wettbewerbsfähigen Erneuerbaren Erzeugungstechnologien werden über finanzielle Fördersysteme unkoordiniert und unabhängig von bestehenden energiewirtschaftlichen Strukturen, Voraussetzungen bzw. Erforder-

nissen in den Markt gebracht und über langfristig garantierte Vergütungsmechanismen erlösseitig weitestgehend risikofrei gestellt. Die sinkenden EEX-Strompreise am Großhandelsmarkt sind daher auch nur ein Trugschluss, da die den Erneuerbaren zufließenden Vergütungen über ein Umlagesystem finanziert und zur Ermittlung des Stromendverbraucherpreises wieder hinzugerechnet werden. So findet man sich schließlich in einem Markt wieder, der teilweise absurde Stilblüten treibt: Selbst weltweit modernste konventionelle Anlagen können, hervorgerufen durch den rasanten Zubau und Betrieb Erneuerbarer Anlagen, nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden; Stromüberschüsse müssen, weil die Einspeisung und Abnahme Erneuerbaren Stroms gesichert ist, in europäische Nachbarregionen „verschenkt“ werden, da dieses Überangebot nicht zum inländischen Bedarf passt; Einem sinkenden Stromgroßhandelspreis steht ein, infolge der Handhabung des EEG-Umlagesystems, massiv ansteigender Stromendverbraucherpreis entgegen.

Diese fundamentalen Trends, die keine temporäre Erscheinung sind, sondern im Gegenteil den Erzeugungsmarkt strukturell und nachhaltig verändert haben und weiter prägen werden, führte insbesondere bei konventionellen Kraftwerken zu geringeren Auslastungen und erheblichem Margendruck.

Allerdings sind gerade konventionelle Anlagen aus technischer Sicht vor dem Hintergrund der Netzstabilität und Versorgungssicherheit notwendig, um die stark schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen abzusichern, um dann zu produzieren, wenn keine Sonne scheint und der Wind nicht weht.

Nicht zuletzt deshalb, um langfristig sowohl Versorgungssicherheit als auch Wirtschaftlichkeit darstellen zu können, werden derzeit verschiedene Ansätze zur Ausgestaltung eines künftigen Strommarktdesigns diskutiert und bewertet. Da Aufgrund der systemimmanenten Komplexität und Interessenvielfalt allerdings nicht mit einer Entscheidung bzw. Marktimplementierung vor 2020 zu rechnen ist, stehen viele Anlagenbetreiber gerade kurzfristig vor dem Problem unzureichender Spreads und der Unwirtschaftlichkeit konventioneller Erzeugungsanlagen. Eine zentrale Frage ist nun, wie sich in dieser Übergangsphase wirtschaftlicher Schaden begrenzen lässt bzw. welche Marktmechanismen kurz- und mittelfristig zu einer verbesserten Ertragslage führen können.

„Steag will sieben Kohleblöcke stilllegen“ [FAZ 12.12.12] / „Eon schließt Kraftwerke“ [energate 13.11.12] / „Hälfte aller konventionellen Kraftwerke in NRW droht vorzeitige Stilllegung“ [Spiegel Heft 48/12] / „Irsching 5 rechnet sich nicht mehr“ [energate 6.12.12]

Eine weitere Auflistung von Schlagzeilen aus den vergangenen zwei Monaten zur wirtschaftlichen Lage konventioneller Kraftwerke ließe sich ohne Probleme fortführen und illustriert diese Misere recht eindrucksvoll.

Dabei trifft es nicht nur Neubaukraftwerke, sondern in hohem Maß auch Bestandsanlagen, die bereits abgeschrieben sind und keine Finanzierungskosten mehr zu tragen haben.

Besonders deutlich wird dies, sobald eine genauere Quantifizierung vorgenommen wird. Abbildung 1 zeigt die wirtschaftliche Situation verschiedener Neubau-Referenzkraftwerke in Deutschland im abgelaufenen Jahr 2012.

Die Säulen illustrieren die Marge bzw. den Spread (Erlöse am Strommarkt abzüglich Betriebskosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) als Deckungsbeitrag auf die Fixkosten als Ergebnis einer Kraftwerkseinsatzsimulation dieser Referenzkraftwerke für das Jahr 2012. Die Balken zeigen die Bandbreite der Fixkosten (hier fixe Betriebskosten und Kapitaldienst) für die Neubau-Referenzkraftwerke.

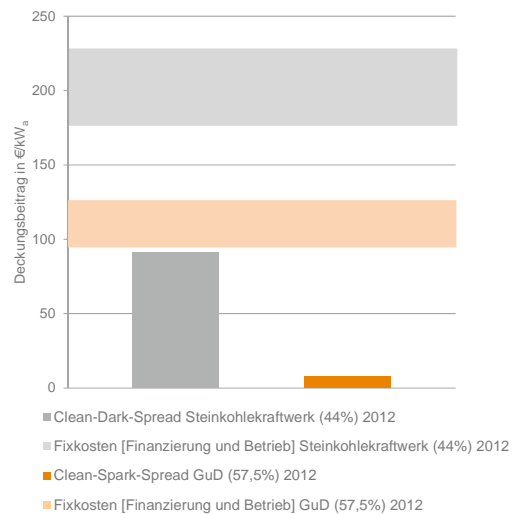


Abbildung 1: Deckungsbeitrag Neubau-Referenzkraftwerke in 2012 (Quelle: enervis Berechnungen)

Die aktuellen, und in den nächsten Jahren absehbaren, Deckungsbeiträge liegen deutlich unter einem zur Vollkostenabdeckung notwendigen Niveau. Warum sind dann besonders in den Jahren 2005 bis 2008 Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke gefällt worden? Im Wesentlichen führten die grundlegenden Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der vergangenen Jahre mit einem gigantischen und von kaum einem Marktteilnehmer prognostizierten Zubau Erneuerbarer Energien, insbesondere von Photovoltaik, zu den bereits Eingangs erläuterten deutlichen Marktverwerfungen. Dies hat die Einkommenssituation konventioneller Anlagen wesentlich, und größtenteils unverschuldet, beschnitten und die zugrundeliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen ad absurdum geführt. Daneben forcierte ein energiepolitischer Schlingerkurs (Stichwort geplante kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten) den Wandel des Markt- und Investitionsumfelds und schürte beständig neue Verunsicherung. Unter diesen Voraussetzungen ist eine einmal gefallene Investitions- und Baumentcheidung für ein neues Kraftwerk natürlich ab einem bestimmten Zeitpunkt schwerlich zu revidieren. An dieser Stelle kann es, zumindest für Anlagenbetreiber die über ein ausreichend großes Erzeugungsportfolio verfügen, natürlich opportun und nachvollziehbar sein, über geeignete Maßnahmen zur Schadensbegrenzung, beispielsweise im Sinne einer Portfoliooptimierung, nachzudenken.

Allerdings hat sich in diesem Marktumfeld nicht nur für neue Kraftwerke der Margendruck zugespitzt, sondern auch für bestehende konventionelle Anlagen. In der Abbildung 2 ist die Wirtschaftlichkeit exemplarischer Bestandskraftwerke in 2012 dargestellt. Die Fixkosten beziehen sich allein auf die Betriebskosten ohne Kapitaldienst.

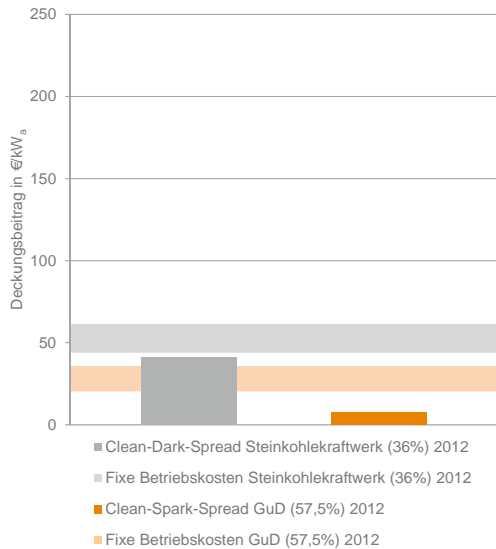


Abbildung 2: Deckungsbeitrag Bestands-Referenzkraftwerke in 2012
(Quelle: enervis Berechnungen)

Es wird deutlich, dass sowohl moderne GuD als auch ältere Steinkohlekraftwerke teilweise deutlich zu wenig Deckungsbeitrag generieren, um die anfallenden Kosten decken zu können. Wenn bedacht wird, dass ab 2013 die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten wegfällt, bricht zudem ein Zusatzertrag weg, so dass diese Aufwendungen komplett cashwirksam werden.

Unter diesen Umständen müsste aus heutiger Sicht, auch da sich möglicherweise kurz- und mittelfristig keine Besserung einstellen könnte, unter ökonomischen Gesichtspunkten über eine vorzeitige Stilllegung von unrentablen konventionellen Kraftwerken nachgedacht werden. Das bedeutet, dass sich eine Ankündigung vorzeitiger Kraftwerksstilllegungen unter wirtschaftlichen Aspekten selbstverständlich, und möglicherweise auch notwendig, rechtfertigen lässt und nicht allein in möglichen Drohgebärden gegenüber der Politik begründet liegt. Dass bei Kraftwerksbetreibern solche Szenarien konkret und ernsthaft diskutiert werden, belegen nicht zuletzt Ankündigen in den Medien sowie Stilllegungsanzeigen bei der Bundesnetzagentur. An dieser Stelle

lässt sich zumindest auch gedanklich der Kreis zur in Abb. 1 dargestellten Einkommenssituation der Neubaukraftwerke und möglichen Handlungsalternativen der Betreiber zu Verbesserung derselben schließen.

Da das Preisbildungssystem am Strommarkt zumindest kurzfristig noch der Merit-Order-Systematik folgen wird, lässt sich ein höheres Strompreisniveau theoretisch am schnellsten über eine Reduktion des Angebotes, d.h. den Abbau von Überkapazitäten, erreichen. Die Merit-Order wird verkürzt und bei stabil bleibender Nachfrage setzen in Hochlaststunden nach Grenzkosten teurere Kraftwerke als bisher den Preis. Da neue Steinkohleanlagen meist noch einen Kapitaldienst zu leisten haben (ohne Kapitaldienst würden diese Anlagen unter Umständen heute bereits eine leicht positive Vollkostenmarge generieren) und über einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad verfügen, ist eine vorzeitige Abschaltung neuer Steinkohleanlagen keine Option. In ähnlicher Weise verhält es sich mit neuen, noch nicht abbeschriebenen GuD. So lässt sich der Kreis potenzieller Stilllegungskapazitäten auf ältere, unwirtschaftliche Steinkohlekraftwerke, hier auch vor dem Hintergrund der CO₂-Zertifikateproblematik, und auf ältere Gaskraftwerke eingrenzen.

Eine der interessantesten Fragen ist in diesem Zusammenhang, neben der Wirkung auf das Strompreisniveau, welche Marktteilnehmer das größte strategische Interesse an einer solchen Vorgehensweise haben müssten und wer am ehesten von einer solchen Marktberreinigung bzw. Portfoliooptimierung profitieren würde.

Im Rahmen einer mittelfristigen Marktszenariosimulation 2013 bis 2019 mit dem enervis Fundamentalmmodell eMP zur Strompreisprognose und Analyse von künftigen Strommarktstrukturen lassen sich u.a. solche Effekte quantifizieren und erste Aussagen treffen. Um dies vereinfacht abzubilden, wurde einem enervis-Referenzszenario ein sogenanntes Stilllegungsszenario gegenübergestellt. In Deutschland sind derzeit etwa 29.000 MW steinkohle-gefeuerte Erzeugungskapazitäten am Netz. Diese Kapazitäten werden sich aufgrund der Altersstruktur in den nächsten Jahren planmäßig spürbar reduzieren, welches im enervis Referenzszenario abgebildet wurde.

Demgegenüber wurde im Stilllegungsszenario angenommen, dass, über diese „natürlichen“ altersbedingten Stilllegungen hinaus, schrittweise bis 2019 kumuliert etwa 3.800 MW zusätzliche alte Steinkohlekapazitäten vor dem Erreichen des technischen Lebensendes strategisch vom Netz genommen werden.

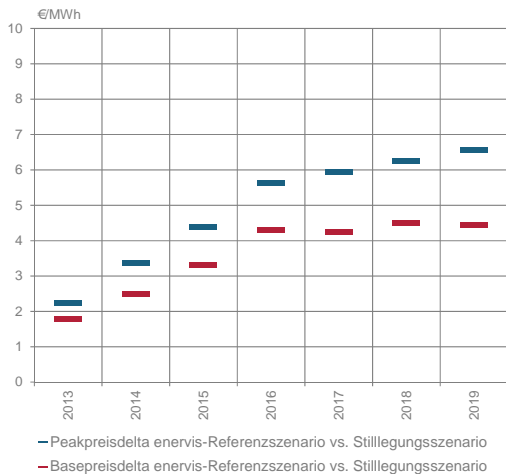


Abbildung 3: Strompreisdelta in den Marktszenarien (Quelle: enervis-Berechnungen)

Die Szenarienergebnisse in Abbildung 3 machen deutlich, dass eine vorgezogene strategische Stillsetzung von alten Steinkohlekapazitäten das Strompreisniveau im Vergleich mit einem Referenzpfad unmittelbar beeinflussen würde. Das Peakpreisdelta beträgt beispielsweise in 2019 etwa 7 €/MWh, der Basepreis liegt in diesem Jahr knapp 5 €/MWh höher als im enervis-Referenzszenario. Da alle anderen Szenarioprämissen identisch sind, führt diese Entwicklung natürlich zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der verbleibenden Kraftwerke im Erzeugungspark.

Ein weiterer aufschlussreicher Aspekt dieser Betrachtungen ist die Frage, von welchen Marktteilnehmern, die natürlich über alte Steinkohleanlagen verfügen müssen, die Initiative ausgehen sollte und wie in diesem Kontext die bisherigen Stillsetzungsankündigungen einzuordnen sind. Zu diesem Zweck lässt sich basierend auf den Berechnungen der beiden Marktszenarien der absolute Deckungsbeitrag jedes Kraftwerksblocks im Markt auswerten und vergleichen. Werden diese Analysen nach Brennstoffeinsatz bzw. Kraftwerkstyp sortiert, ergibt sich, wie in Abbildung 4 dargestellt, eine Übersicht der Differenzen der kumulierten Deckungsbeiträge konventioneller Anlagen.

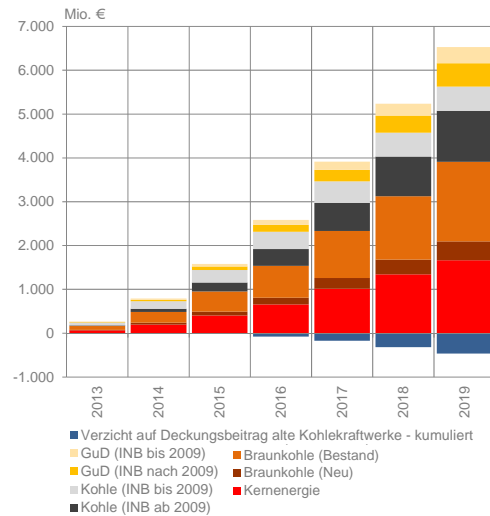


Abbildung 4: Erhöhter kumulierter Deckungsbeitrag konventioneller Kraftwerke bei vorzeitiger Stilllegung von Kraftwerken im Stilllegungsszenario (Quelle: enervis-Berechnungen)

Diese Auswertung zeigt, dass eine modellierte vorzeitige Stilllegung von ca. 3.800 MW alter Steinkohlekapazitäten bis 2019 den übrigen im Markt verbleibenden konventionellen Anlagen kumuliert in Summe etwa 6,5 Milliarden Euro zusätzlichen Deckungsbeitrag bis 2019 einbringen würde. Die Betreiber der vorzeitig vom Netz gehenden Anlagen würden hingegen im Betrachtungszeitraum auf einen kumulierten Deckungsbeitrag in Höhe von knapp 0,5 Milliarden Euro verzichten. Im Detail profitieren insbesondere Betreiber von Kernkraftwerken und Braunkohleanlagen überproportional von einer vorzeitigen Stilllegung, da diese über den Merit-Order-Effekt etwa zwei Drittel des Vorteils generieren. Auf Basis dieser Betrachtungen würde es für Marktteilnehmer, die ein Stillsetzungspotenzial alter Steinkohleanlagen haben sowie Kernkraftwerke und/oder Braunkohlekraftwerke betreiben, aus ökonomischer Sicht am ehesten sinnvoll sein, hier die Initiative zu ergreifen. Betreiber von unwirtschaftlichen alten Steinkohlekraftwerken die über keine Alternativen im Erzeugungsportfolio verfügen, würden zwar zunächst eigene Verluste begrenzen können, darüber hinaus jedoch kaum von einer Stillsetzung profitieren. Sie überlassen den wirtschaftlichen Vorteil einer Marktberreinigung zwangsläufig Marktteilnehmern mit größerem und heterogenerem Erzeugungsportfolio.

Diese modellhafte Szenariobetrachtung einer unterstellten vorzeitigen strategischen Stillsetzung alter Steinkohlekraftwerke ist natürlich in der praktischen Umsetzung mit einigen Hürden verbunden. Unter anderem infolge damit verbundener Kosten wird es nicht zu einer vorzeitigen abrupten und sofortigen umfangreichen Stilllegung alter Kapazitäten kommen können. Auch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Dezember 2012, nach der die Übertragungsnetzbetreiber den Weiterbetrieb von unrentablen und zur Stilllegung anstehenden Kraftwerken anordnen können, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, begrenzt ein mögliches Stilllegungspotenzial.

Die Auswertung der Marktdaten und der Blick in die Zukunft mit Hilfe von Szenariobetrachtungen zeigt jedoch deutlich, dass bei den zu erwartenden Marktbedingungen eine vorzeitige Stilllegung von Bestandsanlagen unter ökonomischen Gesichtspunkten für Kraftwerksbetreiber sehr nachvollziehbar ist und mitnichten nur ein politisches Druckmittel darstellt. Es ist allerdings auch absehbar, dass insbesondere Kraftwerksbetreiber, die über ein großes, diversifiziertes Erzeugungsportfolio verfügen, überproportional von einer Marktberreinigung profitieren würden.

Diese und weitere Themen diskutieren wir in unserem **Workshop „Konsequenzen der Energiewende für Stromerzeugungsmarkt und Kraftwerksbetreiber“ am 21.02.2013 in Köln** gerne auch mit Ihnen. Weitere Informationen finden Sie unter: <http://www.enervis.de/de/profil/termine/239-koeln-workshop-konsequenzen-der-energiewende-fuer-stromerzeugungsmarkt-und-kraftwerksbetreiber.html>

Ansprechpartner bei enervis

Herr Mirko Schlossarczyk	mirko.schlossarczyk@enervis.de Tel. 030 695 175 24
---------------------------------	---

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH. Es wird keinerlei Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der hier bereitgestellten Informationen übernommen.