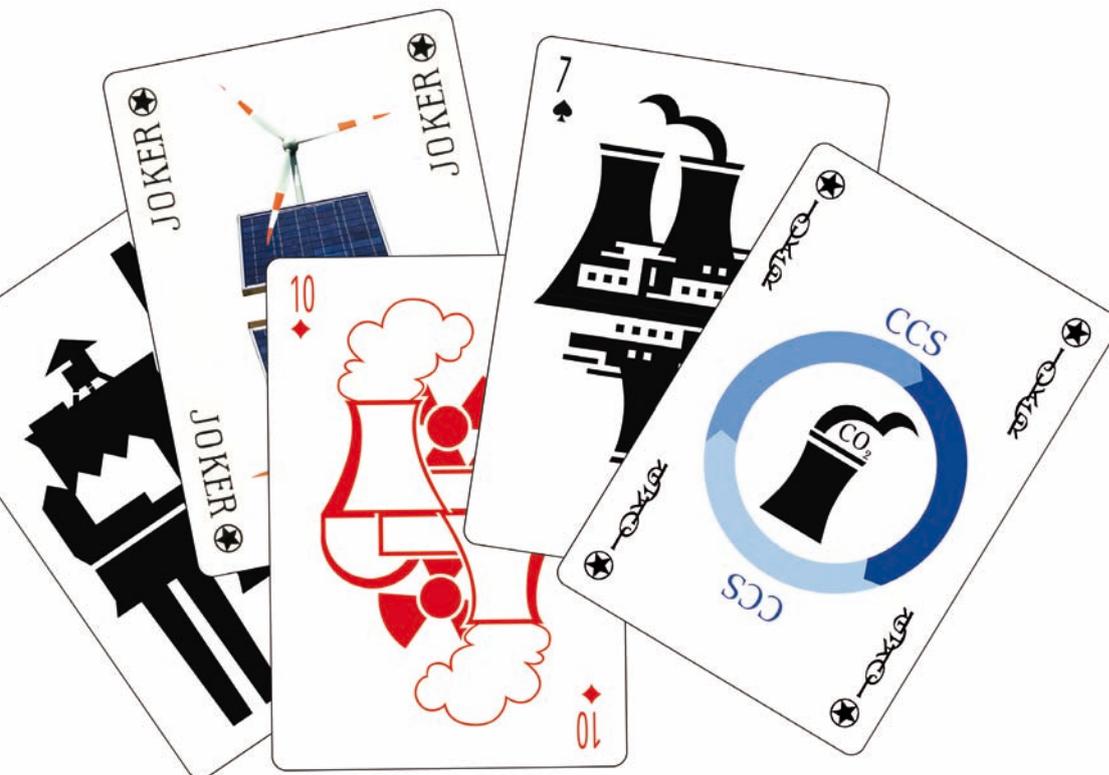


September 2009

Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle?

Ein neues Spiel hat begonnen



**Pan European Equity
Deutschland**

Extra-Financial Research
Utilities

Koordinierender Analyst
Dr. Hendrik Garz

P I K Analysten
Rainald Ötsch
Dr. Armin Haas

WestLB Sektor-Analysten
Peter Wirtz
Sebastian Zank

Vorwort

Um den Risiken des Klimawandels zu begegnen, ist es notwendig, so schnell wie möglich die Emission von Treibhausgasen weitgehend zu reduzieren. Wirtschaft und Gesellschaft stehen vor einer großen Transformation. Der Energiesektor wird einer der Brennpunkte dieser Transformation sein.

Die grundlegende Umgestaltung der Energieerzeugung und der Energieinfrastruktur führt zu hohen Risiken, aber auch großen Chancen für alle Beteiligten. Die vorliegende Studie will ihren Beitrag dazu leisten, die Risiken zu bewältigen und die Chancen zu nutzen, die mit der großen Transformation verbunden sind. Sie untersucht, welche Auswirkungen die Klimapolitik auf die Investitionspolitik und den Unternehmenswert der vier großen Energieversorger in Deutschland haben wird. Entgegen weit verbreiteter Auffassungen kommt sie zu dem Schluss, dass eine konsequente Klimapolitik den Energieversorgern nicht nur nicht schaden muss, sondern explizit zu ihrem Vorteil sein kann. Dies ist eine gute Nachricht für beide, das Klima und die Unternehmen samt Arbeitnehmern und Anteilseignern. Sie ist ein Beispiel dafür, wie Ökonomie und Ökologie Hand in Hand gehen können.

Diese Studie entstand im Rahmen des Projektes „Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor“. Im Rahmen dieses vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projektes haben die Projektpartner zusammen mit deutschen Finanzdienstleistern innovative Werkzeuge des Risikomanagements entwickelt, um die Risiken und Chancen des Klimawandels in ihren Geschäftsfeldern angemessen zu berücksichtigen. Alle Projektbeteiligten leisten Pionierarbeit im Sinne der so genannten Stakeholder-basierten Wissenschaft. Gespräche zwischen der Umwelt- und Entwicklungsorganisation Germanwatch und großen deutschen Finanzdienstleistern waren der Ausgangspunkt für die Entwicklung dieses Projektes. Projektpartner sind Germanwatch als Konsortialführer sowie das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), die Universität Potsdam, das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie sowie das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) und das European Climate Forum (ECF).

Eine zentrale Idee des Mainstreaming-Projektes ist, dass seine Forschung wesentlich durch Problemstellungen der Praxispartner getrieben wird. Die WestLB, einer der weltweit größten Energiefinanzierer und einer der führenden deutschen Research-Provider und Broker, hat signalisiert, dass die Klimarisiken und -chancen im Energiesektor eine besondere Herausforderung darstellen. Die Projektpartner haben sich dieser Herausforderung gestellt. Urteilen Sie selbst über das Ergebnis.



Klaus Milke,
Vorstandsvorsitzender,
Germanwatch

Prof. Dr. Carlo C. Jaeger,
Forschungsfeldleiter PIK, Universität Potsdam,
Vorsitzender des European Climate Forum

Deutsche Stromversorger - In der CO₂-Falle?

Koordinierender Analyst

Dr. Hendrik Garz +49 (0)211 826 7563
hendrik.garz@westlb.de

PIK Analysten

Rainald Ötsch +49(0)331 977 4468
rainald.oetsch@uni-potsdam.de
Dr. Armin Haas +49(0)331 288 2530
armin.haas@pik-potsdam.de

WestLB Sektor-Analysten

Peter Wirtz +49 (0)211 826 3579
peter.wirtz@westlb.de
Sebastian Zank +49 (0)211 826 74604
sebastian.zank@westlb.de

Sales:

Frankfurt +49 (0)69 2579 244
Düsseldorf +49 (0)211 826 4848
US (gebührenfrei) +1 (877) 259 9397

Mögliche Interessenkonflikte sind
auf der letzten Seite aufgelistet.

Die vorliegende Studie kommt zu dem Ergebnis, dass unter den heutigen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt nur geringe Anreize bestehen, Ersatzinvestitionen in neue Kraftwerke zu tätigen. Insbesondere bei niedrigen CO₂-Preisen zeigen sich deutliche Rentabilitätsprobleme für neue fossile Kraftwerke. Das auf den ersten Blick überraschende Resultat der Studie ist, dass sich eine ambitionierte Klimaschutzpolitik mit hohen CO₂-Preisen in vielen Fällen als das wirtschaftlich beste Szenario für Unternehmen und Investoren erweist.

Die vier großen Verbundunternehmen der deutschen Stromwirtschaft (EnBW, E.ON, RWE, und Vattenfall) stecken in einer schwierigen Lage. Viele Großkraftwerke befinden sich am Ende ihres „normalen“ Lebenszyklus. In den kommenden Jahren stehen daher erhebliche Investitionen in neue Kraftwerke an. Diese werden für mehrere Jahrzehnte die Produktionsstrukturen der deutschen Stromwirtschaft prägen. Gleichzeitig wird sich eine Vielzahl von entscheidenden, die Rentabilität der getätigten Investitionen beeinflussenden Parametern verändern. Insbesondere sind hierbei die politischen Rahmensetzungen in den Bereichen der Versorgungssicherheit und des Klimaschutzes zu nennen. Hinzu kommen erhebliche Marktrisiken durch die unbekanntenen Preisentwicklungen an den Rohstoffmärkten. Die bevorstehenden Investitionsentscheidungen der Versorger sind somit durch ein hohes Maß an Unsicherheit gekennzeichnet.

Die Problematik der derzeitigen Situation zeigt sich anhand der Tatsache, dass bei einer Übertragung des von der Bundesregierung anvisierten Klimaschutzziels auf die deutsche Stromwirtschaft bereits fünf große neue 2.000-MW-Kohlekraftwerke das zulässige Emissionsbudget des Jahres 2050 ausschöpfen würden. Emissionsarme Technologien, wie Erneuerbare Energien oder Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (CCS), scheinen einen Ausweg aus diesem Dilemma zu bieten. Ihr Ausbau hängt jedoch in hohem Maße von den zukünftigen politischen respektive regulatorischen Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft ab.

Zur Beurteilung der strategischen Lage deutscher Stromverbundunternehmen nutzt die vorliegende Studie ein Modell, das den deutschen Strommarkt einschließlich zentraler Unsicherheitsfaktoren abbildet. Ziel des Modells ist die Abschätzung der Rentabilität der Kraftwerksportfolios der vier großen Versorger in Abhängigkeit verschiedener Investitionsstrategien und verschiedener Szenarien für die CO₂- und die Brennstoffpreisentwicklung. Die wichtigsten Ergebnisse der Studie sind:

- Im Gegensatz zu einer verbreiteten Auffassung zeigt sich, dass der Barwert der bestehenden Kraftwerksportfolios in der Regel umso größer ausfällt, je höher der zukünftige CO₂-Preis ist.

Goldene Zeit für fossile Großkraftwerke geht zu Ende

- Unter den heutigen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt rechnen sich Investitionen in fossile Großkraftwerke oft nicht mehr. Dies gilt auch ohne Berücksichtigung des Emissionshandels oder bei niedrigen CO₂-Preisen. Insbesondere neue Steinkohlekraftwerke erweisen sich sowohl bei hohen als auch bei niedrigen CO₂-Preisen als unrentabel. Neue Gaskraftwerke stellen nur bei hohen CO₂-Preisen eine wirtschaftliche Alternative dar.
- Einzelne neue Braunkohlekraftwerke sind aus heutiger Sicht am ehesten rentabel, wobei ihre Rentabilität stärker von der Entwicklung der Primärenergiepreise abhängt als von der Entwicklung der CO₂-Preise. Aufgrund der langfristigen Klimaschutzziele können Braunkohlekraftwerke allerdings in Konflikt mit der Klimapolitik geraten (regulatives Risiko).

Braunkohle-Kraftwerke mit CCS erweisen sich bereits bei relativ niedrigen CO₂-Preisen als rentabel

- Nach unseren Modellrechnungen ist für die Rentabilität von CCS-Steinkohle-Kraftwerken ein CO₂-Preis von 45 €/t oder mehr notwendig. Braunkohle-Kraftwerke mit CCS erweisen sich schon bei deutlich niedrigeren CO₂-Preisen als rentabel und könnten der Kohleverstromung einen Ausweg aus der CO₂-Falle bieten. Solange es allerdings nicht zu dauerhaften erheblichen Preissteigerungen für Emissionsberechtigungen oder neuen regulatorischen Eingriffen kommt, wird sich das Potenzial von CCS nur in Nähe der Fördergebiete für Braunkohle entfalten können.
- Für alle vier Unternehmen gilt, dass unter den jetzigen Rahmenbedingungen die Atomkraftwerke bzw. die Braunkohlekraftwerke die Hauptbestimmungsfaktoren des Wertes der derzeitigen Kraftwerksportfolios sind. Es überrascht daher nicht, wie vehement die Unternehmen ihre Bestandsinteressen gerade in diesen beiden Bereichen gegenüber der Politik verteidigen.

Strompreis senkende Wirkung Erneuerbarer Energien

- Ein Ausbau der Erneuerbaren Energien hat eine Strompreis senkende Wirkung an der Strombörse. Dies führt zu einer Verschlechterung der Rendite von allen Kraftwerken, die sich am Strommarkt behaupten müssen. Nach unseren Berechnungen erweist sich ein „Grünes Kraftwerk“, das aus einem Portfolio verschiedener Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energien (Onshore- und Offshore-Windkraft, Solar, Biomasse) besteht, als rentabel. Ein gesetzlicher Rahmen für die Förderung Erneuerbarer Energien erscheint jedoch noch über längere Zeit nötig.

SuperSmart Grids könnten sich als Chance erweisen, den in dieser Studie aufgezeigten Investitionshemmnissen zu entgehen

Insgesamt kommt die Studie somit zu dem Ergebnis, dass die deutsche Stromwirtschaft in Zukunft ihren Ruf als Branche mit geringen Risiken und hohen, stabilen Erträgen einbüßen könnte. Sinkende Margen und steigende Investitionsunsicherheiten sollten von Investoren frühzeitig berücksichtigt werden. Eine konsequente Klimapolitik mit hohen CO₂-Preisen kann die Attraktivität der Branche fördern, da sie den Wert der bestehenden Kraftwerksportfolios erhöht. Mittel- bis langfristig verbessert sie auch das Investitionsklima für Ersatzinvestitionen, insbesondere für CCS- und Gaskraftwerke sowie für Erneuerbare Energien. Die vermehrte Investition der großen Stromversorger in Erneuerbare Energien ist daher als wirtschaftlich richtiger Schritt zu werten. Der Ansatz eines SuperSmart Grids, der sowohl die großskalige weiträumige Versorgung mit aus erneuerbaren Quellen gewonnenem Strom als auch intelligente Netze für dezentrale Erneuerbare Energien, Nachfragesteuerung und virtuelle Kraftwerke umfasst, könnte sich als Chance erweisen, den in der Studie aufgezeigten Investitionshemmnissen zu entgehen.

Inhalt

Vorwort	1
Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle?	2
Deutsche Stromversorger und ihre CO₂-Portfoliorisiken	5
Klimapolitische Weichenstellungen im Schatten der Wirtschaftskrise – Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft	5
Unternehmenswerte & Kraftwerksportfolien	5
Ergebnisse der Studie – Überblick	6
Aktueller Sektorüberblick	8
Die aktuellen deutschen Kraftwerksportfolien.....	14
Verzögerter Atomausstieg? – mögliche Auswirkungen.....	16
Emissionshandel und CO ₂ -Preise.....	18
Emissionshandel in der Kyoto-Periode und die Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft	21
Neuregelungen im EU-ETS.....	22
CO ₂ - und Brennstoffpreisszenarien	26
Unternehmenswert und Klimarisiken – Das Modell	30
Ersatz von Kraftwerken	30
Berechnung des EBIT	32
Kosten der Stromerzeugung & Strompreisbestimmung an der Strombörse.....	32
Bestimmung der Kraftwerksauslastung	42
Erneuerbare Energien.....	45
Rentabilität durch EEG.....	45
Bewertung der einzelnen Technologien	46
Die Performance des „Grünen Kraftwerks“	51
CCS – Kohlendioxidabscheidung und Speicherung	56
Unternehmenswerte & Klimarisiken – Die Modellergebnisse	60
Rentabilität einzelner Ersatzkraftwerke	68
Vergleich mit SAM/WWF-Studie	74
Anhang	77
Literatur	81
Abkürzungsverzeichnis	82

Deutsche Stromversorger und ihre CO₂-Portfoliorisiken

Klimapolitische Weichenstellungen im Schatten der Wirtschaftskrise – Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft

Unsicherheit für die deutsche Stromwirtschaft hat deutlich zugenommen

Es wird immer deutlicher – die Klimapolitik steht vor ihrer größten Herausforderung. 2009 soll das Jahr der großen klimapolitischen Weichenstellungen sein und damit mehr Investitionssicherheit bringen. Angesichts des Schocks der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise hat aber die Unsicherheit über die künftigen Kosten für die Emission von Treibhausgasen noch weiter zugenommen – „Gift“ für einen Sektor wie die deutsche Stromwirtschaft, der einerseits eine hohe Regulierungsabhängigkeit aufweist und andererseits vor der „historischen“ Herausforderung steht, rund 50% seiner Erzeugungskapazität bis 2020 ersetzen zu müssen. Erschwert wird das Ganze noch durch die Debatte um die Frage der Energiesicherheit (Abhängigkeit von Russland), einer hohen Volatilität der Brennstoffpreise („Peak Oil“-Diskussion) und der Unsicherheit bezüglich der Endgültigkeit des nationalen Atomausstiegs (anstehende Bundestagswahlen).

Ein „Weiter so“ erscheint eher unwahrscheinlich

Die exzellenten Gewinne der vergangenen Jahre scheinen so gar nicht zu diesem Umfeld passen zu wollen und lassen sich wohl auch nur sehr bedingt und mit vielen Fragezeichen behaftet in die Zukunft fortschreiben. Ein Hort der Stabilität und Sicherheit – das lässt sich wohl schon jetzt sagen – scheint der Sektor in Zukunft jedenfalls nicht mehr zu sein. Und das zeigt auch unsere Analyse, die den Wert der Erzeugungsportfolien der vier großen deutschen Versorger ermittelt und dabei zeigt, welchen Einfluss verschiedene CO₂- und Brennstoffpreisszenarien auf eben diesen Wert haben und wie sich dies auf die Investitionsprogramme der Unternehmen auswirken könnte.

Adressaten der Studie: Investoren, Unternehmen, Politik

Unsere Studie ist insbesondere für drei Gruppen interessant: 1. Für die betroffenen Unternehmen selbst, die im gegenwärtigen, äußerst unsicheren Umfeld auf der Suche nach dem effizientesten Erzeugungsportfolio bzw. der optimalen Investitionspolitik sind. Sie können die Ergebnisse unserer Studie als Möglichkeit zum „Cross Check“ für die selbst erstellten Analysen und Überlegungen heranziehen. 2. Für die Politik, die nach den anstehenden Bundestagswahlen gefordert ist, die richtigen Anreizbedingungen für die Investitionspolitik der Unternehmen zu schaffen, um sowohl die Versorgungssicherheit, als auch die Erreichbarkeit der von ihr gesetzten Klimaschutzziele zu gewährleisten. 3. Für Investoren, die sich die Frage stellen, wie sich die klimapolitischen Weichenstellungen auf die Unternehmenswerte und die relative Attraktivität des Sektors insgesamt und der einzelnen Unternehmen innerhalb des Sektors auswirken könnten. Sie können die Ergebnisse unserer Studie nutzen, um die Aussagen der Unternehmen einem kritischen Realitäts-Check zu unterziehen.

Unternehmenswerte & Kraftwerksportfolien

Abhängigkeit von CO₂- und Brennstoffpreisszenarien

Gegenstand der Studie ist die Analyse der Kraftwerksportfolien der vier großen deutschen Versorger und der Auswirkungen verschiedener Ersatzinvestitionsstrategien auf den Wert bzw. die Rentabilität dieser Portfolien sowie ihrer einzelnen Komponenten. Hierzu haben wir ein Modell entwickelt, das die Preisbildung auf dem Strommarkt einschließlich zentraler Unsicherheitsfaktoren abzubilden vermag.

Um die Auswirkungen der verschiedenen angenommenen CO₂- und Brennstoff-Preisszenarien auf die Unternehmenswerte abschätzen zu können, berechnen wir den Barwert des durch das jeweilige Kraftwerksportfolio generierten Nettozahlungsstroms. Hierzu werden die jährlichen Zahlungsströme für jedes der von uns untersuchten 114 Kraftwerke geschätzt und dann über alle im jeweiligen Portfolio befindlichen Kraftwerke aggregiert, diskontiert und aufsummiert (Discounted Cash Flow-Verfahren).

Ergebnisse der Studie – Überblick

Die deutschen Kraftwerke sind im internationalen Vergleich sehr alt. Viele Großkraftwerke befinden sich am Ende ihres „normalen“ Lebenszyklus. In unserer Studie gehen wir davon aus, dass diese Kraftwerke durch neue Kraftwerke ersetzt werden müssen. Die innerhalb der nächsten Jahre nötigen Investitionsentscheidungen müssen jedoch in einer Zeit getroffen werden, in der die Klimapolitik deutlich den Willen für eine nachhaltigere Stromversorgung bekundet hat. Für Investoren und Energieversorger besteht im Rahmen des Emissionshandelssystems das Risiko, auf Technologien zu setzen, die zwar die Emissionsziele der nächsten Jahre erreichen können, aber langfristig nicht mit dem Ziel einer Emissionsreduktion von mindestens 80% im Jahr 2050 vereinbar sind.

Ambitionierte Klimaschutzziele sorgen für ein günstigeres Investitionsklima

Unsere Modellergebnisse zeigen, dass aufgrund der jetzigen Form des deutschen Strommarkts unter heutigen Bedingungen nur geringe Anreize bestehen, Ersatzinvestitionen zu tätigen. Speziell bei niedrigen CO₂-Preisen zeigen sich deutliche Rentabilitätsprobleme für fossile Kraftwerke. Aus Sicht der Versorger ist eine ambitionierte Klimaschutzpolitik mit steigenden CO₂-Preisen das wirtschaftlich beste Szenario. Zum einen steigern mittel- bis langfristig hohe und verbindliche klimapolitische Anforderungen im Rahmen des Emissionshandels die Rentabilität von Ersatzkraftwerken, da sie höhere Deckungsbeiträge ermöglichen. In diesem Fall stehen neben Erneuerbaren Energien auch Gaskraftwerke sowie Kraftwerke mit Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capturing and Storage – CCS) als wirtschaftliche Alternativen zur Auswahl; zusätzlich werden auch effizientere Kohlekraftwerke stärker belohnt. Zum anderen ist auch der Wert der Portfolien der Bestandskraftwerke unseren Berechnungen zufolge bei hohen CO₂-Zertifikatspreisen höher. In Szenarien mit hohen CO₂-Preisen werden zwar Bestandskraftwerke früher stillgelegt werden müssen. Dieser Effekt wird aber überkompensiert durch die Deckungsbeiträge der Atomkraftwerke bis zu ihrer gesetzlich vorgeschriebenen Abschaltung und durch die Windfall-Profite der Kohlekraftwerke, die sich durch die bis 2012 kostenlos zugeteilten Emissionsrechte ergeben. In der Gesamtbetrachtung der kurz-, mittel- und langfristigen Effekte zeigt sich, dass eine ambitionierte Klimaschutzpolitik durchaus im Interesse von Energieversorgern und Investoren liegen kann.

Die goldene Zeit der fossilen Großkraftwerke neigt sich dem Ende zu

Die langfristigen Klimaschutzziele der EU und der Bundesregierung bieten allerdings nur wenig Spielraum für zukünftige Emissionen. Wenn das von der Bundesregierung auf dem G8-Gipfel von Aquila für 2050 akzeptierte Reduktionsziel proportional auf die Stromwirtschaft übertragen wird, ergibt sich ein Emissionsbudget in der Größenordnung von etwa fünf großen Kohlekraftwerken mit je 2.000 MW. Solange die Investitionskosten amortisiert werden können, spricht zwar betriebswirtschaftlich nichts gegen eine Investition in neue fossile Kraftwerke. Aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes ist es jedoch fraglich, ob diese Amortisation gelingen wird. Im Grenzkostenmodell eines liberalisierten Marktes können Investitionskosten nicht eingepreist werden, sie müssen über Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden.

Ambitionierte langfristige
Klimaschutzziele implizieren
hohes Investitionsrisiko

Unter heutigen Bedingungen
nur geringe Anreize für
Ersatzinvestitionen

Nur wenig Spielraum für
zukünftige Emissionen

Investitionen in fossile
Großkraftwerke rechnen sich
oft nicht

Unsere Modellrechnungen ergeben, dass sich Investitionen in fossile Großkraftwerke unter zahlreichen Konstellationen nicht rentieren. Dies gilt insbesondere auch ohne Berücksichtigung des Emissionshandels oder bei niedrigen CO₂-Preisen. Besonders neue Steinkohlekraftwerke erweisen sich sowohl bei hohem als auch niedrigem CO₂-Preis als unrentabel. Neue Gaskraftwerke sind nur bei hohen CO₂-Preisen eine wirtschaftliche Alternative.

Einzelne Braunkohlekraftwerke sind aus heutiger Sicht am ehesten rentabel, wobei ihre Rentabilität stärker von der Entwicklung der Primärenergiepreise abhängt als von der Entwicklung der CO₂-Preise. Wegen der langfristigen Klimaschutzziele können Braunkohlekraftwerke allerdings schnell in Konflikt mit der Klimapolitik geraten, da sie pro Energieeinheit den höchsten CO₂-Ausstoß aller Energieträger haben. Sie müssen mit dem regulativen Risiko leben, dass eine CCS-Nachrüstung vorgeschrieben wird.

CCS: Die Erfolgsaussichten sind unsicher, die Weichen werden gestellt

Überwindung enormer
rechtlicher Probleme
erforderlich

Ein Ausweg aus diesem Investitionsdilemma könnte in dem Ausbau emissionsarmer Technologien, wie Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (CCS), liegen. Dies hängt jedoch in hohem Maße von den zukünftigen politischen respektive regulatorischen Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft ab. Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) wird wohl erst nach 2020 im großindustriellen Maßstab zur Verfügung stehen. Neben den technischen Herausforderungen gilt es auch, große rechtliche Probleme zu überwinden, etwa bei der Frage nach der dauerhaften Speicherung, der Haftung oder bei Nutzungskonflikten in der unterirdischen Raumordnung. Der erste Versuch für ein Gesetzgebungsverfahren ist erst vor wenigen Wochen gescheitert. Wann und in welcher Form nach den Bundestagswahlen ein neuer Anlauf gestartet wird, ist aus heutiger Sicht unklar. Ob der politische Rahmen den wirtschaftlichen Betrieb von CCS ermöglicht, fördert oder verhindert, bleibt für die Stromversorger aber in jedem Fall ein politisches Risiko, das letztendlich auch von der Akzeptanz der Bevölkerung abhängt.

Ausweg aus der CO₂-Falle?

Nach unseren Modellrechnungen ist für die Rentabilität von CCS-Steinkohle-Kraftwerken ein CO₂-Preis von 45 €/t oder mehr notwendig. Braunkohlekraftwerke mit CCS erweisen sich schon bei deutlich niedrigeren CO₂-Preisen als rentabel und könnten der Kohleverstromung einen Ausweg aus der CO₂-Falle bieten. Solange es allerdings nicht zu dauerhaften erheblichen Preissteigerungen für Emissionsberechtigungen oder neuen regulatorischen Eingriffen kommt, wird sich das Potenzial von CCS nur in Nähe der Fördergebiete für Braunkohle entfalten können. Der Zugang zu den potenziellen Speicherstätten, die zum Großteil in Norddeutschland liegen, schafft speziell für Regionen in Süddeutschland weitere Hürden, denn er setzt umfangreiche Investitionen in ein Pipelinetz voraus.

Erhebliche Risiken für Neuinvestitionen

Zu niedriges Preisniveau kann
zu Unterinvestitionen führen

Angesichts der Kapriolen auf den Rohstoffmärkten und des hoch politischen Charakters des CO₂-Preises erscheint es bei den langen Planungs- und Bauzeiten von Kraftwerken wegen der Unvorhersagbarkeit der zentralen Einflussgrößen für die Investitionsrechnung fraglich, ob die Stromwirtschaft die klimapolitisch gewollte Innovationsdynamik entfaltet. Zwar sorgt die Mengenbeschränkung des europäischen Emissionshandelssystems für die Einhaltung der Minderungsziele, die Preisdynamik jedoch ist hochgradig unsicher. Ein zu niedriges Preisniveau kann zum Unterlassen mittel- bis langfristig erwünschter Investitionen, beispielsweise in Gaskraftwerke, Erneuerbare Energien und CCS, führen.

Es muss deshalb mit nachsteuernden Maßnahmen gerechnet werden – diese können die Ziele verändern oder ergänzende ordnungspolitische Maßnahmen einführen. Die Verpflichtung der Nachrüstung von CCS-Einrichtungen würde ein neugebautes Kohlekraftwerk den erschwerten Rentabilitätsbedingungen von CCS-Kraftwerken unterwerfen. Somit besteht für emissionsintensive Technologien aus Investorensicht ein erhebliches regulatorisches Risiko.

Erneuerbare Energien: Rentable Investitionen und Strompreis senkende Wirkung

„Grünes Kraftwerk“ erweist sich als rentabel

In Anbetracht der erheblichen Unsicherheit, die langfristige Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen einzuschätzen, erscheinen Erneuerbare Energien als Erfolg versprechende Option. Durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) wurde ein Fördermechanismus geschaffen, der eine zwar nicht üppige, aber dafür relativ sichere Rendite ermöglicht. Mit einer Diversifikation in verschiedene Techniken (Onshore- und Offshore-Windkraft, Solar, Biomasse) lassen sich technische Risiken verringern. Ein solches „Grünes Kraftwerk“ erweist sich nach unseren Berechnungen als rentabel. Eine besondere gesetzliche Förderung für Erneuerbare Energien ist jedoch noch über längere Zeit nötig. Klare, gesetzlich festgelegte und langfristige Rahmenbedingungen sind notwendig, um die erforderliche Investitionssicherheit herzustellen. Angesichts der Ausbauziele von Bundesregierung und Opposition ist in den kommenden Jahren mit einem weiter wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien am deutschen Strommix zu rechnen.

SuperSmart Grids als Chance zur Überwindung der Unterinvestitionsproblematik

Die durch das EEG garantierte Stromabnahme der Erneuerbaren Energien bedeutet für die restlichen Kraftwerke eine verminderte Stromerzeugung. Neben der Verdrängungswirkung hat dies im Großhandel eine Strompreis senkende Wirkung: In der Einsatzreihenfolge wird ein günstigeres Kraftwerk zum Grenzkraftwerk, dieses setzt jedoch den Marktpreis für alle Kraftwerke. Mit dem fallenden Strompreis sinken die Deckungsbeiträge der Kraftwerke am Markt. Dadurch verschlechtert der Ausbau der Erneuerbaren Energien die Rentabilität der fossilen und nuklearen Großkraftwerke. Es ist angesichts der ehrgeizigen Ausbauziele für Erneuerbare Energien der EU und Deutschlands deswegen mit einer Verschärfung der Probleme für die Finanzierung fossiler Kraftwerke zu rechnen. Die vermehrte Investition der großen Stromversorger in Erneuerbare Energien ist daher als wirtschaftlich richtiger Schritt zu werten. Der Ansatz eines SuperSmart Grids, das sowohl die großskalige, weiträumige Versorgung mit aus Erneuerbaren Quellen gewonnenem Strom als auch die intelligente Netze für dezentrale Erneuerbare Energien, Nachfragesteuerung und virtuelle Kraftwerke umfasst, könnte sich als Chance erweisen, den oben skizzierten Investitionshemmnissen zu entgehen.

Bevor wir mit der Vorstellung des Modells und unserer Szenarien beginnen, möchten wir den deutschen Stromsektor mit seinen klimapolitischen Rahmenbedingungen, so wie sie sich unter Berücksichtigung der Finanz- und Wirtschaftskrise sowie der veränderten Situation in den USA darstellen, kurz skizzieren. Wir starten dabei mit einem Blick auf die aktuelle Lage der vier großen deutschen Stromversorger.

Aktueller Sektorüberblick

Im Zeichen der Europäisierung von Unternehmensstrategien

Einfluss der EU auf die nationale Energiepolitik wurde lange Zeit unterschätzt

Der deutsche Strommarkt wird nach wie vor von den vier großen Stromerzeugern RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall dominiert. Hierbei zeigen die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte sowie die Veränderung der politischen Rahmenbedingungen immer stärker ihre Auswirkungen auf die Strategien der deutschen Unternehmen.

Diese haben wohl lange Zeit unterschätzt, welchen Effekt der wachsende Einfluss der EU auf die nationale Energiepolitik der jeweiligen Mitgliedsländer haben würde. Die fortlaufende Liberalisierung der EU-Energiemärkte seit 1998 führt dazu, dass sich Handelsbarrieren vermindert haben und die großen nationalen Platzhirsche pan-europäische Strategien vorantreiben.

Behalten regulierter Netzaktivitäten zur Stabilisierung des Ergebnismix

Aus Gründen der Risikodiversifikation sowie der verbesserten Kundenadressierung hat sich in den letzten Jahren durchgesetzt, dass die Versorger auf ein integriertes Geschäftsmodell setzen, das die Stromerzeugung (wenn möglich auch Gasförderung) auf der einen Seite sowie den Vertrieb von Strom und Gas auf der anderen Seite beinhaltet. Als Element zur Stabilisierung des Ergebnismix haben die großen Versorger versucht, ihre regulierten Netzaktivitäten im Konzernverbund zu behalten. Bei der Liberalisierung der EU-Energiemärkte hatten aber bereits die meisten EU-Länder dafür votiert, die Transportnetze von den Energieunternehmen abzuspalten, um den Wettbewerb zu stimulieren. Elf Jahre später ist die EU-Kommission immer noch dabei, das Unbundling in der gesamten EU durchzusetzen.

Neuinvestitionen sind riskanter geworden

Für die deutschen Unternehmen im Speziellen hat die Entwicklung einer europäischen Umweltpolitik dazu geführt, dass die Bundesregierung ihre Unterstützung für die Steinkohle nicht mehr aufrechterhalten konnte. Zudem wurde mit den wachsenden Anteilen der Erneuerbaren Energien am Energiemix klar, dass man im Risiko stand, Marktanteile zu verlieren. Unerwartet starke Preisänderungen bei den fossilen Rohstoffen Öl und Erdgas sowie Steinkohle haben dazu geführt, dass anstehende Neuinvestitionen in den Ersatz von Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, aber auch den meisten anderen europäischen Ländern, riskanter geworden sind.

Unternehmen setzen auf Diversifikation in Richtung Erneuerbarer Energien

Unseres Erachtens ist der Effekt deutlich sichtbar: Die Versorger wollen stärker diversifizieren. Das heißt, dass die Unternehmen in Europa auf einen breiteren Energiemix setzen, der einerseits das Risiko von Brennstoffpreissteigerungen sowie andererseits die Belastungen durch CO₂-Kosten vermindern hilft. Beides favorisiert Investitionen in Erneuerbare Energien und die Kernenergie. Seit zwei bis drei Jahren investieren die großen Stromkonzerne sichtbar mehr in Erneuerbare Energien. Das Interesse, bei möglichen Neubauten von Kernkraftwerken dabei zu sein, ist ebenfalls offensichtlich.

Heimatmärkte haben keine unbedingte Priorität mehr

Zur Diversifikation der Risiken trägt auch bei, dass Unternehmen ihre regionalen Risiken stärker streuen wollen, um die Abhängigkeit von nationalen politischen Entscheidungen zu vermindern. Das führt auch dazu, dass Investitionen im Heimatmarkt nicht mehr unbedingte Priorität haben. Um den Energiemix zu optimieren, kann man diese im europäischen Rahmen innerhalb regional angrenzender Märkte verschieben.

Sichtbare Auswirkungen auf Unternehmensstrategien

Die geänderten Rahmenbedingungen haben sich sichtbar auch auf die Strategien der vier großen deutschen Stromversorger niedergeschlagen. Während hier RWE und E.ON eigenständig mit stärkerem Fokus auf eine Verbreiterung der internationalen Präsenz agieren, ist Vattenfall Deutschland Teil der Mitteleuropa-Strategie ihrer schwedischen Muttergesellschaft. Für EnBW, die gleichermaßen von EDF und Kommunen aus dem Südwesten Deutschlands kontrolliert wird, bedeutet dies, dass man die Position im Heimatmarkt verstärken will und international komplementär zur internationalen Strategie von EDF agiert.

Am breitesten aufgestellter europäischer Stromversorger

E.ON – Offensiv in Richtung Europa

E.ON hat sich in den letzten Jahren am offensivsten in Richtung eines pan-europäischen Unternehmens weiterentwickelt. Der erste große Erfolg war die Übernahme von Ruhrgas im Jahr 2003, womit sich E.ON als eines der führenden „Dual-Fuel-Unternehmen“ in Europa etablieren konnte. Zudem wurde der große finanzielle Spielraum genutzt, um mittels Akquisitionen seine pan-europäische Position zu verbessern. E.ON ist unseres Erachtens der heute am breitesten aufgestellte europäische Energieerzeuger.

Nr. 2 am deutschen Strommarkt

Im deutschen Markt ist E.ON die Nr. 2 bei der Stromerzeugung und mit großem Abstand die Nr. 1 im Gasvertrieb. Der deutsche Markt ist für E.ON nach wie vor Kernmarkt mit einem Umsatzanteil von rund 50% im Jahr 2008. Jedoch nimmt seine Bedeutung angesichts der internationalen Akquisitionen ab. Der auf ein internationales Portfolio ausgerichtete strategische Blick ist auch daran zu erkennen, dass E.ON sein deutsches Stromhochspannungsnetz verkaufen will.¹ Zudem hat E.ON mit der EU-Kommission vereinbart, umgerechnet 20% seiner deutschen Stromerzeugungskapazitäten an Wettbewerber zu verkaufen oder im Rahmen eines Tauschs von Vermögenswerten abzugeben.

Expansiver Investitionsplan

E.ON hat nach der Expansionsphase eine Konsolidierungsphase eingeläutet, um die erworbenen Aktivitäten zu integrieren. Der Investitionsplan für die kommenden Jahre ist expansiv. Angesichts der geringer als zunächst eingeplanten operativen Cash-Flows hat E.ON aber seinen aktuellen 3-Jahres-Investitionsplan um 6 Mrd € auf 30 Mrd € bzw. durchschnittlich 10 Mrd € jährlich reduziert. Zudem sollen bis Ende 2010 Aktivitäten im Wert von 10 Mrd € veräußert werden, um die Verschuldung zu reduzieren.

Bis 2014 Schwerpunkt auf neuen Kohlekraftwerken

Das aktuelle Investitionsbudget ist immer noch um 30% bis 50% höher als im Durchschnitt der letzten Jahre, wobei schätzungsweise 60% für Erweiterungsinvestitionen reserviert sind. Innerhalb der kommenden drei Jahre bis 2011 stehen Investitionen in Gaskraftwerke sowie in Windenergie im Vordergrund. In puncto Gaskraftwerke ist dies aber kein nachhaltiger Trend. Bis 2014 wird der Schwerpunkt dann auf neuen Kohlekraftwerken liegen, die alte Kapazitäten ersetzen sollen. Die Investitionen in Erneuerbare Energien dürften sich weiter beschleunigen.

E.ON: Investitionsplan 2009-2011E

Aktivität	Mrd €	Anmerkung
Stromerzeugung	12	In Europa im Bau 5,4 GW bis 2011 (72% Gas, 20% Kohle)
Erneuerbare Energien	5	Ausbau der Kapazität auf 4 GW bis 2010 und 15 GW bis 2015
Stromnetze	5	Erneuerung und Ergänzung regionaler Netze
Gasförderung/LNG	4	Verbesserung des Upstream-/Downstream-Hedges
Gasspeicher/Gasnetze	3	Mehr Flexibilität auf der Einkaufsseite, Optimierte Trading-Position
Sonstiges	1	
Gesamt	30	

Quelle: Unternehmen, WestLB Research Schätzungen

Internationaler Anteil steigt in Richtung 50%

RWE – Insgesamt schrumpfender Kohleanteil

RWE hat sich in den letzten Jahren aus dem Bieterwettkampf um europäische Energie-Assets weitgehend herausgehalten. Hier stand die Verbesserung der Verschuldungsrelationen und die Abgabe der internationalen Wasseraktivitäten im Vordergrund.

¹ Ganz freiwillig ist dies allerdings nicht. Ein maßgeblicher Faktor bei der Entscheidung zum Verkauf war natürlich auch der immense Druck der EU-Wettbewerbsbehörden. Richtig ist aber auch, dass die Einigung mit der EU-Kommission dem Unternehmen insgesamt nicht ungelegen zu kommen scheint.

Strategisch fokussiert man sich auf Mitteleuropa von Großbritannien, über Benelux bis zu Zentralosteuropa. Mit dem geplanten Einstieg bei Essent in den Niederlanden wird auch bei RWE der internationale Anteil am Gesamtumsatz in Richtung 50% steigen. Das Portfolio von RWE baut ebenfalls auf einer „Dual-Fuel-Strategie“ auf. Dabei versucht man die Upstream-Position zu verbreitern. Bei der Verteidigung der führenden Position im deutschen Strommarkt ist das Unternehmen offensiver geworden. Im Gegensatz zu E.ON sieht RWE sein Stromhochspannungsnetz als Kernaktivität und stellt diese nicht zur Disposition. Das relativ kleine Ferngasnetz wird RWE entsprechend einer Vereinbarung mit den EU-Behörden allerdings in naher Zukunft veräußern.

Auf Expansion umgeschaltet

Bei Investitionen setzte RWE in den letzten Jahren weitgehend auf die Sicherung der Braunkohle und fokussierte den Ersatz alter Kohlekraftwerke. Die stark steigenden Strompreise und die Hoffnung auf die CCS-Technologie bis zum Jahr 2020 überdeckten lange Zeit die Notwendigkeit, das Erzeugungsportfolio flexibler und CO₂-ärmer zu gestalten. Inzwischen hat RWE aber strategisch einen deutlichen Schritt nach vorne gemacht. So hat das Unternehmen inzwischen auf Expansion umgeschaltet. Geografisch passt Essent sehr gut in die Länderstrategie. Bei den Erneuerbaren Energien ist RWE ähnlich dynamisch wie E.ON.

Deutliche Ausweitung des Investitionsbudgets

Zwischen 2009 und 2011 plant RWE Investitionen von rund 20 Mrd € oder durchschnittlich 6,5 Mrd € pro Jahr. Das ist um über 40% höher als im Durchschnitt der letzten Jahre. Auch hier sind schätzungsweise 60% für Erweiterungsinvestitionen eingeplant. Im Kraftwerksbereich handelt es sich bei den Investitionen in Braunkohle und Steinkohlekraftwerke um Ersatzinvestitionen. Gaskraftwerke tragen zu einer leichten Erhöhung der Kapazitäten bei. Die Windkraft gewinnt erstmals deutlich an Bedeutung im Energiemix. In den Jahren danach ist ein breiterer Mix zu sehen. Hier sollen Beteiligungen an zwei neuen Kernkraftwerksprojekten in Osteuropa hinzukommen. Die Investitionen in Erneuerbare Energien dürften weiter steigen.

Anteil von Kohlekraftwerken an gesamten Neuinvestitionen wird deutlich zurückgehen

Damit zeigt sich, dass der Anteil von Kohlekraftwerken an den gesamten Neuinvestitionen (d.h. im In- und Ausland) deutlich zurückgehen wird.² Bei der CCS-Technologie sind RWE und Vattenfall die aktivsten deutschen Spieler. Mittels des geplanten Neubaus eines 450-MW-Kohlekraftwerks in der Nähe von Köln will man die CCS-Technologie auf ihre Praxistauglichkeit hin testen. Dieser Standort in der Nähe RWEs eigener Braunkohlelagerstätten im Rheinland deutet darauf hin, dass CCS vor allem für die Zukunftsfähigkeit der Braunkohle der entscheidende Faktor sein soll.

RWE: Investitionsplan 2009-2011

Aktivität	Mrd €	Anmerkung
Stromerzeugung	8,0	In D & UK im Bau 5,4 GW bis 2011 (30% Gas, 40% BK, 30% SK)
Erneuerbare Energien	3,0	Ausbau der Kapazität auf 4,5 GW in 2012
Stromnetze	4,3	Ersatz und Ausbau (inkl. Interkonnektoren)
Gasförderung/LNG/Pipelines	2,7	Upstream & Beteiligung an Nabucco-Pipeline
Sonstiges	1,5	
Gesamt	19,5	

Quelle Unternehmen, WestLB Research Schätzungen

² Gegenstand der weiteren Analyse im Rahmen dieser Studie sind lediglich die nationalen Kraftwerksportfolien der vier großen deutschen Versorger. Wie sich der Kohleanteil am Heimatmarkt entwickeln wird, ist eine offene Frage, zu deren Beantwortung wir mit unserer Untersuchung beitragen wollen.

EnBW – Erzeugungsstruktur noch relativ stark auf Kernkraft und Steinkohle ausgerichtet

Ausrichtung der Aktivitäten Richtung Osteuropa

EnBW ist im Südwesten Deutschlands sehr gut verankert und bezieht seine Stärke aus der regionalen Verankerung und seinem direkten Zugang zu den Endkunden bei Strom und Gas. Das Unternehmen hat gerade eine Restrukturierung abgeschlossen. Strategisch scheint EnBW die Speerspitze für EDF nach Osteuropa zu sein. Der strategische Vorstoß, von EnBW, sein Versorgungsgebiet in Richtung Österreich auszubauen, war bislang aufgrund der nationalen Abschottung des österreichischen Strommarktes bislang nicht erfolgreich. Nunmehr versucht EnBW, seine Aktivitäten in Richtung Südosteuropa bis in die Türkei hinein zu verbreitern.

Geplante Beteiligung an EWE

In Deutschland könnte EnBW mit einer geplanten Beteiligung von 26% an dem fünftgrößten deutschen Versorger der nordwestdeutschen EWE, eine Eintrittskarte erhalten, die Wettbewerbsverhältnisse mittelfristig zu verändern. Nicht ausgeschlossen ist, dass EnBW der EWE deren 48%-Anteil an der VNG Verbundnetz Gas, dem wichtigsten Gasversorger im Osten des Landes, abkaufen wird. Hier hat EWE vergeblich versucht, die Mehrheit zu übernehmen und die Sperrminorität der ostdeutschen Kommunen zu brechen.

Reinvestitionsphase steht bevor

EnBW mit seiner Erzeugungsstruktur, die relativ stark auf Nuklear- und Steinkohle basiert, nähert sich einer Reinvestitionsphase. Das EnBW-Kernkraftwerk Neckarwestheim I wäre wohl das erste Kraftwerk, das im Rahmen des deutschen Kernkraftausstiegs abgeschaltet werden müsste. Wie auch RWE und EnBW-Großaktionär EDF sieht EnBW sein Stromhochspannungsnetz als Kerngeschäftsfeld.

Erste Aktivitäten in Richtung Offshore-Windparks

Der Investitionsplan von EnBW sieht zwischen 2009 und 2011 Investitionen von 4,7 Mrd € vor. Hier sind 3 Mrd € für Akquisitionen abgezogen. Das ist mehr als 50% höher im Vergleich zum Durchschnitt der letzten Jahre. Die Investitionen konzentrieren sich auf den Bau eines neuen Kohlekraftwerks (0,9 GW), auf die Übernahme von Anteilen an Kohlekraftwerken von E.ON (0,5 GW) sowie auf erste Aktivitäten in Richtung Bau von Offshore-Windparks (1,2 GW).

Vattenfall – „Go West“

Erweiterung des Interessensgebiets nach Westen

Vattenfall, bestehend aus einer Nordeuropa- und Mitteleuropa-Division, konzentriert die Interessen neben seinem Kernmarkt Schweden, einschließlich Dänemark und Finnland, auf die südlich angrenzenden Märkte. In der Mitteleuropa-Division sind bislang Deutschland und Polen enthalten. Mit der geplanten Übernahme des niederländischen Versorgers Nuon wurde das Interessengebiet nach Westen erweitert. Ziel ist es, auch den Energiehandel in Richtung Großbritannien sowie Benelux/Nordfrankreich zu intensivieren. In Deutschland liegt der Erzeugungsfokus infolge der Verankerung in Ostdeutschland vor allem auf Braunkohle. Den Zugang zur Nuklearenergie besitzt Vattenfall seit der Akquisition der Hamburger HEW vor einigen Jahren. Strategisch konzentriert sich das Unternehmen auf die Stromerzeugung sowie den Stromvertrieb. Bei Gas ist man weniger involviert. In Nordeuropa und Polen spielt zudem Fernwärme eine wichtige Rolle im Portfolio. In Deutschland plant Vattenfall, sich als Nr. 3 von seinem Hochspannungsnetz zu trennen.

40% der Investitionen entfallen auf Deutschland

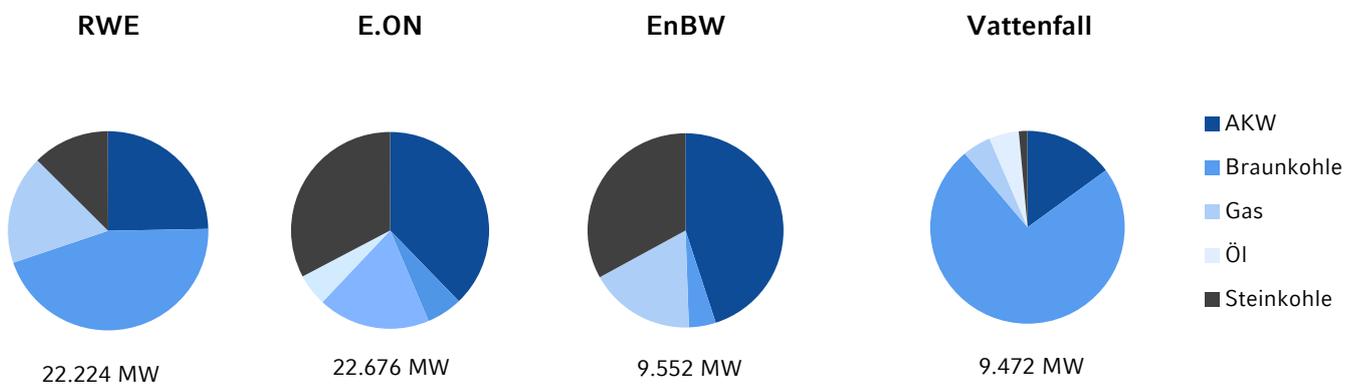
Die Investitionen des Vattenfall-Konzerns für die Jahre 2009 bis 2013 sind auf rund 18 Mrd € (noch ohne Nuon) budgetiert, das sind 3,6 Mrd € jährlich. Davon sind 3 Mrd € für neue Kraftwerke inklusive Erneuerbare Energien vorgesehen. Auf Deutschland entfallen rund 40%, entsprechend 1,5 Mrd € der geplanten Investitionen. Bis Ende 2010 soll hier ein weiteres Braunkohlekraftwerk in Betrieb gehen (0,7 GW); bis Ende 2012 ein Steinkohlekraftwerk (1,6 GW). Bei Investments in Erneuerbare Energien steht Deutschland bislang nicht im Fokus; diese konzentrieren sich auf Großbritannien und Schweden (insgesamt 0,6 GW), die für den Aufbau von Offshore-Windparks vorgesehen sind.

Die aktuellen deutschen Kraftwerksportfolien

Insgesamt wurden 114 Kraftwerke analysiert

Die Analyse umfasst die aktuell in Deutschland stehenden Wärmekraftwerke von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall. Die vier Stromkonzerne besitzen 70% der deutschen Kraftwerkskapazitäten und erzeugen drei Viertel der Elektrizität (IEA, 2007). Bei Wärmekraftwerken wird die Energie primärer Energieträger (z.B. Kohle, Gas, Erdöl) in Wärme umgewandelt und zum Antrieb elektrischer Generatoren benutzt. Dazu gehören Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke sowie öl- und gasbefeuerte Turbinenkraftwerke, nicht aber Wasserkraftwerke, Windkraftwerke oder Photovoltaik. Die insgesamt 114 Kraftwerke besitzen eine Nettokapazität von 70.000 MW, wovon über 90% auf die vier großen Stromversorger entfallen (insgesamt 64.000 MW).³ Mithilfe der Beteiligungsquoten lässt sich auch die Zusammensetzung der unternehmensspezifischen Erzeugungs- bzw. Kraftwerksportfolien bestimmen.

Die Zusammensetzung der Kraftwerksportfolien nach Brennstofftypen*



* Klassifikation von Kohle-Gas-Öl und Kohle-Öl als Steinkohle

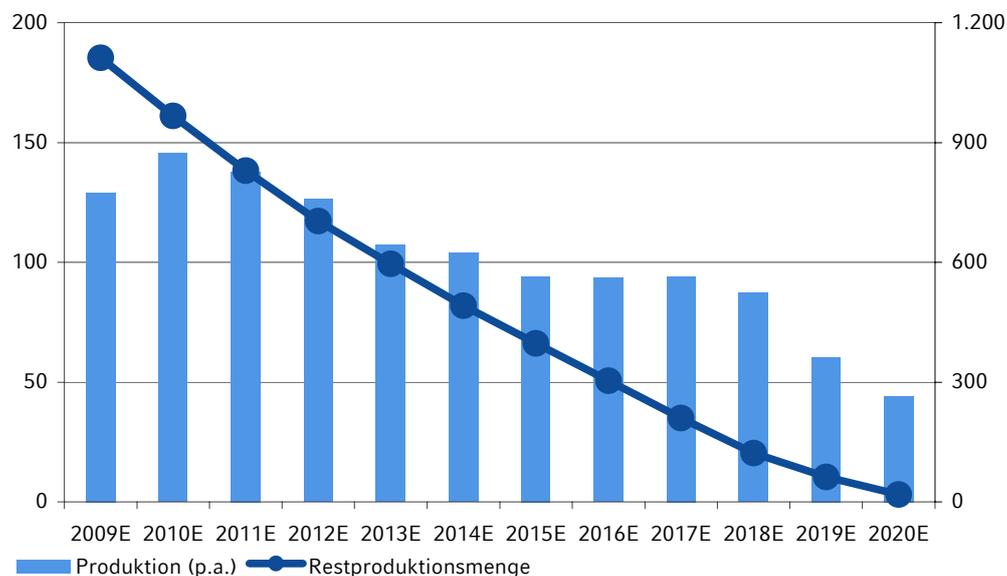
Quelle PIK, WestLB Research

Hoher Ersatzbedarf durch Atomausstieg

Aus Altersgründen stehen zahlreiche Kraftwerke in den nächsten Jahren vor dem Ablauf ihrer betriebswirtschaftlichen Lebensdauer.⁴ Zusätzlicher Zugzwang entsteht durch den Atomausstieg. Etwa um 2022 sollen die letzten deutschen Atomkraftwerke vom Netz gehen. Dies impliziert einen hohen Bedarf an Ersatzinvestitionen. Mit der unterstellten Abschaltung fällt bis 2020 etwa die Hälfte der gesamten Erzeugungskapazitäten weg (siehe nachfolgende Abbildung). Neben den Atomkraftwerken sind es vor allem Kohlekraftwerke, die sich dem Ende ihres Lebenszyklus nähern.

³ Bruttokapazität: 74.000 MW.

⁴ Obwohl es unter steigenden Instandhaltungskosten möglich ist, die Abschaltung hinauszuzögern, untersuchen wir die Rentabilität von Ersatzinvestitionen bei planmäßiger Abschaltung.

Deutschland: Kernkraftwerksproduktion und Reststrommengen (in TWh)

Quelle WestLB Research Schätzungen

Emissionen in beträchtlicher Höhe vorherbestimmt

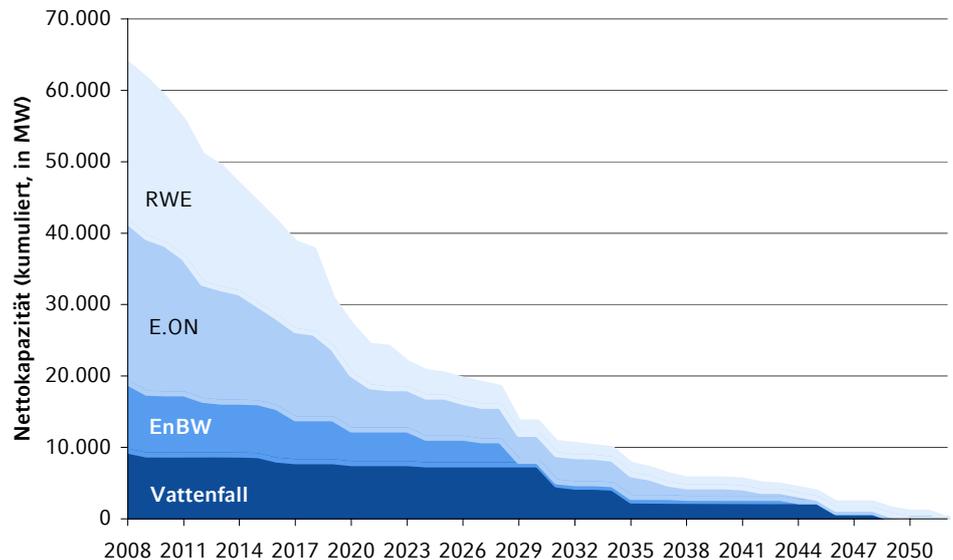
Bis zum Ende ihrer betriebswirtschaftlichen Lebensdauer würden die 114 Bestandskraftwerke, die wir im Rahmen dieser Studie betrachten, 4.900 Mio t CO₂ emittieren (bei konstanter Fortschreibung ihrer bisherigen Emissionen). 72% davon entfallen auf Braunkohlekraftwerke, 23% auf Steinkohlekraftwerke. Damit sind also noch für viele Jahre Emissionen in beträchtlicher Höhe vorherbestimmt. Gleichzeitig wird die maximal erlaubte Menge an Emissionen durch das Emissionshandelssystem der EU begrenzt. Das Emissionsreduktionsziel der EU liegt für 2050 bei -60% bis -80% gegenüber dem Stand von 1990 (Deutschland: -80%). Im Rahmen des G8-Gipfels von Aquila haben sich die Industrieländer auf eine mindestens 80%ige Treibhausgasreduktion bis 2050 festgelegt. Wenn man dieses Ziel auf die Emissionen der deutschen Kraftwerke überträgt und die hohe Lebensdauer von Kraftwerken berücksichtigt, zeigt sich langfristig ein sehr begrenzter Spielraum für Emissionen von Neuanlagen.

Begrenzter Spielraum für Emissionen von Neuanlagen

Ein modernes Braunkohlekraftwerk von 2.000 MW emittiert im Vollastbetrieb etwa 14 Mio t CO₂ pro Jahr, ein Steinkohlekraftwerk etwa 12 Mio t CO₂. Bei Emissionen der deutschen Kraftwerke von etwa 320 Mio t CO₂ im Jahr 1990 dürften bei einer Reduktion um 80 % im Jahr 2050 nur noch ca. 64 Mio t CO₂ emittiert werden. Allein der Neubau fünf moderner Braun- oder Steinkohlekraftwerke mit 2.000 MW würde daher das Emissionsbudget der Kraftwerke für 2050 ausschöpfen. Der Neubau einer großen Anzahl von Kohlekraftwerken (aktuell befinden sich in Deutschland rund 30 Kohlekraftwerke im Bau oder in der Planung) ist daher mit der Einhaltung der langfristigen Klimaschutzziele (2050) nur dann zu vereinbaren, wenn ein Teil der neu errichteten Anlagen vorzeitig abgeschaltet oder mit CCS nachgerüstet wird. Ob sich dies für die Betreiber rechnen würde, erscheint allerdings mehr als fraglich.

Nachfolgende Grafik zeigt, dass der Ersatzinvestitionsbedarf bei Vattenfall in der nächsten Zeit gering ist, während bei E.ON und RWE sehr großer Bedarf besteht.

Auswirkung von Abschaltungen auf die Nettokapazitäten der Kraftwerkportfolien



Quelle PIK, WestLB Research

Verzögerter Atomausstieg? – mögliche Auswirkungen

Die Bundestagswahlen am 27. September 2009 werden eine Richtungswahl im Hinblick auf die künftige Kernenergiepolitik in Deutschland. Im Rahmen dieser Studie gehen wir vom Fortbestand des Status Quo, sprich der im Jahr 2000 durch die damalige Rot-Grüne Bundesregierung mit den Energieversorgern vereinbarten „geordneten Beendigung der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung“ aus. Rechtlich umgesetzt wurde der deutsche Atomausstieg mit der Atomgesetznovelle 2002. In Anbetracht der energiepolitischen Aussagen in den Wahlprogrammen der Parteien (siehe Anhang) und der aus heutiger Sicht möglich erscheinenden Wahlausgänge, hat das Szenario eines verzögerten Ausstieges aus der Atomenergie (Verlängerung von Restlaufzeiten bestehender AKW) an Wahrscheinlichkeit gewonnen.

Energiepolitische Richtungswahl

Bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre ...

Die WestLB hat dieses Szenario in einer anderen Studie („Atomkraft und neue Steuern“, August 2009) näher betrachtet. Im darin diskutierten „Change Szenario“ wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerkslaufzeiten über zusätzliche Stromerzeugungsmengen auf 40 Jahre erweitert werden. Das würde dann mit der erwarteten kommerziellen Serienreife von fossilen Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung (CCS), die für 2020 erwartet wird, übereinstimmen. In einem solchen Szenario könnte es gut sein, dass einige der ältesten noch produzierenden Kernkraftwerke schneller stillgelegt werden müssten, um politische Unterstützung in der deutschen Bevölkerung zu sichern. Bei dem jetzigen Ausstiegszenario laufen die Kernkraftwerke der Betreiber im Durchschnitt bis Ende 2013. Mit einer Verlängerung um acht Jahre kommt man auf eine neue Durchschnittslaufzeit bis 2021.

... ergeben sich Mehreinnahmen von ca. 1 Mrd € je 1.000 MW-Kraftwerk ...

Für ein fiktives deutsches Kernkraftwerk mit 1.000 MW netto errechnet sich bei 32 Jahren Laufzeit für die Restlaufzeit noch ein Free Cash-Flow von 854 Mio €. Unterstellt man 40 Jahre Laufzeit, errechnen wir einen Cash-Flow pro Kraftwerk von 1.872 Mio €. Hierbei wird unterstellt, dass gut 150 Mio € je Kraftwerk zusätzlich zu investieren sind. Das Ergebnis sind Mehreinnahmen von schätzungsweise 1 Mrd € je 1.000 MW-Kraftwerk – allerdings vor Berücksichtigung eines von uns erwarteten leicht niedrigeren Stromgroßhandelspreises.

... und für alle Kernkraftwerke zusammen ein zusätzlicher Free Cash-Flow von 21 Mrd €

Für alle Kernkraftwerke in Deutschland würden dies zusätzliche Free Cash-Flows von knapp 21 Mrd € bedeuten. In der folgenden Tabelle lässt sich der positive Effekt, den wir für E.ON und RWE errechnet haben, erkennen.

Deutsche Kernkraftwerke: zusätzliche Cash-Flows bei Laufzeitverlängerung

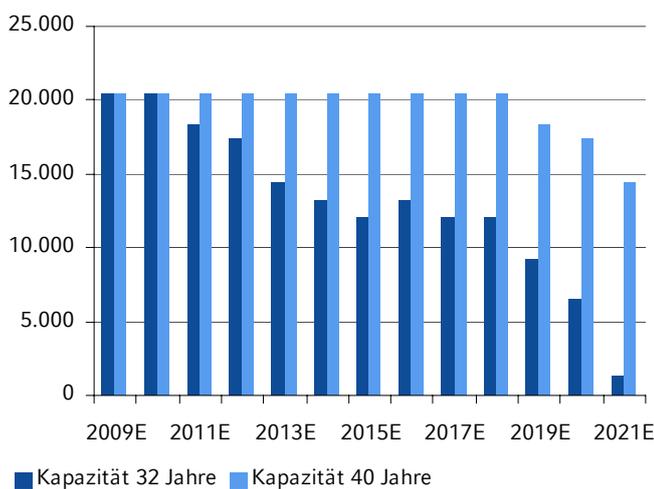
		Gesamt	E.ON	RWE
Kernkraftwerkskapazität netto (E.ON und RWE quotal)	MW	20.416	8.473	5.726
Free Cash-Flows	Mio €	20.796	8.631	5.833
Effekt auf den Unternehmenswert je Aktie	€	-	4,53	10,37

Quelle Unternehmen, WestLB Research Schätzungen

Cash-Flows müssen aus politischen Gründen (zum Teil) abgeschöpft werden

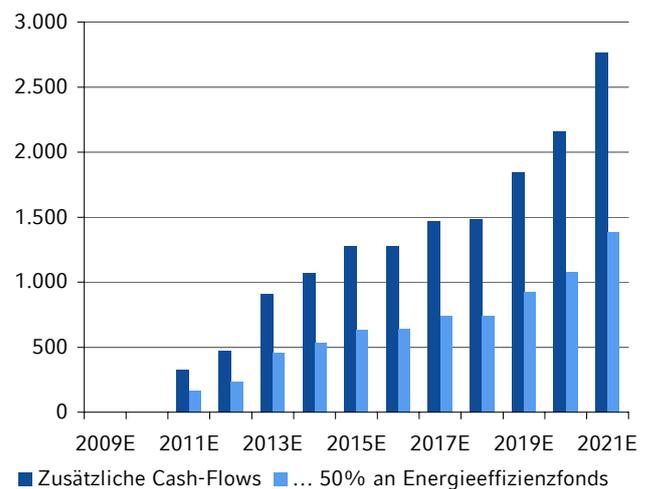
In den Wahlkampfprogrammen von CDU/CSU und FDP wird gesagt, dass Teile der zusätzlichen Cash-Flows aus einer Verlängerung der Laufzeiten abgeschöpft werden sollen. Das könnte sich allerdings als problematisch erweisen, da die Stilllegungen der Kernkraftwerke im bisherigen Atomausstiegfahrplan erst langsam anlaufen werden. Das heißt, dass die zusätzlichen Cash-Flows erst langsam ab 2011 vereinnahmt werden könnten (siehe nachfolgende Grafik, rechte Seite). Das wiederum könnte zu wenig sein, um dies dem deutschen Wähler als Ausgleich für eine Verlängerung der Laufzeiten zu verkaufen. Unterstellt man, dass die Hälfte der geschätzten zusätzlichen Cash-Flow abgeschöpft würden, ergäbe das ein Volumen von nominal 7,5 Mrd € bzw. einen Nettobarwert von 4,2 Mrd €. Anteilig würden auf E.ON knapp 1,7 Mrd € entfallen und auf RWE knapp 1,3 Mrd €. Der Rest von 1,2 Mrd € würde im Wesentlichen auf die beiden Kernkraftwerksbetreiber EnBW sowie Vattenfall entfallen.

Kernkraftwerke: Kapazität bei 32 bzw 40 Jahren Laufzeit (in MW)



Quelle WestLB Research Schätzungen

Kernkraftwerke: zusätzliche Cash-Flow bei Laufzeitverlängerung und mögliche Abschöpfung (in Mio €)



Quelle UCTE, WestLB Research Schätzungen

Verschiebung von Investitionen als weiterer positiver Effekt auf die Cash-Flows

Ein weiterer positiver Effekt auf die Kapitalwerte von E.ON und RWE resultiert aus der in diesem Szenario zu erwartenden Verschiebung von Investitionen in den Ersatz der alten Kernkraftwerke. Unterstellt man, dass die nicht mehr für Investitionszwecke benötigten Cash-Flows in der Zwischenzeit am Kapitalmarkt angelegt werden können, so ergeben sich nach WestLB-Schätzungen positive Werteffekte für E.ON (zwischen 1,8 und 3,6 Mrd €) und RWE (zwischen 1,2 und 2,5 Mrd €). Durch den Unterinvestitionsanreiz bestünde allerdings die Gefahr, dass die Innovationsdynamik in Richtung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien deutlich abgebremst wird.

Emissionshandel und CO₂-Preise

Deutschland hat 2008 bereits das nationale Kyoto-Ziel erreicht

Seit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) im Jahr 2005 entstehen den Kraftwerksbetreibern zusätzliche Kosten für die Emission von CO₂. Die Einrichtung des ETS geschah in mehreren Stufen. Zu nennen ist zunächst das Kyoto-Protokoll von 1997. Die EU-internen Verpflichtungen wurden ein Jahr später mit einem Lastenteilungsverfahren (Burden Sharing Agreement) vereinbart. Unter den Staaten sind die Reduktionsverpflichtungen sehr ungleich verteilt. Deutschland übernahm ein Ziel von -21%, wobei sich diese auf den ersten Blick überproportionale Verpflichtung nur vor dem Hintergrund des Zusammenbruchs der ostdeutschen Industrie nach der Wiedervereinigung und durch leicht erreichbare Effizienzsteigerungen bei den dortigen Kraftwerkskapazitäten, dem Zusammenbruch der emissionsintensiven Industrien sowie erheblichen Effizienzsteigerungen im Gebäudesektor („Wallfall Profits“) verstehen lässt. Ende 2007 wurde eine Verringerung von 20,1% erreicht, und nach Schätzungen des Umweltbundesamts waren es bis Ende 2008 -23,3%. Deutschland hat damit seine Kyoto-Verpflichtungen vorzeitig erfüllt. 2009 – das ist jetzt schon klar – wird die Wirtschaftskrise zumindest vorübergehend zu einer weiteren Verringerung beitragen.

Cap- & Trade-System

Das Kyoto-System ist ein so genanntes Cap- & Trade-System. So erhält jedes Land sogenannte AAUs (Assigned Amount Units) in Höhe der zugestandenen Emissionen. Emissionen von Treibhausgasen werden in CO₂-Mengenäquivalenten gemessen. Die Emissionen innerhalb der Kyoto-Periode (2008-2012) müssen durch diese AAUs abgedeckt werden können. Falls diese jedoch nicht ausreichen, kann ein Land zusätzliche Emissionsrechte von anderen Ländern erwerben. Gelingt dies nicht, müssen die fehlenden Emissionsrechte in der Folgeperiode mit einem 30%igen Aufschlag als zusätzliche Emissionsreduktion erbracht werden (Sanktionsmechanismus).

„Flexible Mechanismen“

Laut Kyoto-Protokoll ist es den Industrieländern erlaubt, ihre Reduktionsverpflichtungen auch durch Maßnahmen im Ausland zu erreichen, welche eine Verringerung von Emissionen bewirken. Dies wird über den Clean Development Mechanism (CDM) – Projekte in Entwicklungsländern – und über Joint Implementation (JI) – Projekte in Industriestaaten – geregelt. Neben den AAUs wurden damit weitere handelbare Emissionsrechte geschaffen: CERs (Certified Emission Reductions) sind Emissionszertifikate, die aus einem CDM-Projekt hervorgehen, ERUs (Emission Reduction Units) sind Zertifikate aus JI-Projekten. Zusätzlich gibt es noch so genannte RMUs (Removal Units). Sie werden von Staaten für Aktivitäten zur Speicherung von Treibhausgasen in Senken – insbesondere Wäldern – erzeugt.

Europäischer Emissionshandel

Das Emissionshandelssystem der EU (EU-ETS) wurde eingeführt, um eine effektive Erreichung der Kyoto-Ziele zu gewährleisten. Es umfasst in der EU etwa 45% der gesamten klimarelevanten Emissionen, in Deutschland etwa 55% (siehe IEA, 2007). Das EU-ETS deckt die Stromerzeugung und energieintensive Bereiche der Industrie ab (z.B. Zementherstellung, Stahlindustrie). Ab 2012 wird auch der Flugverkehr einbezogen. Gehandelt wird mit European Allowances (EUAs), die Emissionsberechtigungen umfassen allerdings nur CO₂ und keine weiteren Treibhausgase. In der „Linking Directive“ wurde die Einbeziehung von ERUs und CERs in das ETS festgelegt.

Nationale Allokationspläne

Die Allokation der Emissionsrechte findet bislang auf nationaler Ebene statt. Dazu erlässt jeder Mitgliedsstaat seinen eigenen nationalen Allokationsplan (NAP) und legt ihn der EU-Kommission vor. Die NAPs regeln die in der jeweiligen Periode in dem jeweiligen Land zu erbringenden Minderungsziele in einzelnen Sektoren und nennen die Instrumente, mit denen die Ziele erreicht werden sollen.

Einige dieser Sektoren unterliegen der Ordnungspolitik (wie z.B. die so genannte Pkw-Richtlinie), andere den Marktmechanismen des Emissionshandels. Für die Sektoren im Emissionshandelssystem werden Minderungsziele aufgestellt. Welche Anlagen letztendlich die Minderungen erbringen, bleibt aber den Marktakteuren und der Lenkungswirkung des Preises überlassen.

NAP2-Periode fokussiert auf tatsächliche Emissionsreduzierungen

In der NAP1-Periode (2005-2007) lag der Schwerpunkt auf der Implementierung des ETS, während die Erreichung der Emissionsminderung noch zweitrangig war. Wegen der Überallokation von Emissionsrechten durch die Zuteilungspläne etlicher Mitgliedsstaaten einschließlich Deutschlands brach der Marktpreis für EUAs gegen Ende der Handelsperiode bis auf wenige Cent zusammen. In der NAP2-Periode (2008-2012) wird die Einhaltung der Kyoto-Verpflichtungen durch tatsächliche Emissionsreduktionen angestrebt. In Deutschland wurden für die dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren Berechtigungen von 453 Mt CO₂ vorgesehen. Zugleich wurde den betroffenen Unternehmen gestattet, einen Teil ihrer Abgabepflichten mit Emissionsgutschriften aus Klimaschutzinvestitionen im Ausland (CDM und JI) zu erfüllen. Die Gesamtanzahl an ERU und CER darf im Zeitraum 2008-2012 jedoch die Höchstgrenze von 22% der in dieser Periode zugeteilten Emissionsberechtigungen nicht überschreiten.

Ausstattung mit Emissionsrechten

Laut Umweltbundesamt betragen 2005 die Emissionen der Stromwirtschaft bundesweit 336 Mio t CO₂, dies entspricht etwa 40% der gesamten CO₂-Emissionen und 35% der gesamten Treibhausgasemissionen. Die Ausstattung der Anlagen folgt zum einen dem so genannten Makroplan, der eine Zielvorgabe für die einzelnen Sektoren umfasst und zum anderen dem Mikroplan, in dem die Zuteilung für die einzelnen Anlagen geregelt wird. In der NAP1-Periode erfolgte die Zuteilung für Bestandsanlagen zu 100% über das so genannte Grandfathering, d.h. der kostenlosen Ausstattung auf Basis von historischen Emissionen. Durch eine große Anzahl von Sonderregelungen und fehlende Erfahrungswerte war die Höhe der Zuteilung zu Beginn der Periode unklar. Bei den Anlagen gab es sowohl Über- als auch Unterausstattungen, insgesamt aber eine deutlich zu hohe Allokation. Als die Überallokation nicht nur der deutschen sondern auch der anderen europäischen Zuteilungsplänen ersichtlich wurde, kollabierte der Marktpreis der EUAs. Mit dem NAP2 wurde die Zuteilung für Energieanlagen deutlich reduziert, zugleich eine Reihe von Sonderregelungen gestrichen und die Zuteilungsvorschrift umgestellt. In der NAP2-Periode machte der Bundestag von der Möglichkeit einer Auktionierung Gebrauch und beschloss die Versteigerung von 8,8% der Emissionsrechte, der Rest wird nun über ein Benchmark-System zugeteilt. Nach 2012 müssen die Kraftwerksbetreiber in Westeuropa ihre Emissionsberechtigungen zu 100% ersteigern.⁵

Stromwirtschaft im Fokus

Der Sektor trägt die Hauptlast innerhalb des EU-ETS

Die Stromwirtschaft trägt innerhalb des ETS die Hauptlast zur Erreichung der Emissionsreduktionen. Neben dem großen Minderungspotenzial, das der Sektor generell bietet, gibt es hierfür zwei weitere, politisch motivierte Gründe:

Zum einen soll nach den Erfahrungen der ersten Handelsperiode ein Teil der Windfall-Profiten, die durch Einpreisung der kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate entstehen, abgeschöpft werden. Zum anderen soll die stärker dem internationalen Wettbewerb ausgesetzte energieintensive Industrie weitestgehend geschont bleiben.

⁵ Ausgenommen sind einige osteuropäische EU-Länder (z.B. Polen), die zunächst nur 30% der Emissionsrechte für die Stromwirtschaft versteigern müssen und bis 2020 kontinuierlich zur Vollauktionierung übergehen müssen.

Neben der Verkürzung des Emissionsbudgets in der nun laufenden NAP2-Phase (Verkleinerung der jährlichen Zuteilung von 495 Mio t auf 453 Mio t), macht sich dabei vor allem der Übergang zu einer Veräußerung von 40 Millionen Zertifikaten bemerkbar. Letzteres führt zu einer zusätzlichen Kürzung der kostenlosen Zuteilung für Strom erzeugende Anlagen von 15,6% (siehe DEHSt, 2008).

Zuteilung von Emissionsrechten erfolgt über Benchmark-System

Die Ausstattung in der NAP2-Phase erfolgt nach dem Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012). Die Zuteilung für Stromerzeuger wird damit über ein Benchmark-System reguliert. Dahinter steht die Idee einer Ausstattung gemäß dem besten Stand der verfügbaren Technik. Moderne Anlagen erhalten eine vollständige Ausstattung mit Emissionszertifikaten, ineffizientere Anlagen werden unzureichend ausgestattet und müssen zusätzliche Emissionsrechte erwerben. Für Kraftwerke wurden zwei Benchmarks eingeführt: Eine Benchmark für Kohlekraftwerke (750 g CO₂/kWh Nettostromproduktion) und eine Benchmark für Gaskraftwerke (365 g CO₂/kWh). Die Ausstattung für bestehende Kraftwerke erfolgt gemessen an ihrer historischen Stromproduktion innerhalb einer Basisperiode (in der Regel 2000-2005). Neuere Anlagen (ab 2003) und Neuanlagen erhalten eine Ausstattung mit der jeweiligen Benchmark unter Annahme eines Standardauslastungsfaktors (7.500 Volllaststunden pro Jahr für Steinkohle- und Gaskraftwerke sowie 8.250 Stunden für Braunkohlekraftwerke).

Deutliche Verringerung der kostenlosen Zuteilung in der NAP2-Periode

Insgesamt werden während der Kyoto-Periode jährlich durchschnittlich 193,1 Millionen Emissionsberechtigungen pro Jahr für die Bestandsanlagen der Stromwirtschaft kostenlos ausgegeben. Dies ist eine deutliche Kürzung gegenüber der ersten Handelsperiode (siehe DEHSt, 2008).

Langfristige Ziele

Um die Emission von Treibhausgasen langfristig auf ein vertretbares Maß zurückzuführen, haben die Bundesregierung und die EU-Kommission weitere Ziele verbindlich beschlossen. Bis 2020 will die EU ihre Emissionen um 20% gegenüber dem Niveau von 1990 reduzieren. Die EU hat angekündigt, das Reduktionsziel auf 30% zu erhöhen, falls „andere Industrieländer vergleichbare Ziele definieren und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer eigene Anstrengungen zum Klimaschutz unternehmen“. Beim G8-Gipfel im Juli 2009 haben die Industrieländer verkündet, ihre Treibhausgasreduktionen bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 zu reduzieren. Die weltweiten Emissionen sollen bis 2050 um mindestens 50% unter das Niveau von 1990 sinken.

Implikationen für den Neubau von Kohlekraftwerken

Im Energiebereich will die Bundesregierung bis 2020 30 Mt weniger Emissionen durch eine Erneuerung des Kraftwerksparks erreichen und den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 25 bis 30% erhöhen (Meseberger Beschlüsse). Dies bedeutet laut Regierungserklärung vom 26. April 2007:

„Nach 2012 werden relativ CO₂-intensive Kohlekraftwerke vermutlich nur dann errichtet werden, wenn

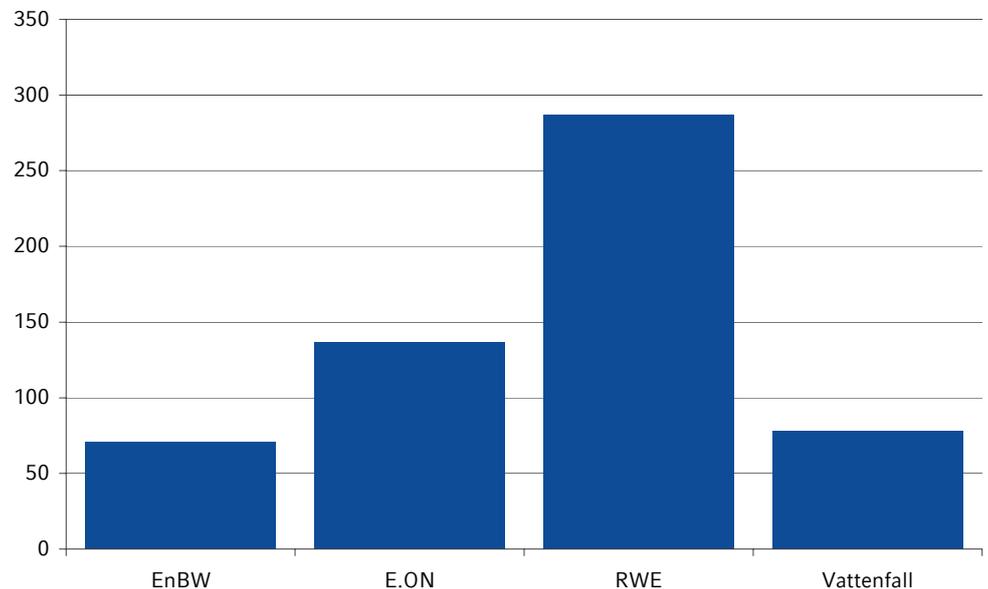
- das CO₂ abgeschieden und gespeichert wird (CCS-Technologie),
- die notwendigen Emissionsrechte auf dem Emissionshandelsmarkt erworben werden,
- Klimaschutzprojekte im Ausland durchgeführt werden, um dafür Emissionsrechte zu erhalten.“

Emissionshandel in der Kyoto-Periode und die Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft

Insgesamt entfallen Gutschriften über 672 Mio t CO₂ auf die vier großen Stromkonzerne

Mithilfe des Zuteilungsgesetzes 2012 und unseres Modells kann der Nettoeffekt des Emissionshandels für die Energieversorger in der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008-2012) abgeschätzt werden. Insgesamt entfallen Gutschriften über 672 Mio t CO₂ auf die vier Energiekonzerne für ihre Beteiligungen an Bestandskraftwerken. Nachfolgende Grafik zeigt die nach unseren Berechnungen auf die Unternehmen entfallende kostenlose Zuteilung an Emissionsberechtigungen während dieser ersten Kyoto-Periode (ohne Berücksichtigung von Kraftwerksneubauten). Vattenfall und RWE erhalten 26% bzw. 43% der Zuteilungen, stellen allerdings nur 15% bzw. 35% der Kapazitäten. Darin spiegelt sich der hohe Kohleanteil wider.

In der ersten Kyoto-Periode (NAP2) kostenlos zugeteilte Emissionsberechtigungen (EUAs) für Bestandskraftwerke (in Mio t CO₂)



Quelle PIK, WestLB Research

Kostenlose Ausstattung umfasst noch immer 60%

Bei einem CO₂-Preis von z.B. 25 €/t CO₂ (siehe Basisszenario, S. 27) ergibt sich damit ein Volumen von 18,4 Mrd € für die kostenlos zugeteilten EUAs. Dies sind Windfall-Profiten, da die Emissionsberechtigungen zu Marktpreisen veräußert werden könnten und bei der Stromerzeugung als Opportunitätskosten eingepreist werden. Den 672 Mio t CO₂ kostenlos zugeteilter Berechtigungen stehen allerdings Emissionen von insgesamt etwa 1.090 Mio t CO₂ während des gleichen Zeitraums gegenüber. Die kostenlose Ausstattung umfasst somit noch immer über 60%. Für den Rest der Emissionen fallen echte Mehrkosten an, die zwar ebenfalls überwältigt werden können, die aber nicht mehr zu Windfall-Profiten führen. Braunkohlekraftwerke können etwas mehr als die Hälfte ihrer Emissionen (ca. 57%), Steinkohlekraftwerke gut zwei Drittel (68%) und die konventionellen Gaskraftwerke etwa 73% (nur offene Gasturbinen) ihrer Emissionen durch kostenlose Zertifikate abdecken.

Gutschrift über 61 Mio t CO₂ bei „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Strategie

Für Neuanlagen werden zusätzliche Emissionsberechtigungen nach dem Benchmark-Verfahren vergeben. Die Menge ergibt sich nach den Benchmarks für die verwendeten Brennstoffe (750 g CO₂ / kWh bei Kohle, 365 g CO₂ / kWh bei Gas) und den zugehörigen Standardauslastungsfaktoren (94% Auslastung für Braunkohlekraftwerke, sonst 86%). Erstere bevorzugt Kohlekraftwerke deutlich gegenüber Gaskraftwerken, letztere bevorzugt Braunkohlekraftwerke.

Bei einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Ersatzstrategie würden weitere Emissionsberechtigungen über 61 Mio t CO₂ auf die Energieunternehmen entfallen. Wenn alle neugebauten Kraftwerke GuD-Kraftwerke wären („Brennstoff-durch-Gas“-Strategie), würden dagegen lediglich 36 Millionen neue Emissionsberechtigungen ausgegeben.

30-65 Mio € Windfall-Profit für den Neubau eines 500-MW-Ersatzkraftwerks

Die Windfall-Profite für die Ersatzkraftwerke lassen sich auf Basis des Zuteilungsgesetzes exakt ableiten. Ein neues 500-MW-Ersatzkraftwerk erhielte demnach jährliche Gutschriften von 2,37 Mio t CO₂ bei einem Steinkohle-, 2,61 Mio t CO₂ bei einem Braunkohle- und 1,16 Mio t CO₂ bei einem Gaskraftwerk. Diese Emissionsrechte besitzen bei einem CO₂-Preis von 25 € einen Wert von etwa 30 Mio € (GuD) bis 65 Mio € (Braunkohle) jährlich. Das ist wesentlich attraktiver als der 15%ige Investitionszuschuss, der nach dem neuen Klimapakets der EU für den Zeitraum 2013-2016 gewährt werden kann (siehe S. 24). Wenn man ad hoc unterstellt, dass für den Nachweis der CCS-Nachrüstbarkeit Mehrinvestitionskosten von 25% anfallen, so würde der Zuschuss für ein 500 MW-Kohlekraftwerk einmalig bei etwa 110 Millionen € liegen, wohingegen die Windfall-Profite durch die kostenlos zugeteilten Zertifikate Jahr für Jahr anfallen.

Weiterhin hohe regulative Risiken

Neuregelungen im EU-ETS

In der internationalen Politik sowie auf der Ebene der EU wird derzeit über verbindliche Rahmensetzungen für den Klimaschutz verhandelt. Ein Teil der Verhandlungen für die Zeit nach 2012 wurde im Dezember 2008 mit Verabschiedung des Energie- und Klimapakets durch das Europäische Parlament abgeschlossen. Für die Stromwirtschaft besonders wichtig sind dabei die Ergebnisse, die den Emissionshandel betreffen. Dazu gehören die Entscheidungen über die Höhe des EU-ETS-Cap bis 2020, der Übergang zur Vollauktionierung für Anlagen der Stromerzeugung in Westeuropa, die Regelung der Einbeziehung von Zertifikaten aus Emissionsminderungsprojekten im Ausland und die Möglichkeit eines Investitionszuschusses für Kraftwerksneubauten. Abhängig vom Ausgang des UN-Klimagipfels im Dezember 2009 in Kopenhagen ist mit Neuverhandlungen über die Bestandteile des Pakets zu rechnen. Falls es in Kopenhagen zu keinem Abkommen kommen sollte, könnte ein Sondergipfel in 2010 ein internationales Klimaabkommen herbeiführen. Durch den anschließenden Ratifizierungsprozess oder durch Reviewmechanismen gibt es darüber hinaus gewisse regulative Risiken.

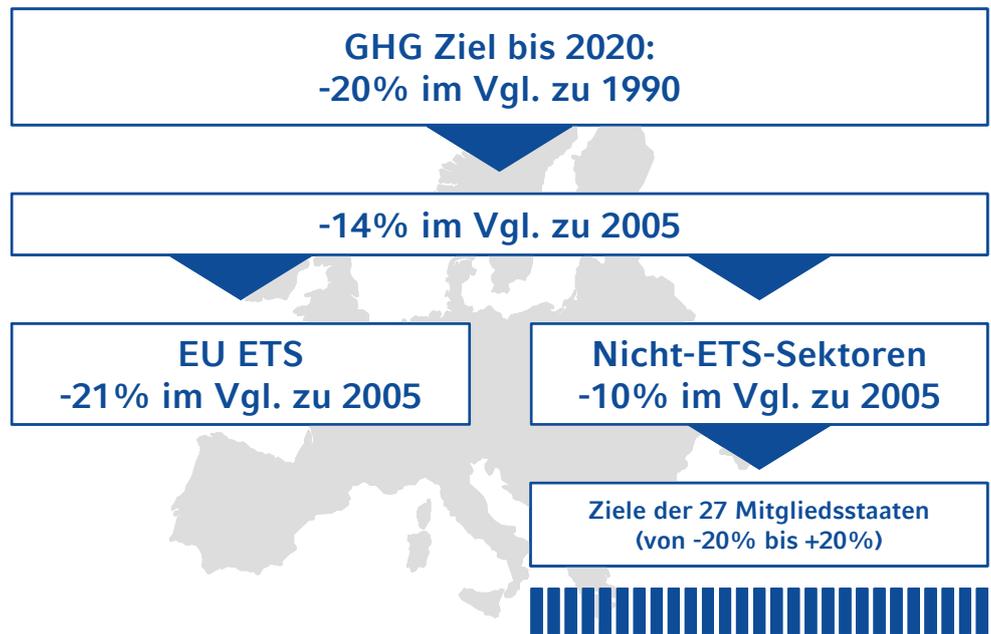
Verbindliche Festlegung von Mindestreduktionszielen

Das Energie- und Klimapakets der EU

Im Energie- und Klimapakets wurden für den Zeitraum von 2013 bis 2020 Mindestreduktionsziele für die vom Emissionshandel betroffenen Sektoren verbindlich festgelegt. Das verbindliche Emissionsreduktionsziel der EU liegt derzeit bei -20% gegenüber dem Stand von 1990. Dies entspricht einer Reduktion um -14% gegenüber 2005. Für den Emissionshandelssektor wurde eine Reduktion um -21% gegenüber dem Stand der gemeldeten Emissionen des Jahres 2005 vereinbart.

Die Minderungsziele des EU-ETS werden, anders als in den ersten beiden Handelsperioden, in Zukunft auf EU-Ebene beschlossen. Zusätzlich wird ab 2012 der Flugverkehr in das Emissionshandelssystem einbezogen (siehe WestLB-Studie „More headwinds through CO₂ costs“, März 2009).

Ziele des Energie- und Klimapakets der EU

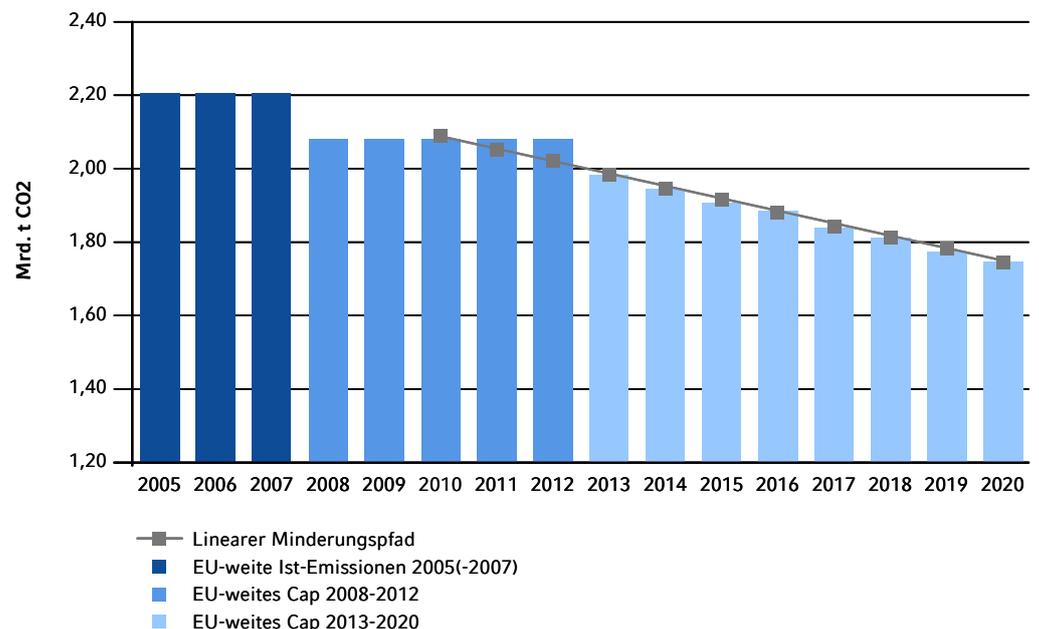


Quelle Europäische Kommission, Dezember 2008

Anpassung der Kappungsgrenze auf einem linearen Reduktionspfad

Die Kappungsgrenze des ETS wird auf einem linearen Pfad zwischen dem Jahr 2010 und dem Jahr 2020 rechnerisch um etwa 1,74% pro Jahr verringert. Da allerdings bis 2012 noch die Ziele der zweiten Verpflichtungsperiode gelten, erfolgt der erste Anpassungsschritt de facto erst im Jahr 2013. Die Folge ist, dass sich die zugeteilten Emissionsrechte in diesem Jahr auf einen Schlag um mehr als 5% verringern. Diese Methodik würde auch erhalten bleiben, wenn das Reduktionsziel nach dem UN-Klimagipfel von Kopenhagen verschärft auf 30% werden sollte. Allerdings würden dann die jährlichen Reduktionsschritte dementsprechend größer ausfallen.

Der EU-weite Reduktionspfad – linear sinkende Kappungsgrenze bis 2020



Quelle BMU, Januar 2009

Vollständige Versteigerung von Emissionsrechten in Westeuropa

Für die Staaten Westeuropas, also auch für Deutschland, wurde nach heftigem Tauziehen eine vollständige Versteigerung der Emissionsrechte für Anlagen der Stromerzeugung beschlossen. Diese Regel wurde allerdings durch eine Ausnahmeregelung versüßt: Über die Einnahmen aus der Versteigerung der Zertifikate können die Mitgliedstaaten im Zeitraum 2013-2016 bis zu 15% der gesamten Investitionskosten für den Bau CCS-nachrüstfähiger (CCS-ready) Kraftwerke mit hohem Wirkungsgrad übernehmen.

Diese Regelung ist als Anreiz für den Neubau von effizienten Kohlekraftwerken zu verstehen. Dabei ist noch unklar, welche zusätzlichen Voraussetzungen für die CCS-Fähigkeit zu erfüllen sind, zumindest Freiflächen im Bebauungsplan und Anschlussfähigkeit an Pipelines und Lagerstätten sind nachzuweisen. Es ist zu erwarten, dass diese Regelung Gegenstand intensiven Lobbyings sein wird, bzw. bereits ist. Sie kompensiert jedoch nicht den Wegfall von Windfall-Profiten durch die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen.

Mögliche Verschärfung der Emissionsminderungsziele infolge eines internationalen Abkommens

Sollte die EU im Rahmen eines erfolgreichen internationalen Abkommens eine 30%ige Reduktionsverpflichtung akzeptieren, so würden voraussichtlich auch die Reduktionsziele im Emissionshandel entsprechend erhöht. Insgesamt muss der Emissionshandelssektor eine Emissionsminderung von rund 3.300 Mio t CO₂ im Zeitraum 2008 bis 2020 gegenüber dem Referenzjahr 2005 erbringen. Dabei können für rund 1.750 Mio t CDM/JI-Emissionsgutschriften genutzt werden. Bei einer Neuverhandlung würde vermutlich auch die Einbeziehung von Zertifikaten aus den „flexiblen Mechanismen“ in den EU-Emissionshandel neu geregelt werden.

Es ist unklar, ob hier neben dem Zugang zu Zertifikaten aus CDM- und JI-Mechanismen in Zukunft auch Zertifikate aus neuen Marktmechanismen (sektoraler CDM, Policy-CDM) oder gar Zertifikate aus vermiedener Entwaldung (so genannte REDD-Zertifikate: Reducing Emissions from Deforestation and Degradation) eine Rolle spielen werden. (siehe unten). Falls diese in das EU-ETS einbezogen werden sollten, was derzeit eher unwahrscheinlich scheint, könnte in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Quote wegen der sehr großen Anzahl kostengünstiger REDD-Zertifikate ein erheblicher Druck auf die Zertifikatspreise erzeugt werden („Preisventil“).

Unsicherheitsfaktoren für den CO₂-Preis

Wirtschaftskrise könnte CO₂-Preis auf Jahre hinaus unter Druck setzen

Seit dem dritten Quartal 2008 sinken aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise die Emissionen im EU-Emissionshandelssektor stark. Wir gehen davon aus, dass sie im EU-ETS-Sektor in 2009 um etwa 10% unter denen des Jahres 2007 liegen könnten. Das Absinken des Preises von 31 € im Juli 2008 auf weniger als 10 € im Februar 2009 ist Ausdruck dieser sich abschwächenden Nachfrage nach Emissionsberechtigungen.

Preis EUA Future Handelsperiode 2, 2009 (04.10.2005 – 12.08.2009)*

* an der EEX, erster Liefertag: 1.12.2009; erster Handelstag: 4.10.2005, letzter Handelstag: 30.11.2009

Quelle EEX, August 2009

Kappungsgrenzen zu unflexibel definiert

Je nach Weiterentwicklung der Wirtschaftskrise und damit auch des Emissionsausstoßes könnte der Preisdruck in den kommenden Jahren weiter anhalten. Da kostenlos ausgegebene, aber vor 2012 nicht genutzte Emissionserlaubnisse „gebankt“ und nach 2013 genutzt werden können, könnten bei einer sich länger hinziehenden Wirtschaftskrise erhebliche Mengen an kostenlos ausgegebenen Emissionserlaubnissen in der dritten Verpflichtungsperiode zur Verfügung stehen. Alle Kalkulationen über den künftigen Bedarf an Emissionserlaubnissen bis 2020 beruhen noch auf den Zeiten vor der Wirtschaftskrise. Die Ziele wurden dagegen „unflexibel“ definiert, da sie von festen Basisjahren 1990 bzw. 2005 ausgehen und darauf basierend eine „normale“ Wirtschaftsentwicklung annehmen. Mit den starken Einbrüchen der Nachfrage im ersten Quartal 2009 könnte sich dies nun als Makulatur erweisen und die Ziele keine effektive Beschränkung mehr darstellen. Genau dieses ist aber für ein funktionierendes Cap- und Trade-System erforderlich. Die Folge könnten erhebliche Preissprünge sein, bis hin zum Marktzusammenbruch. Die Wahrscheinlichkeit dafür hat allerdings offenbar zuletzt wieder abgenommen, da sich die EUA Future-Preise analog zu den Kursen an den Weltaktienbörsen wieder etwas erholt haben.

Überangebot an Zertifikaten droht

Risikofaktor REDD

Hinzu kommt, dass es durch die Einbeziehung vermiedener Entwaldung (REDD) in den Emissionshandel zu einem immensen Angebot von Zertifikaten und einem dementsprechend hohen Preisdruck kommen könnte. Allerdings könnten diese nach den jetzigen Beschlüssen im Rahmen des EU-ETS bis 2020 nicht genutzt werden. Die bis 2020 angestrebte Halbierung des Abholzungsstempes des tropischen Regenwaldes entspricht in etwa einem 15%igem Reduktionsziel des Emissionshandelssektors der Industrieländer, also einem großen Teil ihres Gesamtziels.

Viele Fragezeichen**US-Emissionshandelssystem**

Die neue US-Regierung sowie der Senat haben mit hohem Tempo Kurs auf die Einführung eines US-ETS genommen. Noch in diesem Jahr oder Anfang nächsten Jahres soll über ein US-weites Emissionshandelssystem entschieden werden. Aber natürlich verbleiben erhebliche Unsicherheiten, ob dies tatsächlich alles plangerecht passieren wird.

Kontroverse Debatte**Reform des Clean Development Mechanism**

Es gibt eine starke internationale Diskussion darüber, den CDM zu reformieren: Einerseits z.B. in Richtung sektoraler CDM-Ansätze, was das Angebot von CDM-Zertifikaten deutlich erhöhen würde; andererseits in Richtung einer Fokussierung auf Emissionsreduktionen jenseits der Low-Cost-Optionen, was den Preis nach oben drücken würde. Auch könnte es sein, dass CDM-Zertifikate insbesondere aus Schwellenländern, in Zukunft diskontiert werden, das heißt zu einem geringeren Kurs als 1:1 in AAUs oder ERUs umgetauscht werden. Dann wäre mehr als ein Zertifikat notwendig, um eine Tonne CO₂ in den Industrieländern ausgleichen zu können.

Vorreiter ist erneut die EU**Einbeziehung des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs**

Es wird darüber verhandelt, den internationalen Flug- und Schiffsverkehr ab 2013 in den internationalen Emissionshandel einzubeziehen. Dies könnte einerseits – wie von der EU gefordert – über die Verhandlungen im Rahmen des Kopenhagenabkommens passieren. Die Einbeziehung des Flugverkehrs könnte aber auch durch eine bilaterale Vereinbarung der EU mit den USA erfolgen. Wenn – analog zur Einbeziehung des Flugverkehrs im EU-ETS ab 2012 – auch in den USA alle ein- und ausgehenden Flüge im Rahmen des ETS erfasst würden, würde das insgesamt 80% aller internationalen Flüge erfassen. Die EU-Kommission hat zudem angekündigt, dass sie – wie sie das bereits beim internationalen Flugverkehr getan hat – auch den internationalen Schiffsverkehr in und aus der EU mit in den EU-ETS einbeziehen würde, wenn es diesbezüglich zu keiner internationalen Lösung kommt.

Ausstieg aus dem Ausstieg?**Deutsche Atompolitik**

Eine weitere schwer abzuschätzende Einflussgröße ist die deutsche Atompolitik (siehe S. 16). Durch verlängerte Laufzeiten für die deutschen Kernkraftwerke oder gar durch eine Abkehr vom Atomausstieg würde der Anstieg der Nachfrage nach Emissionsberechtigungen für fossil befeuerte Ersatzkraftwerke gebremst.

Abbildung von Unsicherheit über vier CO₂- und drei Brennstoff-Preisszenarien**CO₂- und Brennstoffpreisszenarien**

Die Unsicherheit über die weitere Entwicklung der CO₂-Preise wird im Rahmen dieser Studie durch vier Szenarien abgebildet: ein Basis-, ein Niedrig-, ein Hochpreis- sowie ein Extrempreisszenario. Die künftige Brennstoffpreisentwicklung wird durch drei Szenarien abgebildet. Die Gewichtseinheiten der Brennstoffe werden dabei auf die in der jeweiligen Menge enthaltene Energie umgerechnet.⁶ Langfristig (bis 2040) wird ein stärkerer Anstieg von Gas- und Ölpreisen relativ zu Steinkohlepreisen unterstellt.

⁶ Für die Mix-Kraftwerke Walheim (Kohle + Öl) und Altbach-Deizisau (Kohle-Gas-Öl) wird ein Brennstoffeinsatz von 100% Steinkohle (Walheim) bzw. 80% Steinkohle und 20% Gas (Altbach-Deizisau) angenommen.

Die Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien*

Brennstoffpreise (real in €/MWh)	2010	2015	2020	2025
Basis				
Steinkohle	12,2	12,8	13	13,2
Braunkohle	6,1	6,2	6,4	6,4
Gas	27,7	26,8	27,5	28,2
Heizöl	53,2	51,4	52,8	54,1
Niedrig				
Steinkohle	9,2	9,6	9,7	9,7
Braunkohle	5,4	5,4	5,4	5,4
Gas	20,9	20,2	20,8	21,1
Heizöl	40	38,7	39,4	39,9
Hoch				
Steinkohle	15,4	16	16,3	16,9
Braunkohle	7,4	8	8,6	8,7
Gas	34,3	33,7	34,2	35,9
Heizöl	66,6	63,9	66,2	69,5
CO₂-Preise (EUA, real in €/tCO₂)				
Niedrig	7	7	7	7
Basis	25	25	25	25
Hoch	37,5	37,5	37,5	37,5
Extrem	85	85	85	85

* Brennstoffpreise inklusive Transportkosten

Quelle PIK, WestLB Research

Gipfel in Kopenhagen bringt
keinen Durchbruch

Basisszenario: „Business As Usual“ (BAU) / Klimaschutz im Mittelmaß

In Kopenhagen wird Ende 2009 ein mäßig ambitioniertes Klimaschutzabkommen mit im Durchschnitt 20%igen Reduktionszielen der Industrieländer und einigem zusätzlichen Klimaschutz in Schwellenländern verabschiedet. Der internationale Flug- und Schiffsverkehr wird nur bilateral von der EU und den USA in den Emissionshandel integriert. REDD wird nur in geringem Maße über den Emissionshandel finanziert. Durch die Nutzung von CDM-Zertifikaten werden die Stromversorger in die Lage versetzt, bei einem nur geringfügig veränderten nationalen Energiemix ihre CO₂-Intensität zu senken. Von der Industrie soll über Gratis-Zuteilungen von Emissionsberechtigungen nur eine moderate Verringerung der Emissionen eingefordert und aus Wettbewerbsgründen mit einer geringeren Geschwindigkeit vorangeschritten werden als bei den Stromversorgern.

Der CO₂-Preis liegt in diesem Szenario durchgängig bei 25 €/t CO₂.

Preiswerter, aber wenig
wirksamer Klimaschutz;
geringe Belastung der
Industrie

Niedrigpreisszenario: Klimaschutz auf dem Papier

Vor dem Hintergrund der Wirtschaftskrise und auf Druck durchsetzungsstarker Interessengruppen wird in Kopenhagen ein für die politischen Akteure gut aussehender Deal vereinbart. Durch die Einbeziehung der flexiblen Mechanismen kann die Politik auf dem Papier an den ambitionierten Zielgrößen festhalten. Die Emissionsminderungsverpflichtungen der Industrieländer werden dabei allerdings durch einen breiten Zugang zu kostengünstigen Zertifikaten aus CDM- oder REDD-Projekten erreicht. Dadurch wird der Klimaschutz deutlich preiswerter und die heimischen Industrien werden nur in geringem Maß belastet.

Der CO₂-Preis liegt in diesem Szenario durchgängig bei 7 €/t CO₂.

Hochpreisszenario: Das politisch angekündigte Szenario - Ambitionierter Klimaschutz

USA und Schwellenländer ziehen mit

Die USA erklären sich bereit, eine nationale Klimaschutzgesetzgebung inklusive Emissionshandel einzuführen, und die Schwellenländer zeigen Entgegenkommen. Die EU akzeptiert beim UN-Klimagipfel in Kopenhagen wie angekündigt ein weitergehendes CO₂-Reduktionsziel. Der internationale Flugverkehr und die internationale Seeschifffahrt werden in den weltweiten Emissionshandel eingegliedert, der Zugang zu CDMZertifikaten wird begrenzt. Für Branchen, die sich auf den internationalen Wettbewerb berufen, wird ein gesondertes Abkommen zwischen Industrie- und Schwellenländern getroffen.

Der CO₂-Preis liegt in diesem Szenario durchgängig bei 37,5 €/t CO₂.

Extrempreisszenario: Starke und entschlossene Reaktionen auf die drohende Klimakatastrophe

Paradigmenwechsel

In diesem Szenario schaffen neue wissenschaftliche Erkenntnisse einen starken Handlungsdruck auf die politisch Verantwortlichen. Es wird zur Staatsräson in allen wichtigen Nationen dieser Welt (inklusive Schwellenländern), einen gefährlichen Klimawandel zu vermeiden. Parallel werden hierzu mehrere Maßnahmen mit großer Ernsthaftigkeit in Angriff genommen: Dazu gehören der Umbau des Energie- und Verkehrssystems, die Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden (Neubau und Bestand) sowie die Entwicklung und Umsetzung einer weltweiten Forst- und Landwirtschaftsstrategie, die darauf abzielt, die Senkentätigkeit von Wald und Boden zu erhöhen.

Der CO₂-Preis liegt in diesem Szenario durchgängig bei 85 €/t CO₂.

Bewertung unter Berücksichtigung von Unsicherheit

Sensitivitätsanalysen

Gegenstand unserer Studie ist die Analyse der Abhängigkeit der Unternehmenswerte von den Kraftwerksportfolien, den Ersatzstrategien der Unternehmen und den verschiedenen Szenarien im Hinblick auf die weitere Entwicklung der relevanten preislichen Rahmenbedingungen. Im Vordergrund steht dabei die Diskussion der einzelnen Szenarien und ihrer Auswirkungen. Dementsprechend treffen wir vor allem bedingte Aussagen, d.h. Aussagen vom Typ „wenn das Unternehmen Strategie A wählt und das Szenario 1 eintritt, so liegt der Wert des Kraftwerksportfolios bei X Mrd €“. Auf diese Weise werden mehrere Fälle durchgespielt und bewertet. Diese Vorgehensweise hat insbesondere aus der Risikoperspektive einen hohen Nutzen und Erkenntniswert. So kann mittels Sensitivitätsanalysen untersucht werden, wie hoch die Unsicherheiten bei der Bewertung der Kraftwerksportfolien sind und gesichert werden, dass vorgenommene Schlussfolgerungen robust sind.

Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen

Unternehmen und Investoren müssen ihre Entscheidung jedoch bei Unsicherheit treffen und dabei alle Szenarien, die aus heutiger Sicht als wahrscheinlich erachtet werden können, mit in ihre Überlegungen einbeziehen. Um diesen Vorgang abbilden zu können, arbeiten wir mit einer subjektiven Wahrscheinlichkeitsverteilung. Die nachfolgende Tabelle enthält die entsprechend angenommenen Wahrscheinlichkeitswerte für die insgesamt zwölf Fälle, die sich aus der Kombination unserer CO₂- und Brennstoffpreisszenarien ergeben.

Gemeinsame Wahrscheinlichkeiten für unsere Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien

Brennstoffpreisszenario	CO ₂ -Preisszenario				Σ
	7 €/t CO ₂	25 €/t CO ₂	37,5 €/t CO ₂	85 €/t CO ₂	
Niedrig	5 %	10 %	10 %	2,5 %	27,5 %
Basis	7,5 %	21 %	10 %	2 %	40,5 %
Hoch	12,5 %	10 %	8 %	1,5 %	32 %
Σ	25 %	41 %	28 %	6 %	100 %

Quelle PIK, WestLB Research

Unternehmenswert und Klimarisiken – Das Modell

Bewertung der Kraftwerksportfolien mithilfe des DCF-Verfahrens

Der Unternehmenswert der vier großen deutschen Versorger, die wir im Rahmen dieser Studie betrachten, wird ganz wesentlich durch den Wert ihrer Kraftwerksportfolien bestimmt. Um die Auswirkungen der verschiedenen CO₂- und Brennstoff-Preisszenarien auf die Unternehmenswerte abschätzen zu können, berechnen wir den Barwert des durch das jeweilige Kraftwerksportfolio generierten Nettozahlungsstroms (im Folgenden als Portfoliowert bezeichnet). Hierzu werden die jährlichen Zahlungsströme für jedes der von uns untersuchten 114 Kraftwerke geschätzt und dann über alle im jeweiligen Portfolio befindlichen Kraftwerke aggregiert, diskontiert und aufsummiert (DCF-Verfahren).⁷

Die jährlichen Free Cash-Flows nach Steuern – und damit den Zähler der Barwertformel – berechnen wir wie folgt:

$$\blacksquare \text{ Free Cash-Flow} = (1 - 0,3) * \text{EBIT} + \text{Abschreibungen} - \text{CAPEX.}$$

Dabei nehmen wir eine Steuerquote von 30% an. Die Berechnungen werden mit Realwerten (d.h. inflationsbereinigt) durchgeführt, und es wird eine Diskontierungsrate von 4% unterstellt (zu den Einzelheiten bei der EBIT-Berechnung, siehe S. 32).

Bewertung des Kraftwerksbestands sowie einer Generation von Ersatzkraftwerken

Bei der Berechnung der Portfoliowerte werden die Restlaufzeit der bestehenden Kraftwerke ab 2008 sowie der komplette Lebenszyklus der jeweiligen Ersatzkraftwerke einbezogen. Der Zeitindex $t=0, 1, 2, \dots$ beginnt im Jahr 2008 und endet mit der Stilllegung des letzten neu gebauten Kraftwerks. Es werden somit der aktuelle Kraftwerksbestand sowie die nächste Generation neuer Kraftwerke bei der Berechnung der Portfoliowerte berücksichtigt. Betriebswirtschaftlich gesehen erfolgt die Wertschöpfung der Kraftwerksportfolien hauptsächlich in den nächsten 30 bis 40 Jahren.⁸

Ersatz von Kraftwerken

Test von fünf verschiedenen Ersatzstrategien

Im Modell gehen wir davon aus, dass die Stilllegung von Kraftwerken am Ende der betriebswirtschaftlichen Lebensdauer erfolgt und ein stillgelegtes Kraftwerk durch ein neues Kraftwerk mit der gleichen (Netto-)Kapazität ersetzt wird.

Die Unternehmen verfolgen dabei folgende Ersatzstrategien:

- „**Brennstoff-durch-Kohle**“: Auslaufende Kraftwerke werden durch Steinkohlekraftwerke ersetzt;
- „**Brennstoff-durch-Gas**“: Auslaufende Kraftwerke werden durch moderne Gaskraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerk, GuD) ersetzt;
- „**Brennstoff-durch-Brennstoff**“: Auslaufende Kraftwerke werden durch Kraftwerke desselben Typs ersetzt. Ausnahmen: Kernkraftwerke werden durch Steinkohlekraftwerke ersetzt (Atomausstieg), Kraftwerke mit Heizöl-Anteil werden durch GuD-Kraftwerke ersetzt;

⁷ DCF: Discounted Cash Flow

⁸ Der Bewertungsfehler, der sich aus der Nichtberücksichtigung weiterer nachfolgender Kraftwerksgenerationen ergibt, ist vernachlässigbar gering.

- **„CCS-Strategie“:** Auslaufende Kraftwerke werden zunächst wie bei der „Brennstoff-durch-Brennstoff-Strategie“ ersetzt. Sobald CCS als Technologie verfügbar ist, werden Steinkohlekraftwerke durch Steinkohlekraftwerke mit CCS ersetzt, Braunkohlekraftwerke durch Braunkohlekraftwerke mit CCS.

Zusätzlich zu den fossilen Ersatzstrategien werden auch die Erneuerbaren Energien bewertet. Da ihre Rentabilität jedoch mittelfristig von der politischen Entscheidung über die Höhe ihrer Förderung abhängt, verzichten wir auf die Bewertung der Erneuerbaren als Ersatzstrategie.

Bewertung der Strategien jeweils aus Sicht eines der vier Unternehmen

Die Bewertung der verschiedenen Strategien erfolgt jeweils aus der Perspektive eines der vier Unternehmen, wobei die Annahme getroffen wurde, dass die jeweils drei anderen Unternehmen eine „Brennstoff-durch-Brennstoff“- Strategie verfolgen.⁹ Die Ersetzung geschieht nach der Vorgabe, ein Kraftwerk mit der gleichen Netto-Kapazität zu errichten. Die Gesamtkapazität bleibt somit bis zur Abschaltung des ersten Ersatzkraftwerks unverändert. Die nachfolgende Tabelle enthält die in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp gemachten Annahmen (die Annahmen für CCS-Kraftwerke finden sich auf S. 56).

Annahmen für neu errichtete Kraftwerke*

Typ	Laufzeit (Jahre)	Wirkungsgrad 2008 (%)	Wirkungsgrad 2020 (%)	Wirkungsgrad 2075 (%)	Stilllegung (€/kW)	Capex (€/kW)			variable Kosten (€/MWh)	Fixkosten (€/kW)
						Min.	Med.	Max.		
SKW	45	45	50	55	50	800	1.200	1.600	2,2	40
BKW	50	44	50	55	50	1.000	1.200	1.400	2,3	65
GuD	40	60	64	70	25	400	550	700	1,7	27

* Watt-Angaben beziehen sich auf die Netto-Kapazität. Variable Kosten enthalten weder Brennstoff- noch CO₂-Kosten.

Quelle PIK, WestLB Research

Bewertungsfehler ist vernachlässigbar gering

Die Stilllegung des ersten Ersatzkraftwerks erfolgt etwa um das Jahr 2050. Die Gesamtkapazität geht dann bis zum Lebensende des letzten Ersatzkraftwerks auf Null zurück. Insgesamt wird nur ein Ersatzzyklus vollständig durchgerechnet. Ein zweiter Ersatzzyklus geht indirekt über die Bestimmung der Auslastung und des Strompreises ein. Für diese zweite Generation von Ersatzkraftwerken wird aber kein DCF-Wert mehr berechnet.

Der Wirkungsgrad eines Kraftwerks bestimmt sich nach dem Baujahr. Für 2008, 2020 und 2075 werden Annahmen gemäß obiger Tabelle getroffen, dazwischen wird linear interpoliert. Als Emissionskoeffizienten für die jeweiligen Brennstoffe werden folgende Werte angenommen:

- Steinkohle: 340 g CO₂/kWh oder 0,094 t CO₂/GJ;
- Braunkohle: 400 g CO₂/kWh oder 0,111 t CO₂/GJ;
- Gas: 190 g CO₂/kWh oder 0,053 t CO₂/GJ;
- Heizöl: 270 g CO₂/kWh oder 0,075 t CO₂/GJ.

Alle Watt- und GJ-Angaben beziehen sich auf den Brennwert.

⁹ Dadurch wird gesichert, dass nicht das gesamte Kraftwerksportfolio letzten Endes aus Kraftwerken nur eines Typs bestehen kann. Dies würde inakzeptabel hohe Versorgungsrisiken implizieren und ist daher nicht realistisch.

Berechnung des EBIT

Für jedes Kraftwerk wird das EBIT (in Euro pro Jahr) wie folgt bestimmt:

$$\text{EBIT} = \text{Erlöse aus Stromverkauf} - \text{Brennstoffkosten} - \text{CO}_2\text{-Kosten} - \text{sonstige variable Kosten} - \text{Fixkosten} - \text{Stilllegungskosten} - \text{Abschreibungen.}$$

Annahme einer linearen Abschreibung

Die Stilllegungskosten fallen im letzten Betriebsjahr an. Sie sind für jedes Kraftwerk individuell gegeben und hängen von der Größe und dem Typ des Kraftwerks ab. Für die bestehenden Kraftwerke unterstellen wir einen Abschreibungszeitraum von 30 Jahren. Die Ersatzkraftwerke werden gleichmäßig über ihre Lebensdauer abgeschrieben (Braunkohle 50 Jahre, Steinkohle 45 Jahre und GuD 40 Jahre).

Brennstoff- und CO₂-Kosten

Die Brennstoff- und CO₂-Preis werden durch unsere vier Szenarien vorgegeben (siehe S. 27). Die Brennstoffkosten berechnen sich wie folgt aus der Stromproduktion und dem Wirkungsgrad:

- **Brennstoffkosten [€]** = Brennstoffpreis [€/MWh] * Brennstoffverbrauch [MWh]
= Brennstoffkosten [€/MWh]*Stromproduktion [MWh] / Wirkungsgrad [%].

Dabei beziehen sich die MWh im Brennstoffpreis auf den Brennwert des Brennstoffs, nicht auf die Stromproduktion.

Die CO₂-Kosten ergeben sich aus Emissionsmenge mal CO₂-Preis. Die Emissionsmenge berechnen wir wie folgt:

- **Emissionen [tCO₂]** = 10⁻⁶ [t/g] * 10³ [kWh/MWh] * Emissionskoeffizient [gCO₂/kWh] * Stromproduktion [MWh] / Wirkungsgrad [%].

Unterschiede zwischen Bestands- und Ersatzportfolien

Bei der Berechnung des EBIT ergeben sich für das Portfolio der alten und das Portfolio der neu gebauten Kraftwerke leicht unterschiedliche Vorgehensweisen. Um kraftwerks-spezifische Besonderheiten hinsichtlich Effizienz und Kosten berücksichtigen zu können, greifen wir für die bestehenden Kraftwerke auf die in der Vergangenheit realisierten Ist-Werte zurück. Für die Ersatzkraftwerke werden dagegen Typ-spezifische Annahmen verwendet (siehe Tabelle auf S. 31).

Kosten der Stromerzeugung & Strompreisbestimmung an der Strombörse

Stromgestehungskosten

Kosten für die Erzeugung einer Einheit Strom

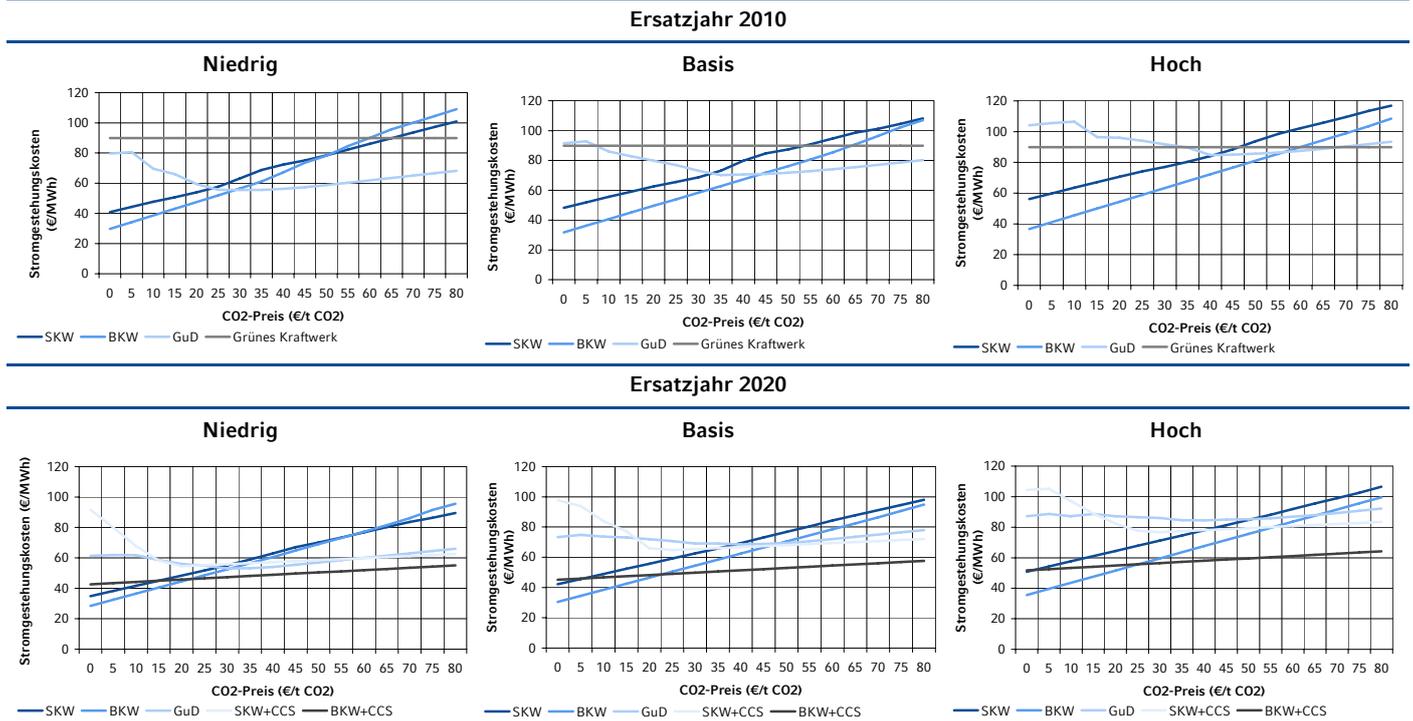
Die Stromgestehungskosten bezeichnen die über die gesamte Laufzeit berechneten durchschnittlichen Kosten eines Kraftwerks für die Erzeugung einer Einheit Strom. Die Größe umfasst nicht nur die reinen Produktionskosten einer bestehenden Anlage, sondern alle über die Laufzeit anfallenden Kosten (Investitionskosten, Stilllegungskosten etc.). Die Stromgestehungskosten spiegeln gleichzeitig auch den Mindest-Strompreis wider, bei dem sich das Kraftwerk über die gesamte Lebensdauer hinweg betrachtet rentieren würde (also einen Kapitalwert von größer als Null besitzt).¹⁰

¹⁰ Hier ohne Berücksichtigung von Steuern oder Finanzierungskosten. Die Berechnung der Stromgestehungskosten ist nicht eindeutig definiert und ein Fachgebiet für sich. Im Rahmen dieser Studie wird eine einfache Variante verwendet, die in erster Linie einen Technologievergleich widerspiegeln soll.

Abhängigkeit von der Auslastung der Kraftwerke

Die Stromgestehungskosten berechnen sich damit aus den diskontierten Gesamtkosten dividiert durch die diskontierte Strommenge. Die Stromgestehungskosten hängen damit auch von der Auslastung des Kraftwerks ab und somit davon, wie häufig das Kraftwerk Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten kann. Die nachfolgende Abbildung gibt die Stromgestehungskosten für die verschiedenen Ersatzoptionen in Abhängigkeit vom CO₂-Preis wieder.

Stromgestehungskosten (real) der verschiedenen Kraftwerkstypen für verschiedene Ersatzjahre (Inbetriebnahme 2010 und 2020)* und für jeweils drei Brennstoffszszenarien (Niedrig, Basis, Hoch)



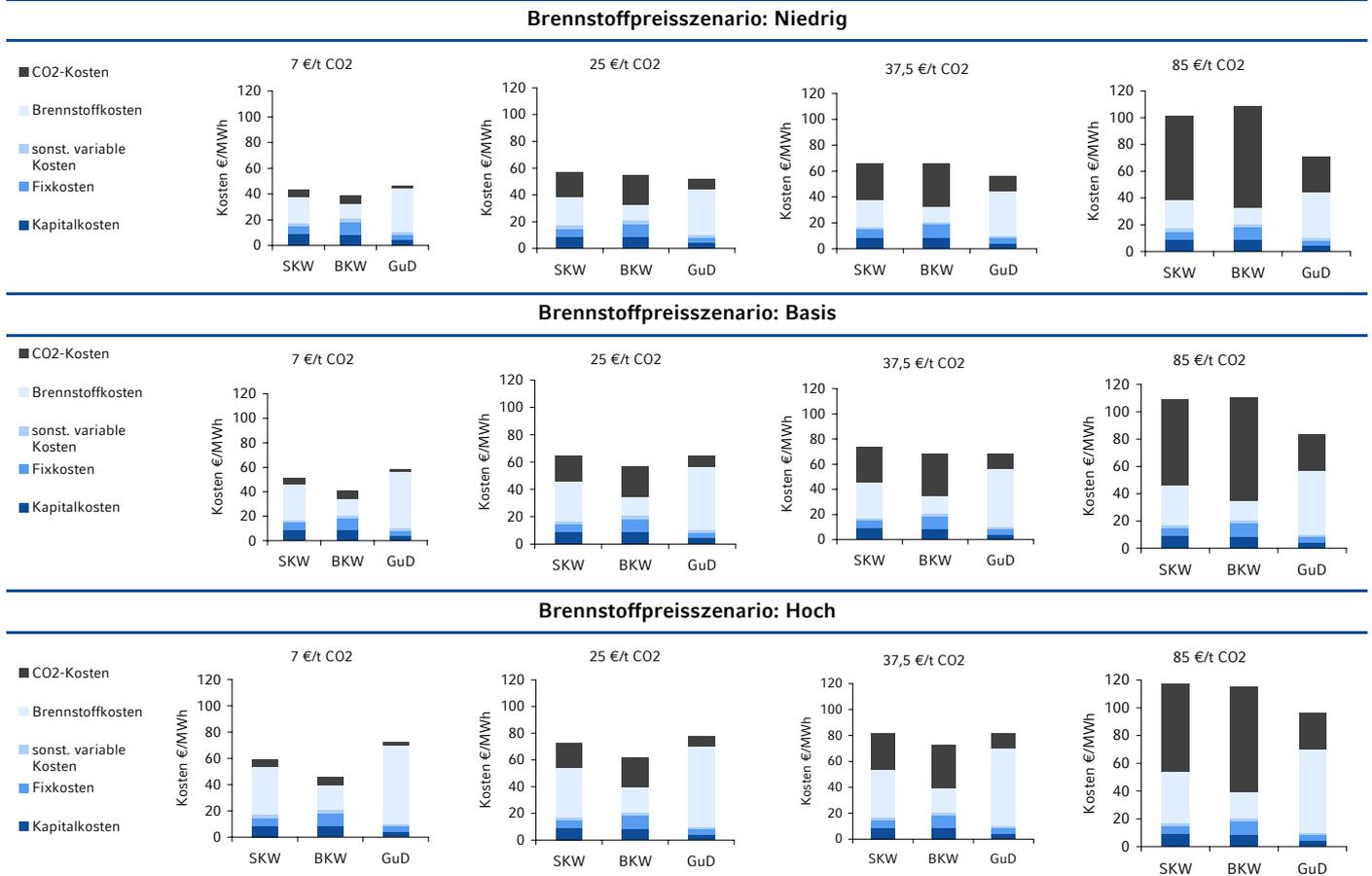
* CCS ist frühestens ab 2020 verfügbar.

Quelle PIK, WestLB Research

Bei niedrigen CO₂-Kosten bleibt Braunkohle die günstigste Alternative

Anhand der Stromgestehungskosten lässt sich messen, wie günstig die Stromerzeugung mit dem jeweiligen Kraftwerk ist. Bei niedrigen CO₂-Kosten wäre nach obiger Abbildung Braunkohle die günstigste der abgebildeten Alternativen, die bei hohen CO₂-Preisen durch GuD abgelöst wird. Mit der Verfügbarkeit von CCS-Technologie (Ersatzjahr 2020) wäre dieser Kraftwerkstypus bei Zertifikatspreisen um die 50 €/t eine kostengünstigere Alternative (Steinkohle mit CCS); Braunkohle mit CCS bereits bei Zertifikatspreisen von 20 bis 30 €/t. Das „Grüne Kraftwerk“ (siehe S. 47) liegt mit Gestehungskosten um die 90 €/MWh meist deutlich über den anderen Technologien, stellt durch die Sonderbehandlung des EEGs aber einen Spezialfall dar. Die Stromgestehungskosten sind für ein 500 MW-Grundlast-Kraftwerk mit einer Auslastung von 75% in nachfolgender Abbildung dargestellt.

Stromgestehungskosten pro MWh für verschiedene CO₂- und Brennstoffpreisszenarien



Quelle PIK, WestLB Research

Sehr unterschiedliche Kostenstrukturen

Generell zeigt sich bei Gaskraftwerken ein hoher Anteil an Brennstoffkosten, dagegen relativ geringe Anteile der Kapital- und CO₂-Kosten. Bei Steinkohlekraftwerken entfällt ebenfalls ein beträchtlicher Teil auf Brennstoffkosten. Diese sind nur bei Braunkohlekraftwerken relativ moderat. Insgesamt sind die Kohlekraftwerke recht stark von steigenden CO₂-Kosten betroffen. Fix- und Kapitalkosten fallen bei Kohlekraftwerken deutlich höher aus als bei Gas.

Anhand der Stromgestehungskosten lässt sich die Rentabilität des Kraftwerks nicht beurteilen. Diese hängt von den Erlösen des Kraftwerks und somit vom Strompreis ab. Dieser bildet sich jedoch nicht anhand der Stromgestehungskosten, sondern an der Strombörse auf Basis des so genannten Merit-Order-Modells (siehe S. 35).

Die Strombörse in Deutschland

Nur etwa 15% des Stroms werden über die Börse gehandelt – der Börsenpreis spielt gleichwohl eine wichtige Rolle

Der wichtigste Handelsplatz für Strom ist in Deutschland die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig. Im Spothandel der Börse wird Strom für den jeweiligen oder darauffolgenden Tag umgesetzt. Je nach Wetterbedingungen und Nachfragesituation kann der Strom dort überdurchschnittlich teuer sein oder sogar kostenlos angeboten werden. Im Terminhandel werden Kontrakte über einen Horizont von Monaten bis hin zu sechs Jahren gehandelt („Phelix-Future“), mit denen sich Stromversorger und -händler gegen Preisschwankungen absichern und langfristig planen können.

Allerdings wird nur ein geringer Teil des in Deutschland verbrauchten Stroms (ca. 15%) überhaupt an der Börse gehandelt. Der Rest wird über direkte Lieferverträge kontrahiert, wovon wiederum etwa 50% noch über langfristige Terminverträge abgesichert werden. Die Vertragspartner orientieren sich bei der Aushandlung der Verträge an den Börsenpreisen. Bei Abweichungen würden sich Arbitragemöglichkeiten ergeben.

Die „Merit-Order“ als Basis für die Strompreisbestimmung an der Strombörse

Das Grenzkraftwerk bestimmt den Strompreis

Die Bestimmung des Strompreises erfolgt über die so genannte Merit-Order. Hierunter versteht man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke im Rahmen der Strompreisbestimmung an der Strombörse. Die Merit-Order ergibt sich dabei aus den stündlichen Preis-Mengen-Geboten der Stromanbieter, die sich an den beweglichen Kosten (Summe aus Brennstoff-, CO₂- und sonstigen variablen Kosten) orientieren. Die Kraftwerke erhalten beginnend mit dem niedrigsten Preis den Zuschlag für die von ihnen angebotenen Strommengen, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Das Preis setzende Kraftwerk wird dabei auch als Grenzkraftwerk bezeichnet. Während das Grenzkraftwerk lediglich die beweglichen Kosten deckt, erwirtschaften die günstiger produzierenden Kraftwerke positive Deckungsbeiträge. Diese werden benötigt, um die Kapital- und Fixkosten des gesamten Kraftwerksportfolios zu erwirtschaften.

Fähigkeit zur Kostenweitergabe wird durch Wettbewerb beschränkt

Grundsätzlich kann ein Stromanbieter gestiegene Kosten in den Strompreis einkalkulieren und an die Kunden weitergeben. Dies funktioniert aber nur, solange er nicht von einem Konkurrenten unterboten wird. Je nach Wirkungsgrad und Brennstofftyp des Kraftwerks entstehen unterschiedliche Mehrkosten bei Veränderungen des CO₂-Preises oder der Brennstoffkosten. Bis zu welchem Grad Mehrkosten weitergegeben können, entscheidet der Wettbewerb.

Die Merit-Order in unserem Modell

Unser Modell umfasst die 114 Kraftwerke der vier großen Stromanbieter

Die in unseren Modellrechnungen zugrunde gelegte Merit-Order setzt sich aus den 114 Kraftwerken der vier betrachteten Stromanbieter zusammen (gepoolte Merit-Order). Damit sollten die Mechanismen des deutschen Strommarktes gut abgebildet werden können. Um eine größere Realitätsnähe zu erreichen, müssten zusätzlich noch die regionalen Strommärkte, die Kraftwerke der restlichen, kleineren Anbieter berücksichtigt und gegebenenfalls auch noch Erneuerbare Energien betrachtet werden, die allerdings wegen der Einspeisevergütung nicht am Wettbewerb teilnehmen. Der zusätzlich zu erwartende Nutzen einer Vervollständigung der Merit-Order erscheint begrenzt, sodass wir im Rahmen dieser Studie auf diesen Schritt verzichtet haben.

Nicht immer bestimmen die Grenzkosten den Preis

Nicht immer werden die Strompreise nach den Grenzkosten bestimmt. In Zeiten hoher Nachfrage fallen Knappheitspreise an, die deutlich höher sein können. Zusätzlich können im Bereich der Regelenergie, also der kurzfristigen Bereitstellung von Strom, an der Strombörse hohe Preise erzielt werden. Letztere kann bereits von einem geringen Kontingent an Spitzenlastkraftwerken, oft Gas- und Pumpspeicherkraftwerke, abgedeckt werden.

Gewährleistung von Versorgungssicherheit verhindert Bildung von Knappheitspreisen am Markt für Regelenergie

Regelenergie wird an einem eigenen Markt gehandelt und die daran nicht beteiligten Kraftwerke profitieren auch nicht von den hohen Preisen für Regelenergie. Knappheitspreise wiederum fallen nur in wenigen Stunden im Jahr an und stellen daher nur einen kleinen Anteil an den Gesamteinnahmen dar. Dies liegt daran, dass zur Vermeidung von Stromausfällen eine ausreichende Reserve zur Verfügung stehen muss und diese Reserve außerhalb der Spitzenlastzeiten die Bildung von Knappheitspreisen unterbindet.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die zumindest implizit von den Stromversorgern erwartet wird, verhindert also möglicherweise, dass ausreichend hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

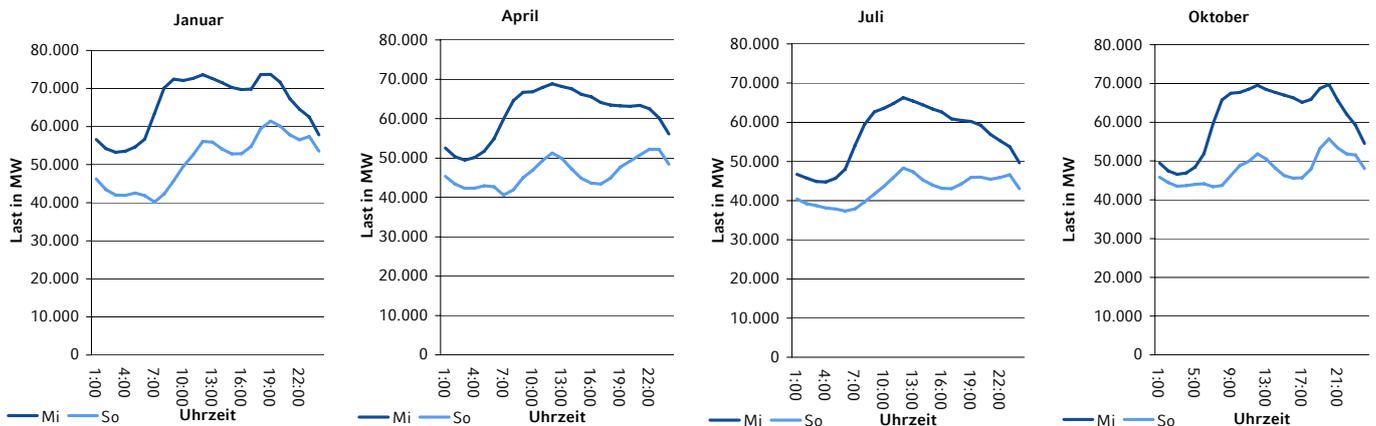
Strommarkt ist kein „normaler“ Markt

Die Besonderheit des Strommarktes liegt in den unelastischen Angebots- und Nachfragekurven und der Tatsache, dass Strom nicht bzw. nur in geringem Maße speicherbar ist. Die Folge ist, dass z.B. der Ausfall von Erzeugungskapazitäten leicht zu einem flächendeckenden Stromausfall (Blackout) führen kann. Neben einem Marktgleichgewicht mit häufigen Stromausfällen besteht also nur die Alternative, dass für Zeiten hoher Nachfrage Reservekapazitäten in ausreichender Höhe bereit stehen. Diese müssen sich auch dann finanzieren, wenn sie im Zweifelsfall nicht in Betrieb gehen.

Starke Strompreisschwankungen im Tagesverlauf

Der Strompreis variiert in hohem Maße. Er wird in hohem Maß von den Schwankungen der Stromnachfrage im Tagesverlauf geprägt, was durch Lastkurven (siehe nachfolgende Abbildung) dargestellt werden kann. Ein typischer Verlauf der Tageslast besteht in einer niedrigen Nachfrage in der Nacht, die im Laufe des Vormittages stark ansteigt, dann gegen Mittag ihren Scheitelpunkt erreicht und dieses Niveau im Laufe des Nachmittags in etwa beibehält und gegen Abend um ca. 20 Uhr wieder stark zurückgeht. Im Sommerhalbjahr und an den Wochenenden liegt die Nachfrage auf einem niedrigeren Niveau. Im Winter tritt als Tagesmaximum ein zweiter Scheitelpunkt in den frühen Abendstunden auf.

Typische Tageslastverläufe für Deutschland aus dem Jahr 2008*



* jeweils für den dritten Mittwoch und den dritten Sonntag des Monats

Quelle PIK, UCTE

Für einen kurzzeitigen Betrieb kommen vor allem Steinkohle- und Gaskraftwerke in Frage

Der Tageslastverlauf bedeutet, dass zur Deckung der Nachfrage im Laufe des Tages Kraftwerke zu- und abgeschaltet werden müssen. Für diesen kurzzeitigen Betrieb kommen normalerweise Steinkohle- und Gaskraftwerke in Frage, während Atom- und Braunkohlekraftwerke aus technischen oder Sicherheitsgründen dafür wenig geeignet sind.

Diese werden in der Regel durchgehend betrieben und liefern ein kontinuierliches Band an Grundlaststrom. An normalen Arbeitstagen und generell in den Wintermonaten liegt das Grundlastband etwas höher, sodass nicht immer alle Grundlastkraftwerke voll ausgelastet sind. Im Tagesverlauf werden im Bereich der Mittellast Steinkohle- und Gaskraftwerke zugeschaltet. Für Zeiten hoher Nachfrage stehen zuletzt ältere Gas- und Ölkraftwerke in der Reserve. Zudem werden zu allen Tageszeiten einzelne Lastspitzen zumeist durch flexible Gas- und Pumpspeicherkraftwerke bedient.

Dieser Spitzenlaststrom erzielt die höchsten Preise, von den seltenen Zeiten mit echten Knappheitspreisen einmal abgesehen. Letztere können kurzfristig eine Höhe von hundert bis tausenden €/MWh erreichen, werden in unserem Modell aber wegen des geringen Gesamtvolumens vernachlässigt.

Berücksichtigung von Nachfrageschwankungen

Das Strompreis bestimmende Grenzkraftwerk hängt von der (schwankenden) Stromnachfrage ab. Für deren Berücksichtigung wird ein vereinfachtes Verfahren vorgeschlagen: Auf Basis eines typischen Tageslastprofils werden insgesamt fünf Lastbereiche definiert und die jeweiligen Grenzkosten bestimmt:

- **Nacht (Gewicht von 10%):** Geringe Nachfrage, die aktuell von Kern- oder Braunkohlekraftwerken abgedeckt wird. Wir wählen das Grenzkraftwerk bei einer Nachfrage von 25.000 MW.
- **Früher Morgen und später Abend (Gewicht von 15%):** Die Nachfrage zu diesen Zeiten wird aktuell von Braunkohlekraftwerken an der Grenze zu Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 48.000 MW.
- **Morgen/Nachmittag (Gewicht von 35%):** Die Nachfrage wird von der Mittellast abgedeckt, aktuell von den Steinkohlekraftwerken. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 58.000 MW.
- **Hohe Nachfrage (Gewicht von 30%):** In Zeiten hoher Nachfrage wird am Übergang von Steinkohlekraftwerken zu Gaskraftwerken produziert. Wir wählen das Grenzkraftwerk bei einer Nachfrage von 66.000 MW.
- **Spitzenlast (Gewicht von 10%):** Die Spitzenlast kann nicht mehr von Kohlekraftwerken abgedeckt werden, jetzt kommen die flexiblen Gaskraftwerke und auch die teuren Ölkraftwerke zum Einsatz. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 74.000 MW.

Vereinfachtes Verfahren zur Berücksichtigung der Stromnachfrage

Marktüblicher Aufschlag wird zu den mittleren Grenzkosten hinzu addiert

Zu den Grenzkosten wird nun noch ein zusätzlicher, marktüblicher Aufschlag von 5 bis 7,5 €/MWh hinzu addiert. Dieser leitet sich unter anderem aus einer Risikoprämie für Marktvolatilitäten und Marktinkongruenzen ab, enthält aber vermutlich auch eine gewisse Oligopolrente bzw. einen Aufschlag durch Marktmacht. Er liegt bei 5 €/MWh im Jahr 2008 und steigt auf 7,5 €/MWh im Jahr 2020 an (entspricht einem Nominalwert von 10 €/MWh) und bleibt dann für den Rest unseres Betrachtungszeitraums auf diesem Niveau. In einem echten Wettbewerbsmarkt würde ein solcher Aufschlag nicht existieren. Die Kraftwerke würden dann niedrigere Einnahmen erzielen.

Analyse von Strompreissensitivitäten

Für die fünf Lastbereiche lassen sich nun kostenabhängige Strompreise bestimmen, und anhand der Anteile am jeweiligen Tagesverbrauch lässt sich ein Durchschnittspreis abschätzen. Aus einem CO₂-Preis von 25 €/t CO₂ (unserem Basisszenario) folgt z.B. ein Strompreis von 66 €/MWh. Auf dieser Basis lassen sich dann auch Sensitivitätsbetrachtungen durchführen.

So bedeutet eine Erhöhung des CO₂-Preises um 1 €/t CO₂ eine durchschnittliche Steigerung des Strompreises um etwa 0,9 €/MWh. Auf ähnliche Weise lassen sich auch Abhängigkeiten von den Brennstoffpreisen untersuchen. Dazu werden Brennstoff für Brennstoff die Preise um 1 €/MWh erhöht und die Auswirkungen auf den Strompreis bestimmt. Wenn man als Ausgangspunkt einen CO₂-Preis von 25 €/t CO₂ und die Brennstoffkosten aus dem Basis-Szenario wählt, kann man auf diese Weise die Sensitivitäten durch gestiegene Brennstoffpreise untersuchen.

Dabei lässt sich feststellen, dass der Strompreis stark auf gestiegene Preise für Steinkohle reagiert (1,70 €/MWh), aber weniger stark auf eine identische Preisänderung von einem Euro bei Braunkohle (0,13 €/MWh) und bei Gas (0,38 €/MWh). Die Begründung dafür liefert wiederum die Merit-Order. Da der Strompreis durch das jeweilige Grenzkraftwerk bestimmt wird, gibt dieses gestiegene Brennstoffpreise direkt weiter.

Simultaner Anstieg aller Brennstoffpreise um 1 € impliziert Anstieg des Strompreises um 2,50 €

Da Steinkohlekraftwerke am häufigsten Grenzkraftwerke sind, hat der Steinkohlepreis den größten Einfluss auf den Strompreis, während eine Veränderung des Heizölpreises allein keine Auswirkung auf den Strompreis hat. Allerdings sei an dieser Stelle einschränkend erwähnt, dass die Preise für verschiedene Brennstoffe erfahrungsgemäß hoch miteinander korreliert sind. Der Preisanstieg des einen geht dementsprechend in aller Regel mit einem Preisanstieg der anderen einher. Steigen z.B. alle Rohstoffpreise simultan um 1 €/MWh, so steigt der durchschnittliche Strompreis um etwa 2,50 €/MWh.

Mehrkosten bei einem um 1 €/t CO₂ gestiegenen Zertifikatspreis oder bei einem um 1 €/MWh gestiegenen Brennstoffpreis für ein typisches Kraftwerk

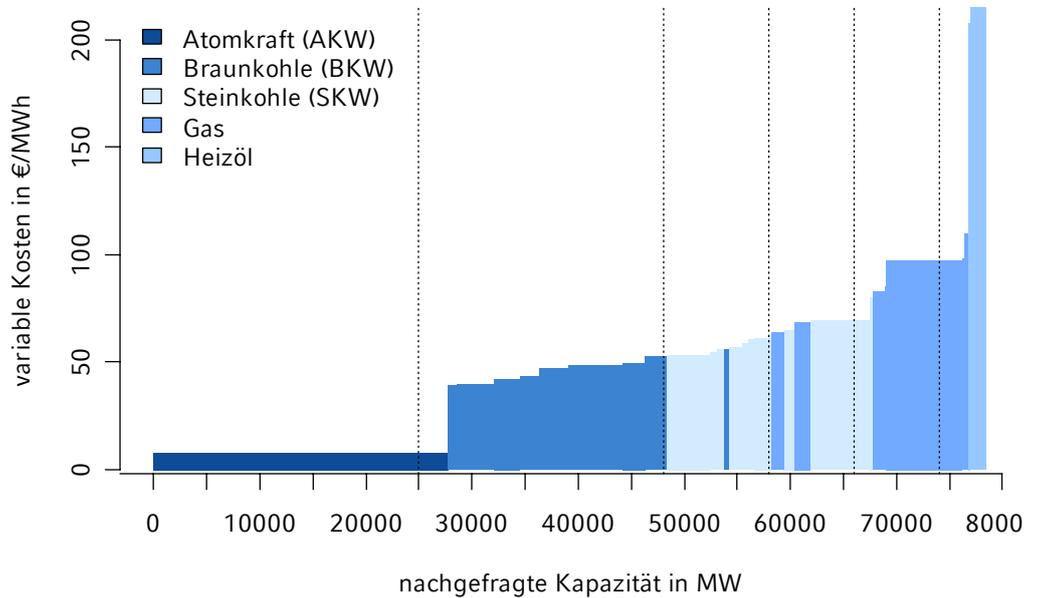
Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad	CO ₂ -Preis (€/MWh)	Brennstoffpreis (€/MWh)
Steinkohle	38%	0,90	2,66
Braunkohle	36%	1,10	2,76
Gas (alt)	37%	0,52	2,74
Gas (GuD, Kombikraftwerk)	51%	0,37	1,95
Heizöl	28%	0,96	3,56

Quelle PIK, WestLB Research

Merit-Order der aktuellen Kraftwerksportfolien

Die Merit-Order der aktuellen Kraftwerksportfolien ist in nachfolgender Abbildung dargestellt (bei Annahme des CO₂-Basisszenarios). Atom- und Braunkohlekraftwerke werden am linken Rand in der Grundlast eingesetzt, in der Mittellast folgen die Steinkohlekraftwerke und in der Spitzenlast die Gaskraftwerke. Seit 2005 müssen mit Einführung des europäischen Emissionshandels die Kosten für Emissionsrechte bei den beweglichen Kosten berücksichtigt werden. Durch diesen Mechanismus wird die historisch übliche Reihenfolge der Kraftwerkstypen in der Merit-Order (Atomkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas) in Frage gestellt. Wegen der unterschiedlichen CO₂-Intensität der jeweiligen Brennstoffe ergeben sich je nach CO₂-Preis unterschiedliche Anordnungen.

Die Merit-Order der bestehenden Kraftwerke von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall bei einem CO₂-Preis von 25€



* die vertikalen gepunkteten Linien markieren die Wahl von Grenzkraftwerken für die spätere Strompreisbestimmung
 Quelle PIK, WestLB Research

Auswirkungen von CO₂-Preisveränderungen auf die Merit-Order

Kernkraftwerke stets am linken Rand der Merit-Order

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Merit-Order bei verschiedenen CO₂-Preisen (unter Annahme des Basis-Brennstoffszenarios). Man sieht unmittelbar, dass die bestehenden Kernkraftwerke nicht vom Emissionshandel betroffen sind. Sie befinden sich aufgrund der verhältnismäßig geringen beweglichen Kosten stets am linken Rand der Merit-Order.

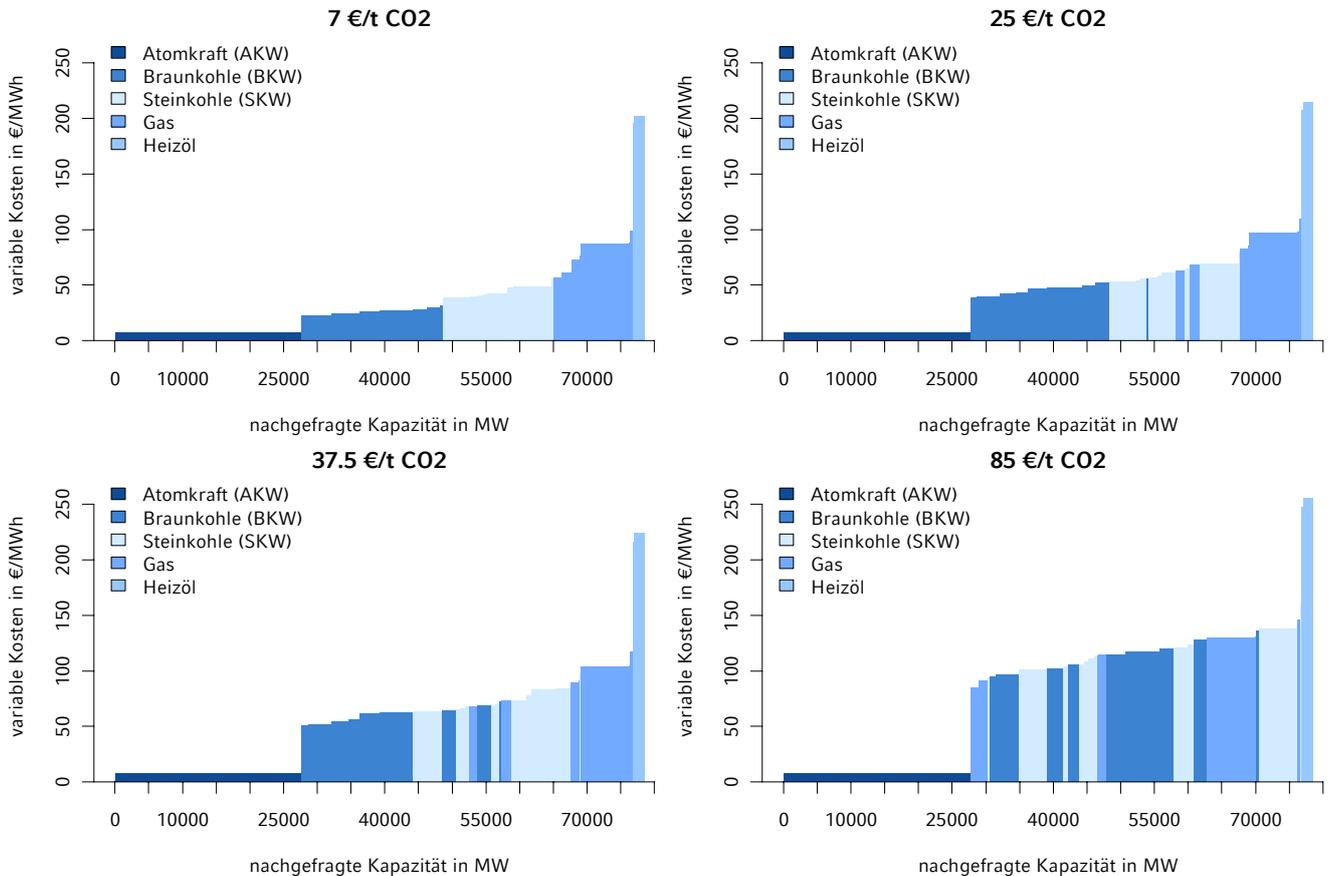
Signifikante Veränderungen in der Reihenfolge nur in der Mittellast

Konventionelle Gas- und Heizölkraftwerke sind trotz der geringeren Emissionen gegenüber Kohlekraftwerken auch bei hohen CO₂-Preisen wegen der sehr hohen Brennstoffkosten zu teuer, bleiben also am rechten Rand der Merit-Order. Signifikante Veränderungen in der Reihenfolge finden sich nur in der Mittellast bei GuD- und Steinkohlekraftwerken. Am stärksten betroffen sind moderne GuD-Kraftwerke und alte Steinkohlekraftwerke.

GuD rangiert ab 40 € vor Steinkohle

Auf Basis der Annahmen, die wir für Ersatzkraftwerke getroffen haben (siehe S. 31), lässt sich Folgendes für die aktuelle Situation ableiten: ab 40 €/t CO₂ rangiert ein GuD-Ersatzkraftwerk vor einem Steinkohleersatzkraftwerk und ab 57 €/t CO₂ vor einem Braunkohleersatzkraftwerk. Ein Steinkohleersatzkraftwerk befindet sich erst bei einem Preis von mehr als 100 €/t CO₂ in der Merit-Order vor einem Braunkohleersatzkraftwerk.

Die Merit-Order bei verschiedenen CO₂-Preisen



Quelle: PIK, WestLB Research

Große Gewinner des Emissionshandels sind zunächst die Kernkraftwerke

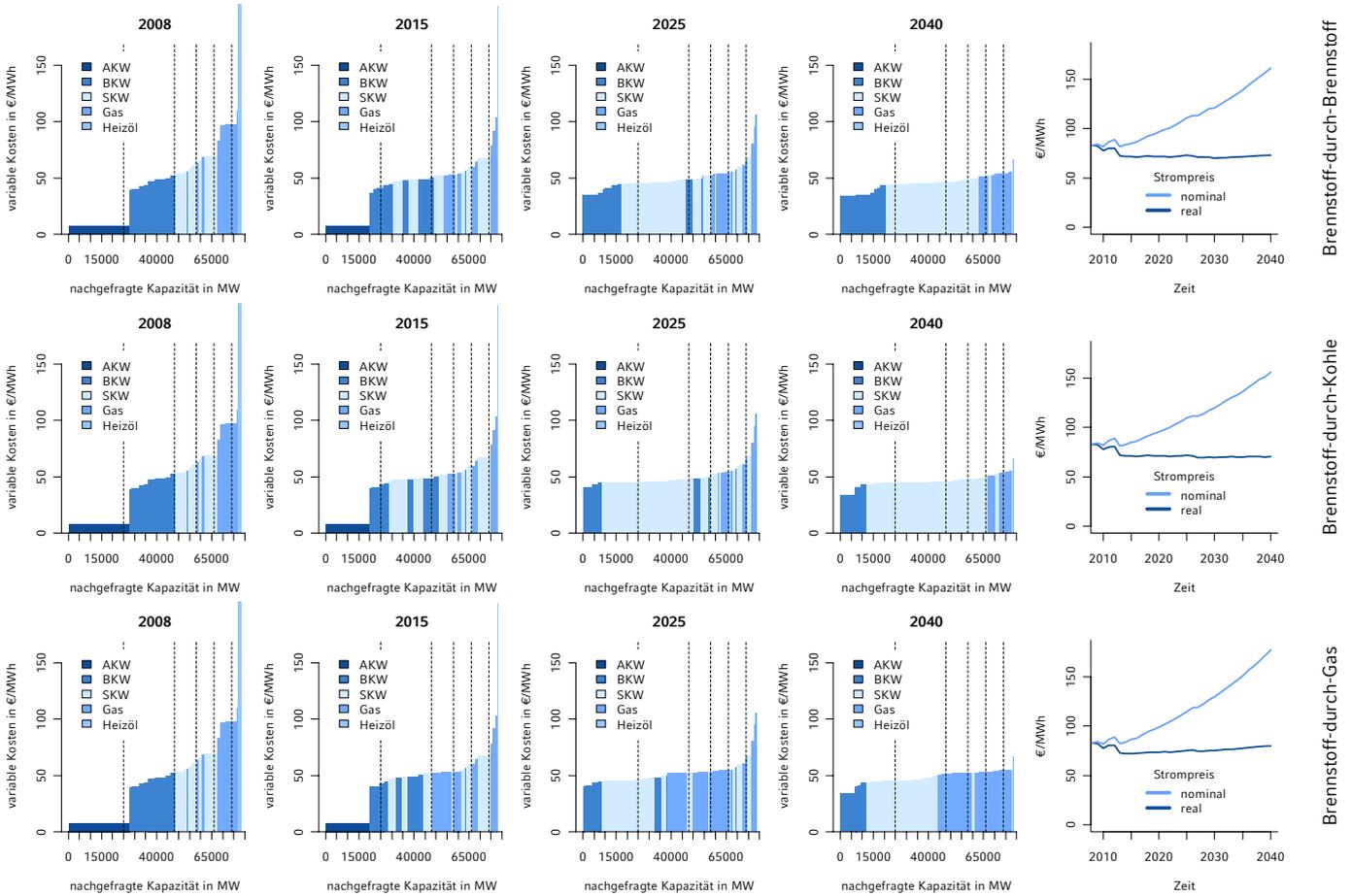
Die großen Gewinner des Emissionshandels sind zunächst die bestehenden Kernkraftwerke. Da sie keine Emissionsrechte erwerben müssen und das Grenzkraftwerk sehr selten ein Kernkraftwerk ist, profitieren sie von den um den CO₂-Preis gestiegenen Grenzkosten. Erneuerbare Energien profitieren nicht direkt vom CO₂-Preis, da sie einer festen Einspeisevergütung unterliegen. Indirekt stellt natürlich der Wegfall von CO₂-Preisrisiken einen Wettbewerbsvorteil dar. Kohlekraftwerke gehören bislang nicht zu den Verlierern: Die während der Anfangsphase des Emissionshandels kostenlos zugewiesenen CO₂-Zertifikate haben einen Großteil der verursachten Emissionen abgedeckt, zugleich wurde deren Verwendung als Opportunitätskosten verbucht und eingepreist. Diese „Windfall-Profit“ sorgten für beträchtliche Gewinne. Spätestens mit der derzeit erwarteten Einführung einer EU-weiten 100%igen Auktionierung von Emissionsrechten nach 2012 ist es damit vorbei. Die tatsächlich erwirtschafteten Deckungsbeiträge eines Kohlekraftwerks werden dadurch verringert. Kohlekraftwerke zählen dann zu den Verlierern des Emissionshandels, was ja auch in dessen Logik als Klimaschutzinstrument liegt.

Merit-Order in der Projektion bis 2040

Auswirkungen verschiedener Ersatzstrategien auf die Merit-Order

Je nach Ersatzstrategie ändert sich die Merit-Order über die Jahre unterschiedlich stark. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht diesen Effekt für das Basis-Brennstoffpreisszenario (Niedrigpreis- und Hochpreisszenario im Anhang, siehe S. 78, 79). Aus der Perspektive von RWE wird hier gezeigt, wie sich verschiedene Ersatzstrategien auf die Merit-Order auswirken würden. Für die drei anderen Anbieter (E.ON, EnBW und Vattenfall) unterstellen wir hierbei eine „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Strategie. Anhand der Merit-Order lässt sich wiederum, wie oben beschrieben, für jedes Jahr unseres Projektionszeitraums der durchschnittliche erwartete Strompreis berechnen.

Merit-Order und Strompreis im Basisszenario* bei verschiedenen Ersatzstrategien von RWE



* 25 €/t CO₂, Basis-Brennstoffpreisszenario

Quelle PIK, WestLB Research

Atomausstieg sorgt für flacher werdende Merit-Order

Die Abbildung zeigt, dass die Merit-Order im Laufe der Zeit bei allen Ersatzstrategien deutlich flacher wird. Dies liegt vor allem am deutschen Atomausstieg, den die Politik und Kraftwerksbetreiber „im Konsens“ beschlossen haben. Dieser beinhaltet, dass die letzten Atomkraftwerke um 2020 herum abgeschaltet werden sollen (siehe Abbildung auf S. 15).

Kaum Anreize für Ersatzinvestitionen

Eine flacher werdende Merit-Order ist Kraftwerksbetreiber problematisch, da die erwirtschafteten Deckungsbeiträge insgesamt niedriger ausfallen. Eine steile Merit-Order dagegen verspricht in Zeiten hoher Nachfrage hohe Spannen zwischen dem vom Grenzkraftwerk gesetzten Preis und den eigenen beweglichen Kosten. Die (berechtigte) Sorge der Politik ist mithin, dass das Merit-Order-Modell gegenwärtig kaum Anreize für die Durchführung der notwendigen Ersatzinvestitionen bietet.

Reihenfolge bleibt sowohl im Basis- als auch im Hochpreisszenario erhalten

Auswirkungen verschiedener Brennstoffpreisszenarien auf die Merit-Order

Sowohl im Basis- als auch im Hochpreisszenario bleibt die bisherige Staffelung nach Kraftwerkstypen weitgehend erhalten. Bei niedrigen Brennstoffkosten (Niedrigpreisszenario) drängen dagegen die neuen GuD-Kraftwerke in die Mittellast und setzen die älteren Kohlekraftwerke unter Druck. Dies führt dazu, dass mittelfristig einzelne alte Braunkohlekraftwerke in Konkurrenz mit neuen Steinkohle- und GuD-Kraftwerken aus der Grundlast heraus fallen. Betroffen sind somit Kraftwerke, die traditionell für den Dauerlastbetrieb konstruiert wurden.

Strompreis sinkt durch den Bau neuer effizienterer Kraftwerke langfristig um 5-10 €/MWh

Der Strompreis liegt real langfristig je nach BrennstoffszENARIO im Bereich von etwa 55 bis 70 €/MWh. Er sinkt durch den Bau von neuen, effizienteren Kraftwerken langfristig um etwa 5 bis 10 €/MWh insbesondere durch den Ersatz von Öl- und Gaskraftwerken im Spitzenlastbereich.¹¹ Am stärksten ist der Rückgang beim Ersatz durch Kohlekraftwerke, am geringsten beim Bau von Gaskraftwerken. Insgesamt führt der Ersatz durch Gaskraftwerke deshalb zu höheren Einnahmen. Dem stehen jedoch die hohen Anfangsinvestitionen beim Bau von Gaskraftwerken gegenüber, die dazu führen können, dass einzelne Projekte gänzlich unrentabel werden. Dieser Effekt ist wegen der mehr als doppelt so hohen Investitionskosten bei einem Kohlekraftwerk noch viel stärker. Ein niedrigerer Strompreis ist per se für alle Betreiber ungünstig. Angesichts der sehr flachen Merit-Order um das Jahr 2040 erscheint es daher fraglich, ob in so einem Fall überhaupt ein Anreiz zum Neubau von Kraftwerken gegeben ist.

Bestimmung der Kraftwerksauslastung

Auslastung hängt von der Position in der Merit-Order ab

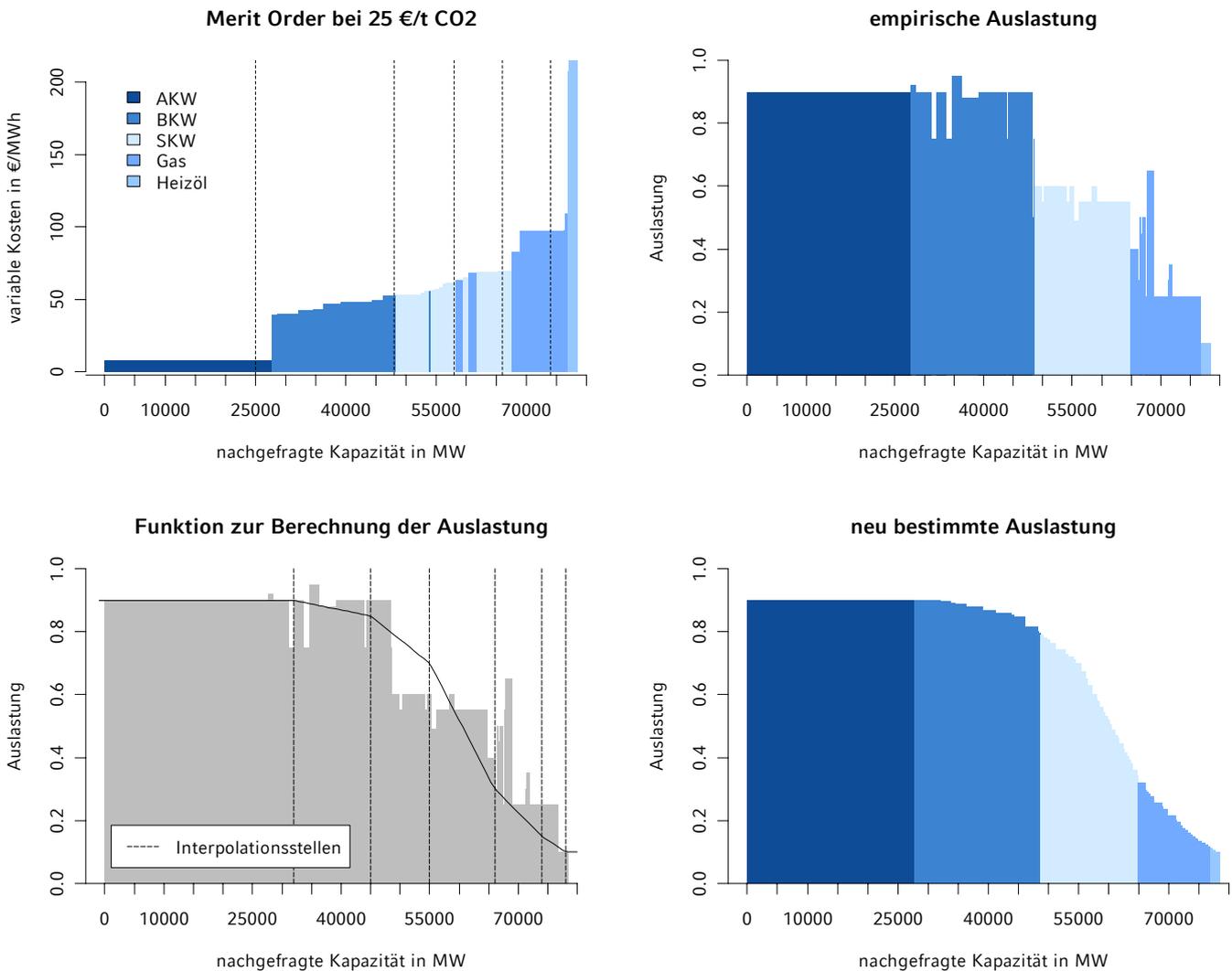
Die Auslastung von Kraftwerken ist eng mit ihrer Position in der Merit-Order korreliert: Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke (am linken Rand) produzieren üblicherweise unter Volllast (90%ige Auslastung), Steinkohlekraftwerke und Gas-Kraftwerke operieren mit Auslastungen um die 60% bzw. 30%, Heizölkraftwerke (am rechten Rand) mit 10%. Neben der wirtschaftlichen Merit-Order ist auch die technische Merit-Order zu beachten: Atom- und Braunkohlekraftwerke sind nicht auf flexiblen Einsatz angelegt, sie operieren praktisch immer in der Grundlast. Diese technische Merit-Order stimmt jedoch mit der wirtschaftlichen Merit-Order überein, solange nicht extreme Preisannahmen für die Braunkohlekraftwerke gemacht werden (etwa CO₂-Preise im Bereich von 80-100 €). Die Ersatzstrategien tragen dem bereits Rechnung (z.B. keine Braunkohle-Strategie).

Bestimmung der Auslastung auf Basis einer historischen Momentaufnahme

In unserem Modell wird die Auslastung der Kraftwerke wie folgt bestimmt: Zunächst wird in einer historischen Momentaufnahme die Reihenfolge der Kraftwerke (Merit-Order) bestimmt. In dieser Reihenfolge werden sodann die jeweiligen Ist-Auslastungen der Kraftwerke zu diesem Zeitpunkt dargestellt (siehe nachfolgende Abbildung, oben rechts). Dieser Zusammenhang wird mithilfe einer abschnittsweise linearen Funktion (sechs Stützstellen) approximiert. Diese Funktion wird nunmehr allen weiteren Modellrechnungen zugrunde gelegt. Der Vergleich zwischen den Abbildungen oben rechts (tatsächliche Kapazitätsauslastung, Ist-Zustand) und unten rechts (mithilfe der Funktion näherungsweise bestimmte Kapazitätsauslastung) zeigt, dass die hierdurch entstehende Ungenauigkeit für unseren Untersuchungszweck tolerierbar erscheint.

¹¹ Durch den erwarteten Anstieg der CO₂-Preise kann langfristig mit einem insgesamt steigenden Strompreis gerechnet werden. Dieser Effekt ist in dieser Betrachtung nicht enthalten, ändert jedoch nichts an der Problematik einer flachen Merit-Order.

Methode zur Bestimmung der Kapazitätsauslastung von Kraftwerken in der Merit-Order



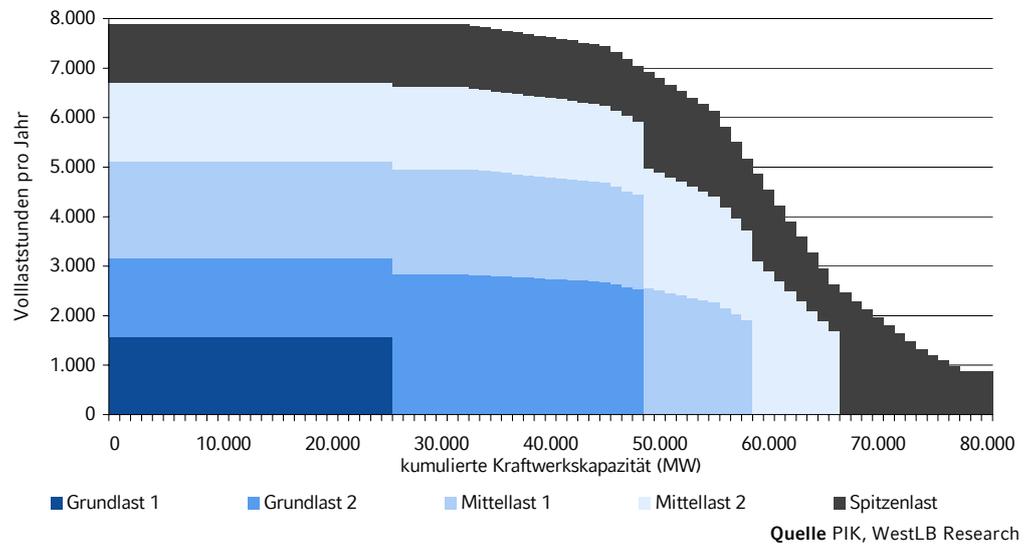
Quelle PIK, WestLB Research

Berechnung der jährlichen Umsatzerlöse von Kraftwerken

Zuweisung der Produktion zu den fünf verschiedenen Lastbereichen

Mit der Auslastung des Kraftwerks ist auch die jährliche Stromproduktion bestimmt. Die Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke wird nun den einzelnen Lastbereichen zugewiesen. Abhängig von der Position in der Merit-Order fallen unterschiedliche Anteile auf die fünf Strompreiskategorien (vgl. nachfolgende Abbildung). Die Aufteilung wird grob anhand heute typischer Größenordnungen vorgenommen. Die Kraftwerke werden dabei in fünf verschiedene Kategorien nach einem für sie typischen Einsatzbereich eingeteilt: Grundlast 1 & 2, Mittellast 1 & 2 und Spitzenlast. Die Einteilung in die Kategorien wird mithilfe der ersten vier Stützstellen vorgenommen, die auch gleichzeitig den Grenzkostenpreis für den jeweiligen Lastbereich festlegen. Die Kraftwerke jenseits der vierten Stützstelle fallen in den typischen Einsatzbereich Spitzenlast, dessen Grenzkostenpreis nach der fünften Stützstelle bestimmt ist. Daraus lässt sich für jedes Kraftwerk ein Erlös für seine Stromproduktion berechnen, der den unterschiedlichen Strompreiskategorien Rechnung trägt (wohlgemerkt produziert ein typisches Grundlastkraftwerk wie ein AKW auch Strom, der zu Spitzenlastpreisen abgesetzt wird).

Zuweisung der Stromproduktion auf Lastbereiche



Die gesamte Stromproduktion wird insgesamt wie folgt verteilt: etwa 8% entfallen auf billigen Grundlaststrom (Grundlaststrom 1, derzeit AKWs), weitere 21% entfallen auf etwas teureren Grundlaststrom (Grundlaststrom 2, Braunkohlekraftwerke). Gegen Morgen und nachmittags werden dann Steinkohlekraftwerke zugeschaltet; dieser Strom (Mittellast 1) hat einen Anteil von etwa 25% am gesamten Stromverbrauch.

Bei weiter steigender Nachfrage werden weitere Steinkohle- und auch Gaskraftwerke zugeschaltet. Diese Mittellast 2 hat einen Anteil von 24% an der Produktion. Hinzu kommen noch etwa 22% an Spitzenlaststrom für die Zeiten der höchsten Nachfrage und kurzfristige Lastspitzen, wobei dann auch konventionelle Gas- und Ölkraftwerke zum Einsatz kommen können.

Erneuerbare Energien

Rentabilität durch EEG

Dynamischer Ausbau der Erneuerbaren Energien

Ein stetig wachsender Anteil des deutschen Stromverbrauchs wird durch Erneuerbare Energien gedeckt. Der deutliche Ausbau der letzten Jahre ist zum Großteil der staatlichen Förderung über verschiedene Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu verdanken. Das EEG räumt der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien Vorrang ein und schreibt Abnahmegarantien sowie technologiespezifische Einspeisevergütungen vor. Es war in der Erreichung seiner Zielsetzung bislang sehr erfolgreich. Der Marktanteil Erneuerbarer Energien ist durch diesen Fördermechanismus in den letzten Jahren deutlich gestiegen: 2007 wurden nach Zahlen des Bundesumweltministeriums (BMU) 14% des Stroms durch Erneuerbare Energien erzeugt, davon 45,7% durch Windkraft, 24,5% durch Wasserkraft, 19,2% durch Biomasse und 0,5% durch Photovoltaik (BMU, 2008). Das Ziel der Bundesregierung für 2010 liegt bei 12,5% und wurde somit bereits vorzeitig erreicht. Auch für die nächsten Jahre ist mit einem weiteren Ausbau zu rechnen: Nach der jüngsten Novelle des EEG im Jahr 2008 verfolgt die Bundesregierung das Ziel den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung „... bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30% und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen“ (EEG 2009).

Abnahme- und Preisgarantien über das EEG

Das EEG stützt sich auf zwei Säulen: Zum einen gibt es eine Abnahmegarantie, nach der die Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet sind, Strom aus Erneuerbaren Energien in ihr Netz einzuspeisen. Zum anderen gibt es technologiespezifische Mindestvergütungssätze. Dadurch erhalten Anlagenbetreiber für jede eingespeiste Kilowattstunde einen festgelegten Betrag, der ihre Erzeugungskosten decken und eine moderate Rendite abwerfen soll. Die gesamte Vergütungssumme wird anteilig auf die Stromverbraucher umgelegt, wobei einige industrielle Großverbraucher weitgehend ausgenommen werden.

Maßgeschneiderte Förderung für einzelne Technologien

Die Garantien wurden für verschiedene Erzeugungsformen (Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik) jeweils maßgeschneidert. Das EEG bietet Anlagenbetreibern nicht nur höhere Einnahmen, als sie üblicherweise auf dem Strommarkt erzielen könnten, sondern auch eine hohe Planungssicherheit. Insgesamt soll den Anlagenbetreibern damit eine moderate, dafür aber sichere Rendite ermöglicht werden. Eine Anlage kommt in der Regel für 21 Jahre in den Genuss der Förderung (Jahr der Inbetriebnahme plus 20 Jahre). Die Vergütungen richten sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme und gelten dann grundsätzlich für die gesamte Vergütungsdauer. Zusätzlich zu den Vergütungen gibt es für bestimmte Anlagentypen verschiedene Boni.

Entwertungsmechanismen zwingen zu Kostensenkungen und regelmäßiger Anpassung der Förderung

Das EEG hat zwei eingebaute Entwertungsmechanismen: Zum einen eine Degression der Vergütungen in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Je später eine Anlage errichtet wird, desto niedriger sind die Vergütungen. Zum anderen kennt das EEG keinen automatischen Inflationsausgleich; dadurch werden alle Vergütungen real durch Inflation entwertet. Beide Entwertungsmechanismen reflektieren erwartete Kostensenkungen, vor allem der erste dient aber auch dazu, einen Anreiz für Kostensenkungen zu induzieren. Der Gesetzgeber will dabei regelmäßig überprüfen, ob die Vergütungssätze angepasst werden müssen. Die langfristigen Ausbauziele sind ein politisches Signal, dass der Wille zu dieser regelmäßigen Anpassung tatsächlich vorhanden ist.

„Grüne Kraftwerke“ als Ersatzinvestitionen – wie realistisch ist das eigentlich?

In unserem Modell soll die Rentabilität der Erneuerbaren Energien aus der Perspektive von Großanlagen untersucht werden. Dabei werden verschiedene Anlagen im MW-Bereich zu einem „Grünen Kraftwerk“ kombiniert. In der Summe sollen die Gesamtkapazitäten der Einzelanlagen einen Kraftwerkspark in der Größenordnung eines großen thermischen Kraftwerks bilden. Skaleneffekte für größere Anlagen helfen dabei, die Kosten (Wartung, Versicherungen und ähnliches) zu senken, allerdings gelten dann auch die grundsätzlich niedrigeren Vergütungssätze für größere Anlagen. Wir unterstellen einen Energiemix von 50% Onshore-Windkraft, 25% Offshore-Windkraft, 20% Biogas und 5% Photovoltaik.

Langfristig werden einzelne Anlagenbetreiber zur Direktvermarktung übergehen

Das EEG differenziert zwischen verschiedenen Erzeugungsmethoden (siehe Tabelle auf S. 47). Die höchsten Vergütungen werden Solaranlagen gewährt und liegen derzeit ein Vielfaches über dem Großhandelspreis für Strom. Für Anlagen mit einer nominal niedrigeren Vergütung (z.B. Windkraft) ist inflationsbereinigt langfristig damit zu rechnen, dass höhere Preise auf dem regulären Strommarkt erzielt werden können. Dies bietet einen Anreiz zur freiwilligen Direktvermarktung des Stroms. Das EEG sieht einen entsprechenden Passus unter der Voraussetzung vor, dass der Übergang zur Direktvermarktung im Vormonat bekannt gegeben wird¹². Bei der Planung von Anlagen mit einer niedrigen nominalen Vergütung ist bei der Bestimmung der Rendite daher auch die langfristige Preisentwicklung an den Strommärkten zu beachten. Auf diesem Weg haben damit die Preise für Primärenergie und für Emissionsberechtigungen Einfluss auf die Rendite von Windkraftanlagen.

Kein Anreiz zur Direktvermarktung für Solar- und Biogasanlagen

Für heutige Investitionsentscheidungen in Solar- oder Biogasanlagen ist die freiwillige Direktvermarktung nicht entscheidend; die nominal hohen Vergütungen liegen sehr wahrscheinlich auch inflationsbereinigt während der gesamten Förderungsdauer über dem erwarteten Strompreis. Diese Technologien sind zwar einfacher zu bewerten, sind jedoch von der Wettbewerbsfähigkeit weiter entfernt.

Bewertung der einzelnen Technologien

Kostenannahmen & EEG-Vergütungen

Zunächst separate Technologiebewertung

Zunächst werden Bewertungen der einzelnen Technologien vorgenommen. Für alle vier Technologien werden Annahmen aufgrund heutiger Kosten getroffen (siehe nachfolgende Tabelle). Um die Vergleichbarkeit zu erleichtern, wird im Technologienvergleich die Gesamtkapazität jeder einzelnen Technologie einheitlich auf 50 MW normiert; beim grünen Kraftwerk werden die Technologien dann nach ihren jeweiligen Anteilen gewichtet. Für die Annahmen aus der Tabelle sind für jede Technologie große Einzelanlagen unterschiedlicher Leistung unterstellt.

¹² Eine nur teilweise Vermarktung zu den Tageszeiten hoher Strompreise oder für Regelernergie und Vergütung des restlichen Stroms nach EEG (Rosinenpicken) ist im Gesetz nicht vorgesehen.

Kostenannahmen* und weitere Parameter für Erneuerbare Energien

	Biogas	Photovoltaik	Onshore Windkraft	Offshore Windkraft
Investitionskosten (€/kW)	3300	3000	1200	2400
Jährliche Fixkosten (€/kW)	200	21	41,5	69,3
Variable Kosten (€/MWh)	85	0	0	0
Stilllegungskosten (€/kW)	100	25	12,5	37,5
Auslastung (%)	95	9,7	20	35,4
Anteil am „Grünen Kraftwerk“ (%)	20	5	50	25

* in Preisen von 2009

Quelle PIK, WestLB Research

Vergütungen der Anlagen
werden nach EEG berechnet

Für die Vergütungen werden spezielle Annahmen benötigt, die in nachfolgender Tabelle zusammengefasst werden. Sie wurden mit einer Inflationsrate von 2,5% in reale Werte umgerechnet. Als Jahr der Inbetriebnahme wird 2010 angesetzt, in diesem Jahr wurden die meisten Vergütungen nach EEG bereits einmal von der Degression erfasst. Für die Erneuerbaren Energien werden aufgrund des geringen Risikos auch Diskontraten von weniger als 4% als rentabel betrachtet. Sensitivitätsanalysen werden für eine Diskontrate von 3% durchgeführt.

Annahmen für Vergütungen des „Grünen Kraftwerks“ nach EEG 2009

	Anlagentyp	Vergütung (nominal)	Zusätzliche Degression
Biogas	Biogas-Kraftwerkspark mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bestehend aus größeren Einzelanlagen	18,25 Cent/kWh inklusive 3 Cent/kWh KWK-Bonus, 5 Cent/kWh Bonus für nachwachsende Rohstoffe und 2 Cent/kWh Technologie-Bonus	-1% pro Jahr auf die Grundvergütung
Photovoltaik	Photovoltaik-Mix aus größeren Einzelanlagen, 50% Freiflächenanlagen, 20% Gebäudeanlagen bis 1 MW und 30% Gebäudeanlagen über 1 MW	Durchschnittsvergütung von 33,79 Cent/kWh	-10% in 2010, danach -9%
Onshore-Windkraft	Neuer Windpark an Land	Anfangsvergütung von 9,7 Cent/kWh (inklusive Systemdienstleistungsbonus) für die ersten 12 Jahre (inklusive einer Verlängerung um 7 Jahre), danach 5,02 Cent/kWh	-1% pro Jahr
Offshore-Windkraft	Windpark auf See in einer Entfernung von 12 Seemeilen von der Küste und 20 m Wassertiefe	Anfangsvergütung von 15 Cent/kWh für die ersten 12 Jahre, danach 3,5 Cent/kWh Grundvergütung	Keine Degression bis 2015, danach -5%

Quelle PIK, WestLB Research

Zusätzliche Sensitivitäts- und
Unsicherheitsanalyse

Die Sensitivität gegenüber verschiedenen Einflussgrößen wird auf zwei Weisen untersucht. Zum einen werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, indem ausgehend von Basisannahmen einzelne Werte variiert werden. Bei den Investitionskosten wird eine Abweichung von $\pm 15\%$ angesetzt, die Auslastung wird für die unterschiedlichen Technologien anhand von standortspezifischen Annahmen variiert. Die Inflationsabhängigkeit wird unter alternativen Inflationsraten von 1% und 3,5% untersucht.

Der Einfluss der Direktvermarktung wird durch die Variation von Primärenergie- und CO₂-Preisen anhand unserer Hoch- und Niedrigpreisszenarien abgeschätzt, insofern der Großhandelspreis die Vergütung nach EEG übersteigen sollte. Zusätzlich zu den Sensitivitätsanalysen wird eine simultane Unsicherheitsanalyse für mehrere Einflussgrößen durchgeführt.

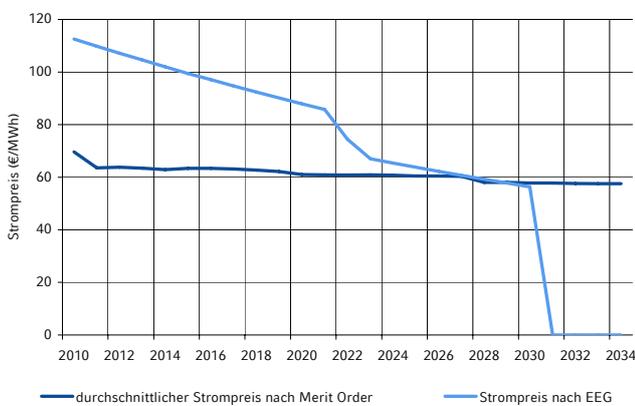
Onshore-Windkraft

Onshore-Windkraft insbesondere an guten Standorten rentabel

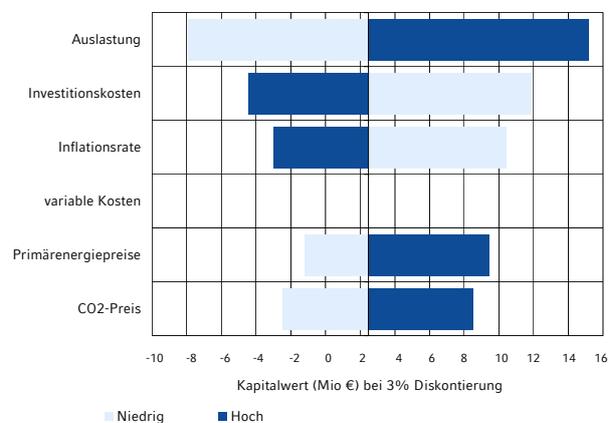
Die Stromgestehungskosten der Windkraftanlage liegen bei etwa 66 €/MWh. Die EEG-Vergütung liegt damit für die ersten zwölf Jahre real über den Erzeugungskosten und dem Marktpreis (siehe nachfolgende Abbildung, linke Seite). Ein Großteil der Investitionskosten des Kraftwerks amortisiert sich durch diese Anfangsvergütungen. Nach Ablauf von zwölf Jahren endet die höhere Anfangsvergütung. Unter Basisannahmen liegt der durchschnittliche Strompreis für ein Kraftwerk im Grundlastbetrieb dann bereits über den Vergütungen nach EEG. Die Windkraftanlage geht deshalb ab diesem Zeitpunkt in die Direktvermarktung über. Abhängig von der Entwicklung der fossilen Brennstoff- und der CO₂-Preise können sich auch höhere oder niedrigere Einnahmen ergeben und die Rentabilität des Kraftwerks beeinflussen. Stärker jedoch wirken sich Variationen der Investitionskosten, der Inflationsrate und der Wahl eines guten Standorts (höhere Auslastung durch größeres Windaufkommen) aus (siehe nachfolgende Abbildung, rechte Seite).

Unter Basisannahmen liegt die Rendite der Anlage bei etwa 3,5%. Statt 20% jährlicher Auslastung wird für einen guten Standort eine Auslastung von 22,8% angenommen, an einem schlechteren Standort von 17,1%. Da über Windgutachten das voraussichtliche Windaufkommen einigermaßen abgeschätzt werden kann, sind bei guter Planung durchaus höhere Renditen möglich. Bei hoher Auslastung und einem durch hohe Brennstoff- und CO₂-Preise gesteigerten Strompreis sind 5% Rendite oder mehr möglich. Analog kann sich die Rendite jedoch an schlechten Standorten und bei niedrigen Strompreisen verschlechtern.

**Onshore-Windkraft
Großhandelsstrompreis unter Basisannahmen und Vergütung nach EEG (real)**



Sensitivitätsanalyse



Quelle PIK, WestLB Research

Offshore-Windkraft

Offshore-Windkraft verspricht höhere Renditen

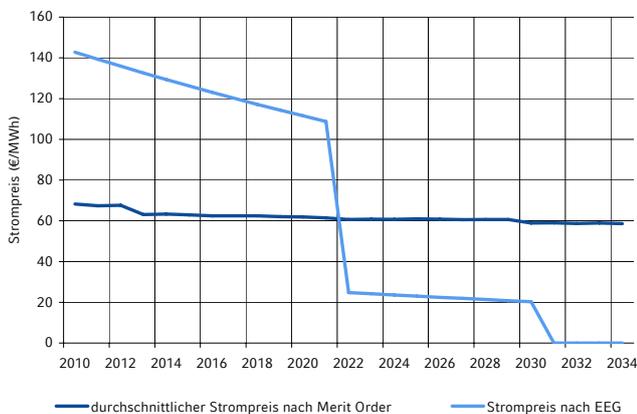
Die Stromproduktion auf See ist gegenüber der Landvariante mit deutlich größeren Herausforderungen verbunden. Dem höheren finanziellen Aufwand (doppelt so hohe Investitionskosten) steht jedoch ein sehr viel stärkeres Windaufkommen gegenüber.

Die Stromgestehungskosten für Offshore-Windkraft liegen mit 70 €/kW daher nur leicht über denen von Onshore-Windkraft. Die Anfangsvergütungen für Offshore-Anlagen liegen dafür etwa 50% über den Anfangsvergütungen für Onshore-Windkraft, die Grundvergütungen aber um ein Drittel darunter. Bei der unterstellten Inflationsrate von 2,5% wird die Stromproduktion von Offshore-Windanlagen in der zweiten Hälfte ihres Lebenszyklus real nur noch mit 2,5 bis 2 Cent/kWh vergütet. Bei Direktvermarktung wird voraussichtlich ein höherer Strompreis erzielt werden. Die höhere Anfangsvergütung in Verbindung mit der Direktvermarktung erklärt, warum die Offshore-Anlage nach unseren Berechnungen eine höhere Rendite verspricht als ihr Pendant an Land. Unter Basisannahmen liegt der Kapitalwert einer Onshore-Anlage bei einer Diskontierung von 3% bei etwa 2,4 Mio €, der einer Offshore-Anlage bei 42 Mio €; eine Offshore-Anlage ist somit selbst bei einer Diskontrate von 6% noch rentabel.

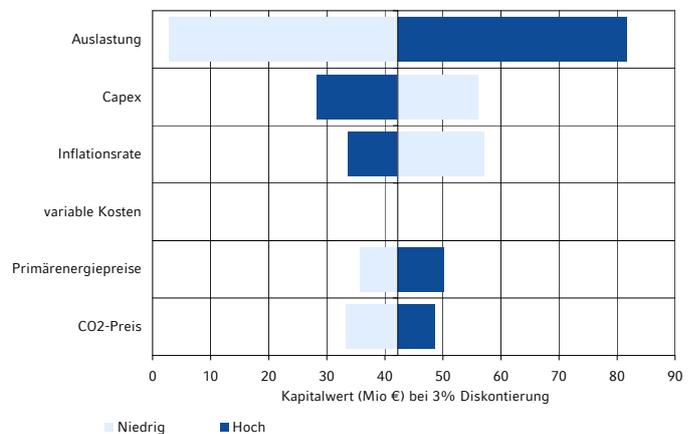
Höhere Risiken für Offshore-Windkraft

Die Auslastung der Anlage hat dabei einen sehr großen Einfluss auf den Kapitalwert. Eine geringere Auslastung, als nach Windgutachten erwartet, wird nicht wie bei Onshore-Anlagen automatisch durch eine Verlängerung der Anfangsvergütung kompensiert. Zusammen mit geringeren Erfahrungen und den größeren technischen Komplikationen sind die Risiken für Offshore Anlagen somit größer als an Land, und eine höhere Renditeerwartung ist dadurch gerechtfertigt. Da es für Offshore-Windkraft bis 2015 keine Degression gibt, kann die Dauer der hohen Förderung genutzt werden, um technische Schwierigkeiten zu überwinden.

**Offshore-Windkraft
Großhandelsstrompreis unter Basisannahmen und Vergütung nach EEG (real)**



Sensitivitätsanalyse



Quelle PIK, WestLB Research

Biogas

Biogasanlagen unterscheiden sich von den anderen Erneuerbaren durch hohe Betriebskosten

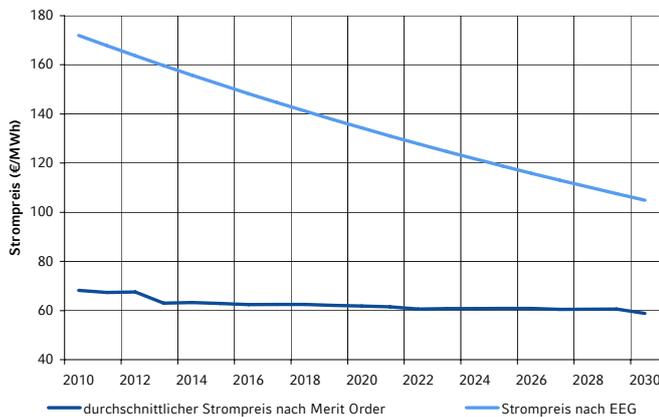
Biogas ist unter den hier betrachteten Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energien mit Abstand diejenige mit den höchsten Betriebskosten. Die Stromgestehungskosten der Biogasanlage liegen bei etwa 135 €/MWh, davon entfallen etwa 83 €/MWh auf die variablen Kosten (Erzeugung des verfeuerten Gases) und 23,6 €/MWh auf weitere mit dem Betrieb verbundene Fixkosten (Wartung etc.). Für den rentablen Betrieb der Anlage ist eine hohe Förderung notwendig, die Direktvermarktung kommt wegen der hohen Kosten nicht in Frage.

Biogasanlagen sind rentabel, bergen jedoch hohe Risiken durch schwankende Brennstoffpreise

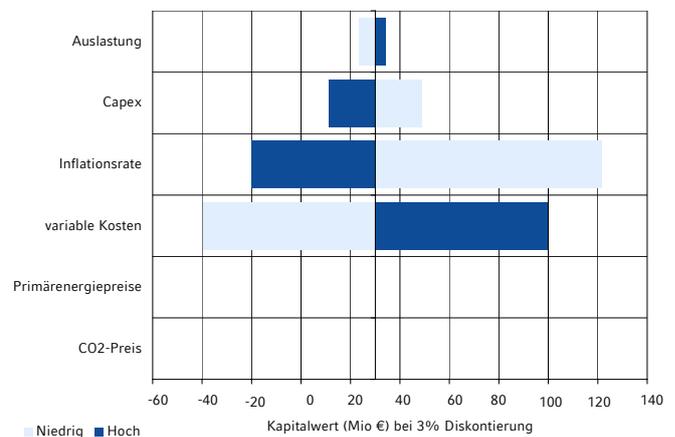
Das Kraftwerk läuft daher ausschließlich über das EEG und wird wegen der hohen Grenzkosten sofort nach Auslaufen der Förderung abgeschaltet. Neben den Erlösen aus der Verstromung fallen bei der Biogasanlage auch noch Erlöse aus dem Wärmeverkauf an. Wir nehmen an, dass 25% der anfallenden Abwärme für 15-20 €/MWh am Markt verkauft werden kann. Für die thermische Ausbeute in MWh wird die gleiche Menge angesetzt wie bei der Stromproduktion. Insgesamt erreicht das Kraftwerk nach unseren Berechnungen damit eine Rentabilität von etwa 4%. Allerdings hängt diese in hohem Maße von der Inflation ab bzw. von der Fähigkeit, über langfristige Verträge Preissteigerungen bei den Betriebskosten zu vermeiden. Ebenso wie bei fossilen Primärenergieträgern gab es in den letzten Jahren auch bei Agrarrohstoffen starke Schwankungen der Weltmarktpreise. Dies schafft für die Betreiber von Biogasanlagen ein hohes Maß an Unsicherheit.

Biogas

Großhandelsstrompreis unter Basisannahmen und Vergütung nach EEG (real)



Sensitivitätsanalyse



Quelle PIK, WestLB Research

Solarenergie

Photovoltaik sehr kapitalintensiv

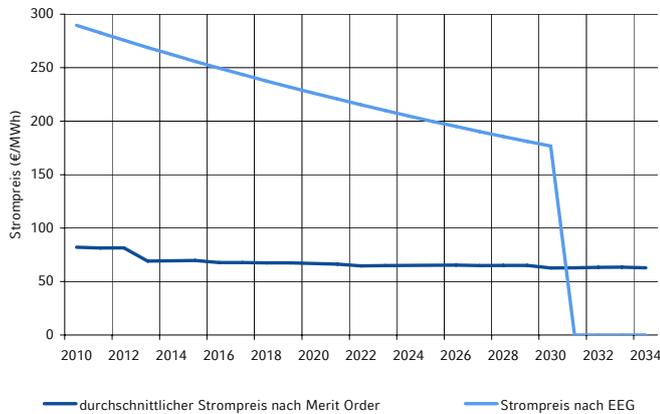
Mit Stromgestehungskosten von 245 €/MWh ist die Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen sehr teuer und zwingend auf Förderung angewiesen. Die Gesamtkosten entfallen zum Großteil (90%) auf die Anfangsinvestition, dafür sind die Betriebskosten (Wartung, Versicherung etc.) relativ gering. Deswegen wird eine Solaranlage, anders als eine Biogasanlage, trotz hoher Gestehungskosten auch nach Ablauf der Förderung noch bis zu ihrem Lebensende betrieben. Die dann noch erwirtschafteten Erlöse fallen jedoch nur geringfügig ins Gewicht.

Schwache Renditen für Photovoltaikanlagen

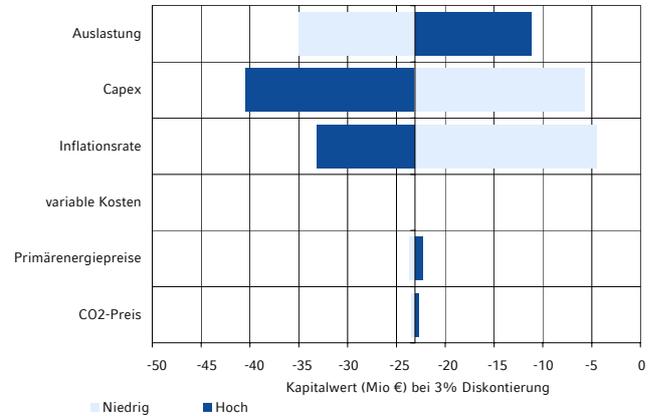
Solaranlagen sind nach unseren Berechnungen kaum rentabel. Die erwirtschaftete Rendite liegt lediglich bei etwa 1%. Zum geringen Teil ist dies bereits der Degression (einmalig -10%) geschuldet. Bei gleichen Kosten wäre bei einer ein Jahr zuvor erfolgten Investition etwa ein halber Prozentpunkt mehr erwirtschaftet worden. Durch die schnelle Degression wird die Finanzierung von Solaranlagen in der Zukunft noch schwieriger. Der dadurch induzierte harte Preiskampf ist jedoch politisch gewollt, um die Kosten entsprechend zu senken. Es ist unklar, inwieweit die Hersteller von Solaranlagen durch Kostensenkung mit der schnellen Degression mithalten können. Da Solar ohne EEG mittelfristig keine Perspektive hat, hängt die Zukunft stark vom politischen Willen ab, die Förderungen im Lichte der dann gewonnenen Erfahrungen anzupassen.

Solarenergie

Großhandelsstrompreis unter Basisannahmen und Vergütung nach EEG (real)



Sensitivitätsanalyse



Quelle PIK, WestLB Research

Die Performance des „Grünen Kraftwerks“

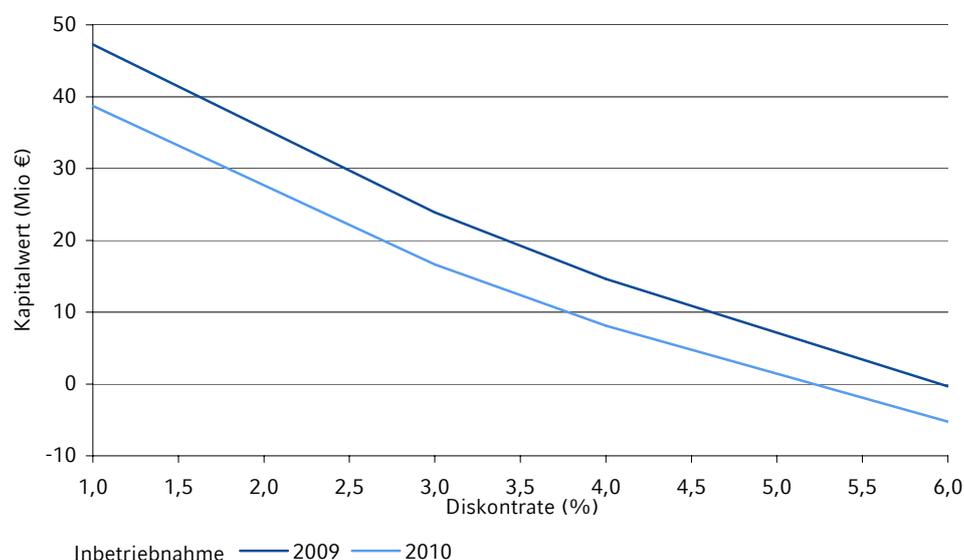
Vorteile eines Technologiemix

Anstelle der Investitionen in einzelne Technologien soll abschließend die Möglichkeit einer Diversifizierung in die verschiedenen Technologien betrachtet werden. Dabei wird ein „Grünes Kraftwerk“ im Stil einer Aggregation von einzelnen Anlagen zu einem Großkraftwerk betrachtet. Dieses bietet zum einen den Vorteil, Risiken der Einzeltechnologien zu diversifizieren und der Lastkurve eines konventionellen Kraftwerks nahe zu kommen. Während der Begriff eines „virtuellen Kraftwerks“ eine intelligente Steuerung bereits bestehender Anlagen beschreibt, fokussiert man sich hier jedoch lediglich auf die dazu notwendige vorausgehende Investitionsentscheidung in eine große Zahl solcher Anlagen.

Das „Grüne Kraftwerk“ erweist sich als rentabel

Tatsächlich rechnet sich die Investition in ein solches „Grünes Kraftwerk“. Dies ist zunächst nicht überraschend, da sich bereits die einzelnen Technologien als rentabel erwiesen haben. Nachfolgende Abbildung zeigt den Kapitalwert in Abhängigkeit von der Diskontrate. Das 2010 errichtete „Grüne Kraftwerk“ rechnet sich demnach mit einer Rendite von 5%. Da für 2009 und 2010 die gleichen Kostenparameter verwendet wurden, zeigt die Abbildung zugleich den Effekt von Degression und Inflation. Entsprechend ist in den kommenden Jahren mit einer weiteren Abnahme der Renditen zu rechnen, falls dies nicht durch Lerneffekte (Kostensenkungen) kompensiert wird. Perspektivisch besteht die politische Aufgabe somit darin, die Vergütungssätze im Sinne der Klimaschutzziele regelmäßig nachzusteuern. Die Herausforderung ist dabei, eine Balance zwischen der Vorwegnahme ohnehin zu erwartender Kostensenkungen und der Setzung von Impulsen für induzierte Kostensenkungen zu finden.

Kapitalwert des „Grünen Kraftwerks“ unter Basisannahmen



Quelle PIK, WestLB Research

Rentabilität für mittelfristig geplante Investitionen in Erneuerbare sehr schwierig zu beurteilen

Da sowohl die zukünftigen Lernkurven als auch die wahrscheinlichen zukünftigen Anpassungen der Vergütungssätze unsichere Größen darstellen, ist der Zeithorizont für die sichere Bewertung von Investitionen bei Erneuerbaren Energien stark begrenzt. Aufgrund der fixierten Vergütung lässt sich bei kurz bevorstehenden Investitionsentscheidungen die Performance auch über die gesamte Lebensdauer noch recht gut abschätzen. Für Investitionen, die erst in ein paar Jahren vorgenommen werden sollen, sind Aussagen zur Rentabilität allerdings schwierig.

„Grüne Kraftwerke“ verdrängen konventionelle Kraftwerke – Strompreis senkende Wirkung

Der Merit-Order-Effekt

Die Erneuerbaren Energien stehen, von der Möglichkeit zur Direktvermarktung einmal abgesehen, außerhalb des Wettbewerbs eines liberalisierten Strommarktes. Wegen der Abnahmegarantie wird die entstehende Stromnachfrage zuerst durch Erneuerbare Energien abgedeckt. Die Restnachfrage wird über die konventionellen Kraftwerke bedient. Die Erneuerbaren Energien unterliegen daher nicht dem Prinzip des Merit-Order-Modells, sprich der Staffelung der Kraftwerke in Höhe der beweglichen Kosten und der darauf basierenden Bestimmung des Strompreis setzenden Grenzkraftwerks. Dennoch haben sie großen Einfluss auf die Auswahl desselben, da sie de facto für eine Verschiebung der Merit-Order sorgen. Die Merit-Order verhält sich so, als ob die „Grünen Kraftwerke“ an ihrem linken Rand eingereicht wären, wodurch die Stromproduktion konventioneller Kraftwerke verdrängt wird. Dieser Effekt hat eine Strompreis senkende Wirkung: Durch den Zubau eines „Grünen Kraftwerks“ verschiebt sich die bisherige Merit-Order, und ein günstigeres Kraftwerk wird zum Grenzkraftwerk. Dadurch sind nicht nur jene Kraftwerke betroffen, die dadurch aus der Stromproduktion komplett herausfallen, sondern auch die produzierenden Kraftwerke, die nun einen niedrigeren Abnahmepreis erzielen.

Investitionsklima für konventionelle Kraftwerke verschlechtert sich weiter

Auch ohne Abnahmegarantie würde sich eine Verdrängungswirkung durch bestehende Anlagen einstellen. Viele Erneuerbare Energien produzieren bei geringen variablen Kosten (speziell Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie). Damit werden diese Anlagen auch zu Zeiten geringer Nachfrage betrieben.

Solange eine ausreichend hohe Vergütung den Zubau rentabel macht und das Wachstum der Stromnachfrage diesen Zuwachs nicht übersteigt, ist also mit einer Verdrängung konventionell erzeugten Stroms zu rechnen. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird sich das Investitionsklima für konventionelle Kraftwerke also zunehmend verschlechtern. Speziell bei den flexiblen Gaskraftwerken ist dies problematisch, da sie zur Integration des fluktuierenden Windstroms gebraucht werden.

Komplexe Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren auf den Strommarkt

Der Einfluss des Ausbaus der Erneuerbaren ist aus zwei Gründen nur sehr schwierig zu quantifizieren: Zum einen ist die Entwicklung neuer Erzeugungskapazitäten höchst unsicher; zum anderen sind die Erneuerbaren Energien in Deutschland durch ein stark schwankendes Angebot gekennzeichnet. Diese hohen Fluktuationen schlagen durch die Abnahmegarantie auf die Merit-Order und somit über die Bestimmung des Grenzkraftwerks auf den Strompreis durch. In der Konsequenz übertragen sich die Fluktuationen des Angebots Erneuerbar erzeugten Stroms auf den Strompreis und lassen diesen stärker schwanken.

Kosten und Fluktuationen

Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien über Smart Grids und SuperGrid

In den letzten Jahren wurden zwei Konzepte entwickelt, um der Dynamik des Einsatzes von Erneuerbaren Energien Rechnung zu tragen und dem Problem ihrer noch hohen Kosten und den mit ihnen verbundenen starken Angebotsschwankungen zu begegnen: Smart Grids bzw. das SuperGrid. Die Kombination beider Konzepte zielt auf eine Vollversorgung mit aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Strom ab.

Smart Grids

Intelligenter Verbund zahlreicher kleiner Kraftwerke

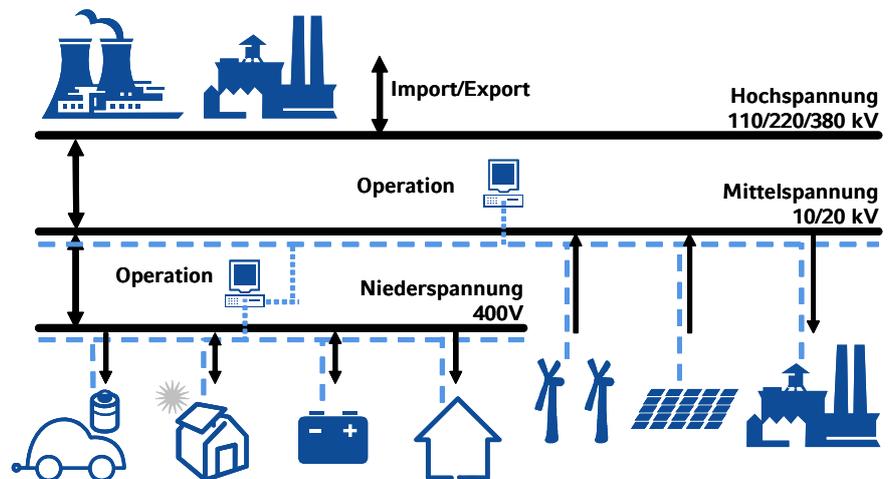
Intelligente Stromnetze sollen künftig einen entscheidenden Beitrag zur Stabilisierung oder Verbesserung der heutigen Versorgungssicherheit sowie der Energie- und Kosteneffizienz des Netzbetriebs leisten. Die Herausforderung des Smart Grids besteht in der Integration dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien in das Gesamtsystem der Energieversorgung mittels intelligenter Angebots- und Verbrauchssteuerung.¹³ Mithilfe von intelligenten Regelkonzepten gilt es, viele geografisch verteilte Quellen unterschiedlicher Größe und Regeleigenschaften zu so genannten „virtuellen Kraftwerken“ zusammenzufassen, die sich dann im Wesentlichen wie ein konventionelles Kraftwerk steuern lassen. Insgesamt geht es um nicht weniger als die grundlegende Neustrukturierung der Stromverteilnetze, die einen Mix aus zentraler und dezentraler Erzeugung ermöglicht.

Lösungen für mehr Flexibilität und Kapazitäten werden benötigt

So benötigen die Höchstspannungsnetze in Europa auf der einen Seite mehr Flexibilität und Übertragungskapazitäten, um künftig stärker fluktuierende Strommengen auch über größere Entfernungen hinweg (siehe SuperGrid, S. 54) transportieren zu können. Für einen Ausgleich der Fluktuationen könnten dezentrale Stromspeicher sorgen. Bislang sind die Ideen für kostengünstige Speicher jedoch kaum weitergekommen. Als eine Idee kommt hier die Elektromobilität ins Spiel, deren Ansatz die Nutzung von Elektroauto-batterien als Puffer für das Stromnetz ist.

¹³ Siehe www.smartgrids.eu.

Smart Grid: Weiterentwicklung eines dezentralen Netzmanagements



Quelle Fraunhofer Institut, WestLB Research

Laststeuerung durch intelligente IT-Systeme

Auf der anderen Seite müssen die Niederspannungsnetze in Zukunft das Management einer Vielzahl kleiner Stromeinspeisequellen (z.B. Photovoltaik-Aufdachanlagen) erlauben. Hier kommt es insbesondere auf eine optimierende Laststeuerung an. Hierzu müssen z.B. die Endkunden über intelligente Stromzähler stärker integriert werden. Der Stromlieferant würde hierdurch in die Lage versetzt, über eine entsprechende Tarifierung Lastspitzen zu glätten und seine Strombereithaltungskosten zu minimieren.

USA bei Smart Grids mit Zeitvorsprung von ein bis zwei Jahren

Getrieben durch die Politik gewinnt das Thema inzwischen an Fahrt. Insbesondere die neue US-Regierung stützt das Thema mit ihrem Stimulus-Programm (American Recovery and Reinvestment Act), indem hier in vier Jahren bis zum Jahr 2012 für Smart Grids 4,3 Mrd US\$ an Forschungs- und Entwicklungsgeldern budgetiert sind. Dies ist ein Bestandteil des 40-Milliarden-Dollar-Programms, das zu einem Investitionsimpuls von 77 Mrd US\$ führen soll. In puncto Smart Grids umfasst dies einen weiten Bereich von IT-Lösungen, über Smart Metering bis hin zu neuen Energiespeichersystemen. Damit haben die USA gegenüber Europa einen Zeitvorsprung von ein bis zwei Jahren. Einschränkend zu sagen ist allerdings, dass der höhere Wettbewerb in der US-Stromwirtschaft zu niedrigeren Netzinvestitionen und zu einem größeren Nachholbedarf im Vergleich zu Europa geführt hat. Gleichzeitig dürfte das Einsparpotenzial größer sein, da ein US-Haushalt im Vergleich zu einer europäischen Durchschnittsfamilie mehr als doppelt so viel Strom verbraucht.

Smart Grids für Versorger ein Hebel zur Optimierung von Angebot und Nachfrage

Insgesamt befindet sich das Thema noch in einer frühen Phase. In vielen europäischen Ländern laufen Bemühungen, eine Roadmap zu definieren und die Beteiligten aus Politik, Forschung und Industrie zu vernetzen. Für die Versorger ist das Thema enorm wichtig, da man die Kontrolle über eine unsichere Stromangebotsseite behalten will und damit gleichzeitig die Kundenbindung verbessern kann.

SuperGrid & SuperSmart Grid

Kostengünstige Stromversorgung durch Erneuerbare über weiträumige Übertragungsnetze

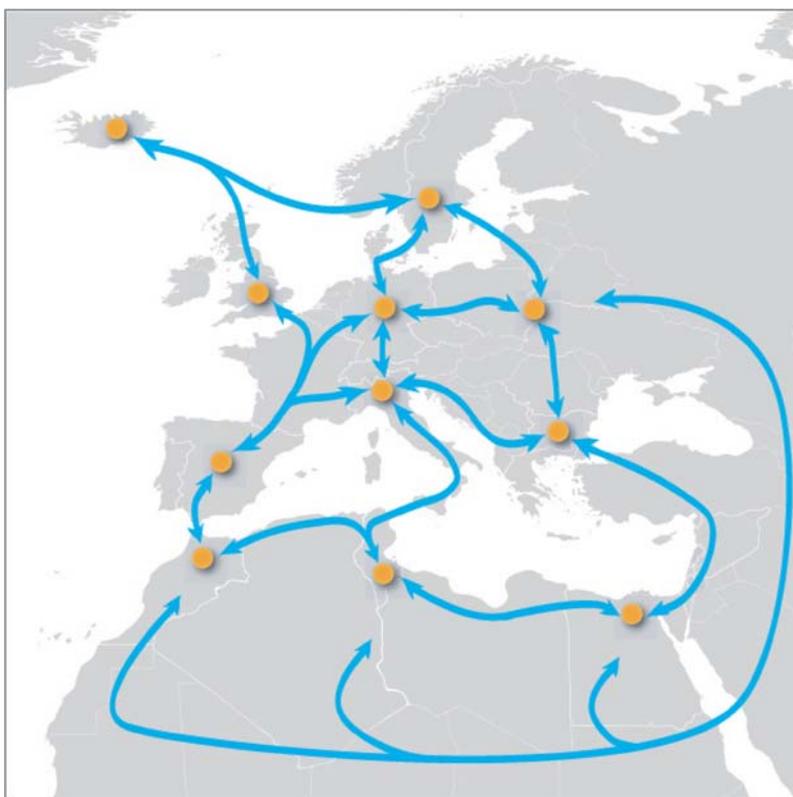
Die Grundidee des SuperGrids ist es, den Strom dort zu erzeugen, wo Erneuerbare Energien reichlich und damit preiswert zur Verfügung stehen (siehe dazu Czisch, 2005). Dies betrifft beispielsweise Windstandorte in Nordwesteuropa (z.B. die geplanten Offshore-Windkapazitäten in der Nordsee), Nordosteuropa und der afrikanischen Atlantikküste, Biomassenutzung in Nordosteuropa sowie Solarthermie im Süden Europas oder in Nordafrika.

Der so erzeugte Strom wird dann durch Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen verlustarm zu den Verbrauchszentren transportiert. Ein Beispiel für diesen Ansatz ist das aktuell viel diskutierte Desertec-Konzept.

Ausgleich von Fluktuationen durch großräumige Versorgung

Die zweite zentrale Idee des SuperGrids besteht darin, dass sich bei einer weiträumigen Nutzung Erneuerbarer Energien deren Angebotsschwankungen weitgehend gegenseitig ausgleichen. Im Großraum Europa/Nordafrika könnten sich so bis zu 80% der Schwankungen gegenseitig ausgleichen. Ein großräumiges Netz könnte zudem die Möglichkeit eröffnen, mithilfe der in Europa vorhandenen Speicherwasserkraftwerke die verbleibenden Schwankungen zu glätten und letztendlich erneuerbar erzeugten Strom grundlastfähig zu machen. Das SuperSmart Grid verbindet die komplementären Konzepte der Smart Grids und des SuperGrids zu einem ganzheitlichen Ansatz.

Weiträumige Stromversorgung über das SuperSmart Grid



Quelle PIK/ECF, siehe: www.supersmartgrid.net

CCS – Kohlendioxidabscheidung und Speicherung

Eine neue Technologie auf dem Vormarsch

Deutsche Versorger setzen weiterhin auf Kohle

„Deutsche Versorger setzen weiterhin auf die Kohleverstromung. Prognosen, wonach der europäische Emissionsrechtshandel das Aus für die Kohle bedeutet, haben sich als verfrüht erwiesen.“ Das ist das Ergebnis einer aktuellen Umfrage der Beratungsgesellschaft Russell Reynolds Associates, an der sich 37 deutsche Versorger, darunter auch die beiden Marktführer E.ON. und RWE beteiligt haben.¹⁴

Investitionen fließen primär in neue Abscheidungs-technologien

Die Gründe für dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis liegen in der Hoffnung auf den Erfolg einer vergleichsweise neuen, technologisch noch nicht vollständig gesicherten Technologie: CCS (Carbon Capture and Storage). Dabei wird das durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffträger entstandene CO₂ abgeschieden und in unterirdischen Lagerstätten eingelagert (sequestriert). Während hier nur CCS in Verbindung mit Kohlekraftwerken betrachtet wird, eignet sich das Verfahren auch für Gaskraftwerke oder industrielle Anwendungen mit hohen Emissionen. In Verbindung mit Biomassekraftwerken könnten mit CCS theoretisch sogar Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernt werden. Die Unternehmen sehen in CCS offenbar einen Ausweg aus dem „Trilemma“ Atomausstieg, Klimaschutz und Versorgungssicherheit. So lässt z.B. E.ON verlauten, dass alle Kohlekraftwerke, die das Unternehmen baut, mit CCS nachrüstbar sein werden. Ähnliches ist von RWE zu diesem Thema zu hören. Auch wenn dabei zunächst nur Freiflächen zur späteren Bebauung eingeplant werden, will man sich die Option CCS in jedem Fall offen halten. Eine E.ON-Pilotanlage in Wilhelmshaven soll im Jahr 2010 an den Start gehen. Erste Tests laufen bereits in einer Pilotanlage von Vattenfall in Brandenburg. RWE investiert 2 Mrd € in das erste große Braunkohlekraftwerk mit CCS in Hürth bei Köln, das 2014 in Betrieb gehen soll. Auf die Frage „In welche Bereiche der konventionellen Stromerzeugung werden in den kommenden Jahren die meisten F&E-Aufwendungen fließen?“ antworteten 21 der 37 Unternehmen „Kohle“, sieben „Atomkraft“, und nur vier nannten den alten Hoffnungsträger „Gas“ (fünf machten keine Angabe).

Das Thema CCS wird zurzeit sehr kontrovers diskutiert. Die zur Großanwendung erforderlichen Technologien befinden sich noch in der Erforschungsphase, und die Risiken für Gesundheit und Umwelt sind noch nicht abschließend geklärt. Es bleibt ein hohes Maß an Unsicherheit. Mit den offenen Fragen wollen wir uns im Rahmen dieser Studie nicht beschäftigen, sondern uns darauf beschränken, die „CCS-Strategie“ zusammen mit den anderen Ersatzstrategien einem rein ökonomischen Lackmustest zu unterziehen.

CCS bedeutet eine deutlich Verringerung der CO₂-Kosten

Abscheidung von 85% des bei der Erzeugung freigesetzten CO₂

CCS findet in drei Schritten statt: Die Abscheidung des CO₂ am Kraftwerk, der Transport des verdichteten CO₂ über Pipelines und schließlich die dauerhafte Speicherung in geologischen Formationen. Technisch werden momentan drei Abscheidungsvarianten diskutiert: Man unterscheidet nach Abscheidung vor und nach Verbrennung (Pre- and Post-Combustion) und einer dritten, bisher noch zu wenig erforschten Variante, der Verbrennung unter reinem Sauerstoff. Bei Pre-Combustion wird die Kohle vor der Verbrennung vergast. Bei Post-Combustion findet die Abscheidung nach der Verbrennung statt (Abgas-Wäsche).

¹⁴ Siehe FTD vom 15.4.2009.

Durch Wirkungsgradverluste werden pro Stromeinheit in einem CCS-Kraftwerk zunächst mehr Emissionen erzeugt als in einem Kraftwerk ohne Abscheidung. Es wird angenommen, dass dann aber 85% des produzierten CO₂ abgeschieden werden können. Es entsteht dadurch nur etwa ein Fünftel der CO₂-Kosten eines herkömmlichen Kohlekraftwerks. Der Vorteil der geringeren Emissionskosten wird allerdings durch andere Nachteile erkauft: höhere Investitionskosten, höhere Betriebskosten, ein geringerer Wirkungsgrad sowie zusätzliche Kosten durch Transport und Lagerung des CO₂.

In begrenztem Ausmaß mag es zu Nachrüstungen kommen

Prinzipiell sind alle fossilen Kraftwerke mit einer Abgas-Wäsche (Post-Combustion) nachrüstbar, solange Flächen für die Abscheidungseinrichtungen vorhanden sind. In Deutschland werden schon heute für alle neuen Kohlekraftwerke Flächen für eine mögliche Nachrüstung freigehalten. Die Nachrüstung ist mittelfristig weniger ein technisches als eine wirtschaftliche Herausforderung, da neben Investitionskosten auch deutliche Effizienzeinbußen hingenommen werden müssen. Die Kosten werden bei einer Nachrüstung zudem höher liegen als bei der integrierten Planung einer CCS-Einrichtung. Daher ist es für Kraftwerke, die älter als etwa zehn Jahre sind, eher unwahrscheinlich, dass eine Nachrüstung noch wirtschaftlich sein wird.

Aufbau eines Pipeline-Transportnetzes erforderlich

Transport

Der Transport des abgeschiedenen CO₂ zu den Lagerstätten wird bei einer kommerziellen Nutzung typischerweise über Pipelines ablaufen. Die Infrastruktur dafür ist noch zu errichten. Zwischen den Lagerstätten, hauptsächlich im norddeutschen Becken und den CCS-Kraftwerken, bei Braunkohle zum Beispiel an die drei deutschen Fördergebiete gebunden, müssen dafür Transportstrecken von bis zu mehreren hundert Kilometern überbrückt werden. Für Erdgas gibt es bereits große Pipelinetransportnetze, und der Transport von CO₂ über längere Distanzen wurde bereits in der Ölförderung erprobt (zur Erhöhung der Ausbeute von Ölfeldern wird CO₂ eingepresst), sodass die technischen Risiken beherrschbar scheinen. Auch der Transport ist daher in erster Linie eine wirtschaftliche Herausforderung. Dies gilt insbesondere für die südlichen Bundesländer, da die Transportkosten durch die hohe Entfernung zu den norddeutschen Lagerstätten deutlich steigen.

Verschiedene Arten von Speicherstätten denkbar

Dauerhafte Speicherung von CO₂

Erhebliche Unsicherheiten gibt es allerdings noch bei der dauerhaften Speicherung des CO₂. Hierfür werden in Deutschland derzeit hauptsächlich tief gelegene Sole führende Gesteinsformationen („saline Aquifere“) in einer Tiefe von mindestens 800 m oder ausgebeutete Erdgas- und Erdölfelder in Betracht gezogen. Die Einbringung von CO₂ in die Ozeane ist prinzipiell möglich, aber ökologisch und klimapolitisch bedenklich und wird weltweit weitgehend abgelehnt. Ebenso wird die Speicherung in submarinen Offshore-Lagerstätten nach der derzeitigen Rechtslage ausgeschlossen. Ausgebeutete Erdgasfelder haben bereits eine Speicherfestigkeit von mehreren Jahrmillionen bewiesen, wenn auch nicht für CO₂ und ohne Austrittsmöglichkeiten über unzureichend versiegelte Bohrlöcher. Das Gesamtvolumen an ausgebeuteten Erdgasfeldern ist in Deutschland jedoch nur sehr gering. Daher ist die Erschließung der salinen Aquifere wichtig - hier ist allerdings noch großer Forschungsbedarf in Bezug auf Speichervolumen und -sicherheit vorhanden.

Nur eine Übergangslösung

CCS wird auch von Befürwortern nur als Übergangslösung gesehen. Der Grund ist das begrenzte Volumen von potenziellen Aufnahmekapazitäten. Einer Anfrage an die Bundesregierung zufolge beträgt die Aufnahmekapazität aller deutschen Erdgasfelder rund 2,5 Milliarden t CO₂, das Gesamtpotenzial für die Aufnahmekapazität saliner Aquiferen wird auf etwa 20 +/- 8 Mrd t CO₂ geschätzt. Die gegenwärtigen CO₂-Emissionen in Deutschland betragen nach der gleichen Quelle jährlich rund 850 Mio t.

Ob CCS eine Zukunft hat, ist zunächst eine politische Frage

Die Zukunftsfähigkeit von CCS wird maßgeblich auch von den zukünftigen politischen respektive gesetzlichen Rahmbedingungen abhängen. Durch die Änderung der Großfeuerungsanlagenverordnung im Rahmen des EU Klima- und Energiepakets Ende 2008 müssen Kraftwerke mit mehr als 300 MW elektrischer Kapazität in Zukunft den Nachweis der CCS-Nachrüstfähigkeit („capture-ready“) erbringen. Auf Grundlage dieser in den nächsten zwei Jahren ins nationale Recht zu überführenden Regelung kann einer Studie des Wuppertal Instituts zufolge „der für die Genehmigung neuer Kraftwerke im Rahmen der „capture ready“-Bedingungen notwendige Nachweis zumindest in den nächsten fünf bis zehn Jahren nicht erbracht werden“. Der inzwischen gescheiterte Entwurf des Bundeskabinetts für das deutsche „CCS-Gesetz“ wich von der EU-Richtlinie bereits dahingehend ab, dass der Nachweis der „capture ready“ Fähigkeit nicht mehr zwingend erforderlich, sondern die Anwendung der Auflage im Ermessen der zuständigen Behörden liegen sollte. Der Versuch, das deutsche CCS-Gesetz noch vor der Bundestagswahl 2009 zu verabschieden, ist im Juni 2009 jedoch gescheitert. Starke Widerstand gab es aus den nördlichen Bundesländern, in denen der Großteil der potenziellen Lagerstätten liegt. Der politische Streit hat gezeigt, dass die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid nur dann eine Zukunft haben wird, wenn es zu einer von der Gesellschaft akzeptierten fairen Lösung für die mit der Speicherung verbundenen Risiken kommt.

Es bleibt ein hohes Maß an Unsicherheit**Rentabilität von CCS**

In nachfolgender Tabelle finden sich die ökonomischen Eckdaten für ein CCS-Kraftwerk. Kosten für Transport und Speicherung des CO₂ sind in den sonstigen variablen Kosten und den Fixkosten enthalten. Die Kosten für die beiden Abscheidungsvarianten „Pre-Combustion“ und „Post-Combustion“ sind annähernd gleich hoch. Auch zwischen Stein- und Braunkohlekraftwerken sind die Unterschiede relativ gering. Daher werden im Weiteren nur Berechnungen für Post-Combustion Varianten aufgeführt. Da der Brennstoff Braunkohle billiger als Steinkohle ist, sind Braunkohle-CCS-Kraftwerke als die realistischere Variante zu sehen.

50% Wahrscheinlichkeit für Neubauten von Kohlekraftwerken mit CCS ab 2020

Zunächst ist unklar, zu welchem Zeitpunkt die Abscheidungstechnik die technologische Reife für den Einsatz im kommerziellen Kraftwerksbetrieb erlangt. Wir rechnen damit, dass ab 2020 mit einer etwa 50%igen Wahrscheinlichkeit neugebaute Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie ausgestattet werden können. Ab 2025 gehen wir dann davon aus, dass die technischen Probleme mit Sicherheit überwunden sind. Es bleibt allerdings selbst dann das Risiko, dass die Technologie wegen zu hoher Kosten nicht wettbewerbsfähig ist und ihr Anteil an der Stromerzeugung dementsprechend unverändert bei Null liegt. Zudem ist zurzeit unklar, welche langfristigen Risiken die Speicherung mit sich bringt und wie Haftungsfragen genau geregelt werden.

Annahmen für CCS-Kraftwerke (reale Preise)

		Median	Minimum	Maximum
Steinkohle „Pre-Combustion“				
Investitionskosten	€/kW	1.933	1.859	2.082
Fixkosten	€/kW	66,9	59,5	81,8
sonstige variable Kosten	€/MWh	5,6	5,2	6,7
Steinkohle „Post-Combustion“				
Investitionskosten	€/kW	2.008	1.933	2.156
Fixkosten	€/kW	63,2	55,8	78,1
sonstige variable Kosten	€/MWh	5,6	5,2	6,7
Braunkohle „Post-Combustion“				
Investitionskosten	€/kW	2.082	2.008	2.231
Fixkosten	€/kW	69,5	61,3	85,9
sonstige variable Kosten	€/MWh	6,2	5,8	7,5
für alle Typen				
Stilllegungskosten	€/kW	60	50	80
Wirkungsgrad 2020	%	39	36	40
Wirkungsgrad 2075	%	44	43	45
Abscheidungsrate	%	85	-	-
Laufzeit	Jahre	45	-	-

Quelle PIK, WestLB Research

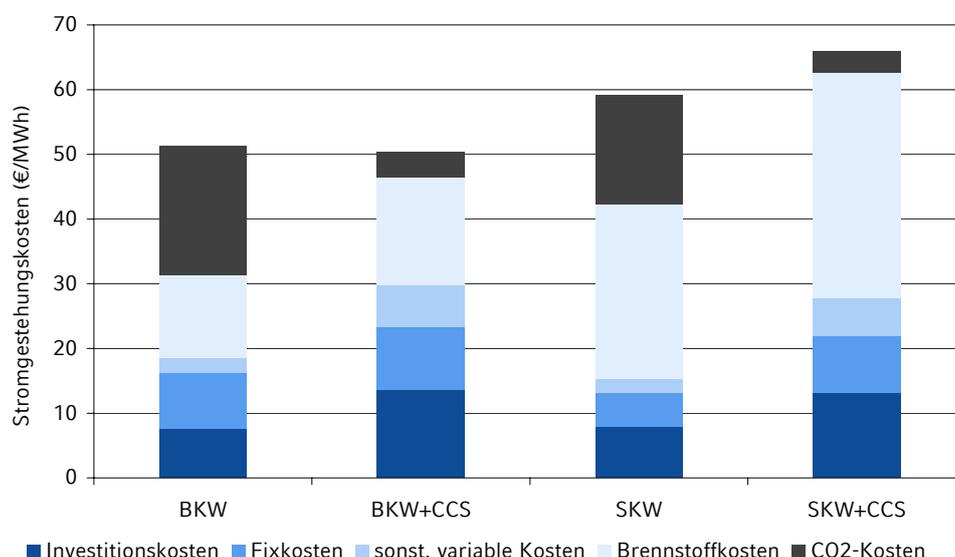
Abbildung durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen

Die Unsicherheit über die einzelnen Kosten bilden wir durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen ab. Wir gehen dabei jeweils von einer Dreiecksverteilung aus, deren Eckpunkte durch die in obiger Tabelle angegebenen Werte definiert werden. Die Angaben beziehen sich auf ein Kraftwerk in der Erprobungsphase. Innerhalb von zehn Jahren nach Verfügbarkeit der Technologie wird ein Rückgang der Kosten um 20% angenommen.

Gesamtkosten liegen bei 65-75 €/MWh**Performance von CCS**

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken aus der frühen kommerziellen Nutzungsphase (2020) bei einer unterstellten Auslastung von durchgängig 85% (Brennstoffpreise aus dem Basisszenario). Die Gesamtkosten liegen bei etwa 50 bis 65 €/MWh erzeugtem Strom. Die Grafik zeigt, dass ein großer Teil der Kosten auf den Brennstoff entfällt, verstärkt durch den wegen der Abscheidungstechnologie geringeren Wirkungsgrad. Bei den unterstellten CO₂-Preisen von 25 €/t ist Braunkohle mit CCS bereits so günstig wie ohne. Bei Einbeziehung von Steuern und Zinsdiensten stellt sich die CCS-Variante allerdings durch den höheren Kapitalaufwand etwas schlechter dar: In diesem Fall scheint der Bau von CCS-Kraftwerken erst bei CO₂-Preisen ab ca. 30 €/t unter Kostengesichtspunkten attraktiv zu werden.

Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken im Vergleich mit modernen Kohlekraftwerken ohne CO₂-Abscheidung



* unterstellt sind CCS-Kraftwerke in der frühen kommerziellen Nutzungsphase mit einer durchschnittlichen Auslastung von 85 % im Basis-BrennstoffszENARIO und bei 25 €/t CO₂ **Quelle** PIK, WestLB Research

Wettbewerbsfähigkeit hängt in hohem Maße von CO₂-Kosten ab

Während CO₂-Kosten bei einem CCS-Kraftwerk einen nur noch geringen Einfluss auf die variablen Kosten haben, hängt die Wettbewerbsfähigkeit des Kraftwerks in hohem Maße von eben dieser Größe ab. Anhand des CO₂-Preises entscheidet sich, ob ein Kraftwerk eine Auslastung in der unterstellten Größenordnung von 85% erreicht, oder ob es bei niedrigen CO₂-Preisen wegen konkurrierender konventioneller Kraftwerke nicht zum Zuge kommt. Auf S. 67-69 wird dieser Effekt bei einer endogen bestimmten Auslastung unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht. Es wird gezeigt, dass CCS-Steinkohlekraftwerke erst bei sehr hohen CO₂-Preisen von etwa 45 €/t CO₂ rentabel werden, die Investition in CCS-Braunkohlekraftwerke hingegen bereits bei deutlich geringeren Preisen wirtschaftlich sinnvoll erscheint.

Unternehmenswerte & Klimarisiken – Die Modellergebnisse

DCF-Bewertung der vier Kraftwerkportfolien

Der Wert der Kraftwerkportfolien der vier großen deutschen Stromversorger wird mittels DCF-Verfahren ermittelt (siehe S. 30). Dabei werden die verschiedenen, weiter oben bereits diskutierten Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien zugrunde gelegt (siehe S. 27). Ferner werden die Ersatzstrategien der Stromerzeuger variiert. Hier wird sowohl eine Differenzierung nach Bestands- und Ersatzportfolio als auch nach Kraftwerkstypen vorgenommen. Aus den Ergebnissen lassen sich dann bedingte Strategien ableiten, die den Portfoliowert (und damit implizit unterstellt auch den gesamten Unternehmenswert) maximieren.

Keine Strategie erweist sich als klarer Gewinner

Zunächst ein Blick auf das Gesamtportfolio (Bestands- & Ersatzkraftwerke): Nachfolgende Abbildung zeigt die Portfoliowerte, die sich bei Annahme der Basisszenarien für die Brennstoffpreise und den CO₂-Preis (25 €) berechnen lassen.¹⁵ Die beste Performance ergibt sich demnach für RWE durch die Wahl einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Strategie, bei E.ON dagegen bei einer „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie.

¹⁵ Die Portfoliowerte für die verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preis-Szenarien befinden sich im Anhang.

Vattenfall schneidet mit CCS noch etwas besser ab als mit einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Ersetzung. Bei EnBW liegen die „Brennstoff-durch-Brennstoff“- und „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie in etwa gleich auf.

Vattenfall und EnBW sind deutlich geringeren Schwankungen unterworfen

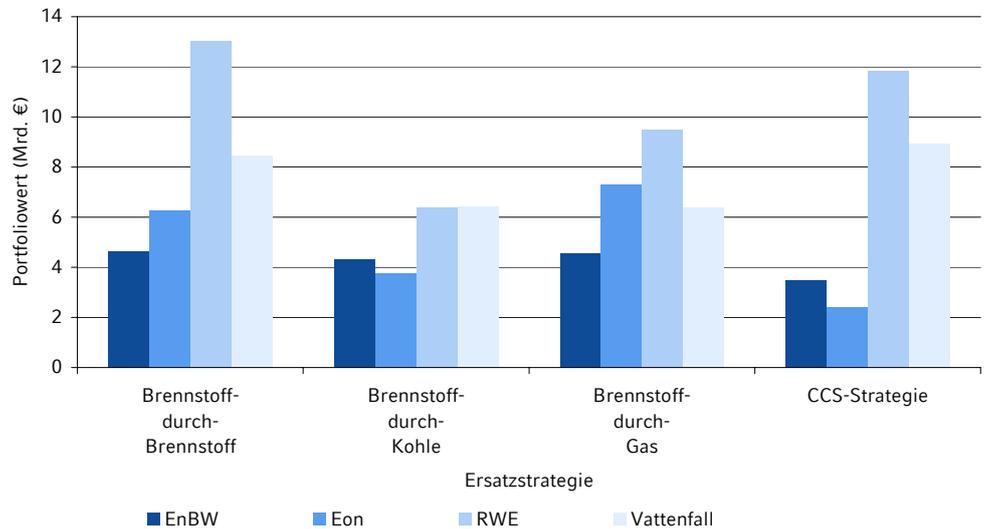
Mit Blick auf die Unternehmen ist festzustellen, dass Vattenfall und EnBW deutlich geringeren Schwankungen in Bezug auf die Ersatzstrategien unterworfen sind. Ausschlaggebend hierfür sind die geringere Größe und die Altersstruktur ihrer Kraftwerksportfolien. Speziell Vattenfall hat einen großen, recht neuen Braunkohleanteil in seinem Portfolio. Mit seinem großen Portfolio schneidet E.ON in unserer Analyse vergleichsweise schlecht ab. Dies liegt am hohen Steinkohleanteil. RWE dagegen steht mit einem ähnlich großen Portfolio deutlich besser dar (hoher Braunkohleanteil).

Erwartungswertbetrachtung – zum Teil deutliche Unterschiede im Vergleich zu den Basisszenarien

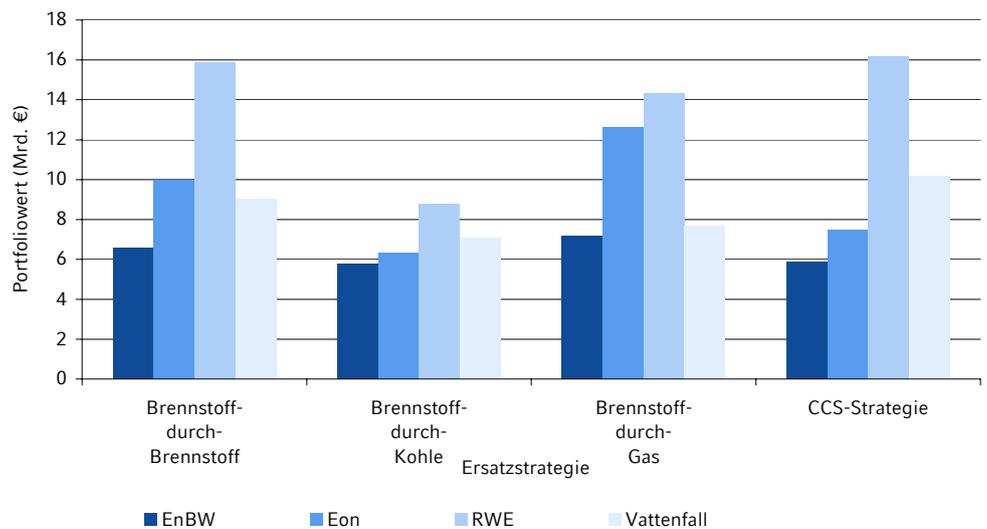
Betrachtet man nicht nur den Unternehmenswert unter Basisannahmen, sondern bezieht man die anderen Szenarien für Brennstoff- und CO₂-Preise mithilfe der Berechnung des Erwartungswertes für das Portfolio mit ein, müssen die Ersatzstrategien etwas anders bewertet werden (vgl. nachfolgende Abbildung, zweite Zeile). Zum einen sind die erwarteten Portfoliowerte (zum Teil deutlich) höher als die Portfoliowerte, die sich bei Annahme der Basisszenarien für die Brennstoff- und CO₂-Preise ergeben. Zum anderen schneidet besonders die Gasstrategie deutlich besser ab, mit Ausnahme des Vattenfall-Portfolios. Auch die CCS-Strategie verbessert sich – wieder mit Ausnahme von Vattenfall – nach dieser Betrachtung deutlich.

DCF-Werte der Bestands- und Ersatzportfolien

Basiszenario für Brennstoff- und CO₂-Preise*



Erwartungswert über alle CO₂- und Brennstoffpreisszenarien**



* siehe Tabelle auf S. 27; ** siehe Tabelle mit Wahrscheinlichkeitsverteilung auf S. 29 Quelle PIK, WestLB Research

„Brennstoff-durch-Gas“ in 44% der Fälle die beste Strategie

Schaut man sich die den jeweiligen Portfoliowert maximierende Wahl von Ersatzstrategien über alle zwölf Kombinationen von Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien und über alle Unternehmen hinweg an, so stellt sich heraus, dass die „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie in 21 Fällen (44%) die beste ist, während die „Brennstoff-durch-Brennstoff-Strategie“ in 17 Fällen reüssiert. Die CCS-Strategie schneidet in zehn Fällen, speziell bei hohen CO₂-Preisen bei den braunkohlehaltigeren Portfolien von Vattenfall und RWE am besten ab. Die reine Kohlestrategie kommt überhaupt nicht zum Zug. Auch insgesamt bestätigt sich damit der in obiger Abbildung für einen der zwölf Fälle vermittelte Eindruck.

Gesamtportfoliobetrachtung nur begrenzt aussagekräftig

Die Analyse der Portfoliowerte, die sich bei einer Betrachtung der Gesamtportfolien ergeben, ist allerdings nur begrenzt aussagekräftig, wenn es darum geht, die Rentabilität der einzelnen Ersatzstrategien und damit das Vorliegen entsprechender Investitionsanreize für die Unternehmen zu bewerten bzw. zu beurteilen.

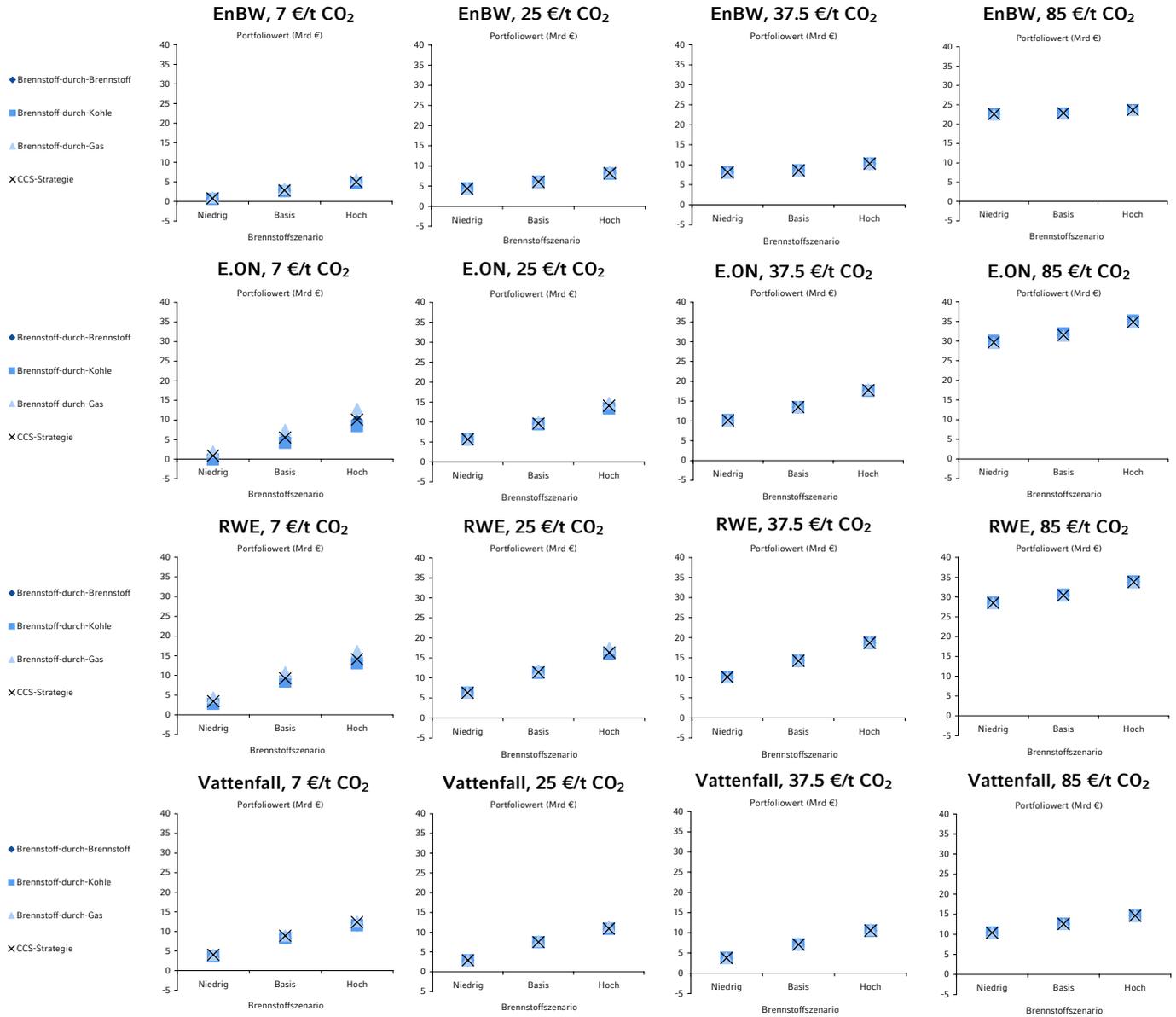
Im Folgenden spalten wir daher die Gesamtportfolien der Unternehmen in ein Bestands- und ein Ersatzportfolio auf und berechnen für diese jeweils einen separaten Unternehmenswert.

DCF-Bewertung der vier Bestandsportfolien

Signifikanter Einfluss bei RWE und E.ON vor allem im Szenario hoher Brennstoffpreise bei gleichzeitig niedrigen CO₂-Preisen sichtbar

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Portfoliowerte für die vier Stromkonzerne in Abhängigkeit von verschiedenen CO₂- und Brennstoffpreisszenarien. Über die Merit-Order und den Strompreis hängt der Portfoliowert auch für die bestehenden Kraftwerke von der gewählten Ersatzstrategie ab. Die Unterschiede sind jedoch in vielen Fällen gering, sodass sich die Punkte in den Grafiken zum Teil stark überlappen. Ein signifikanter Einfluss der Ersatzstrategie auf den Portfoliowert ist vor allem bei RWE und E.ON im Szenario hoher Brennstoff- und gleichzeitig niedriger CO₂-Preise zu erkennen. Durch eine „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie würden dann die bestehenden Kraftwerke rentabler. Die Unterschiede in den Portfoliowerten relativ zur jeweils schlechtesten Alternative („Brennstoff-durch-Kohle“) machen bei E.ON rund 4 Mrd € und bei RWE rund 3 Mrd € aus.

Die DCF-Werte der Bestandsportfolien



Quelle PIK, WestLB Research

Portfoliowerte fallen tendenziell umso größer aus, je höher die Brennstoff- und die CO₂-Kosten sind

Ein weiteres, zunächst überraschendes Ergebnis ist, dass die Portfoliowerte tendenziell umso höher ausfallen, je höher die Brennstoff- und die CO₂-Kosten sind. Dieser Effekt lässt sich über das Strompreismodell erklären. So sind z.B. die Atomkraftwerksbetreiber nicht von den höheren Kosten für Brennstoffe und Emissionsrechte betroffen, profitieren aber vom höheren, durch das Grenzkraftwerk bestimmten Strompreis. Generell gilt: je steiler die Merit-Order, desto höher die Deckungsbeiträge respektive Gewinne der Stromversorger. Bei dieser Betrachtung wird allerdings eine unelastische Stromnachfrage unterstellt. Innerhalb einer gewissen Bandbreite für den Strompreis und auf kurze Sicht erscheint dies zwar durchaus realistisch. Bei sehr hohen Preisen ist allerdings auf mittlere bis lange Sicht mit Anpassungsreaktionen zu rechnen, sodass die in unserem Modell unterstellten Gewinne so nicht mehr erzielbar wären.

DCF-Bewertung der vier Ersatzportfolien

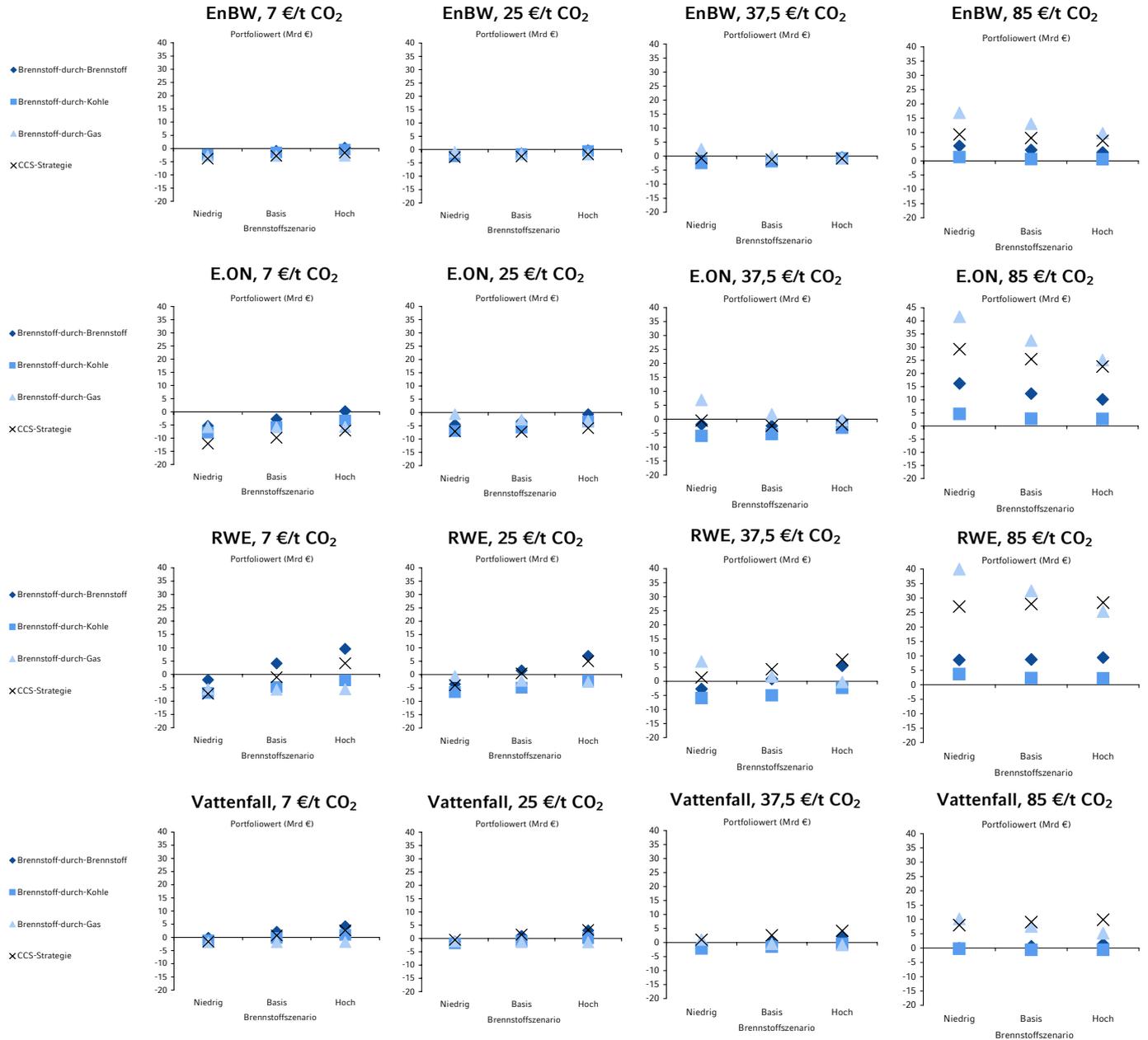
Ersatz von Kraftwerken rechnet sich oft nicht

Nachfolgende Abbildung zeigt, dass sich der Ersatz von Kraftwerken im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung der verschiedenen Szenarien häufig nicht rechnet. Gegenstand unserer Analyse sind nun die Unternehmenswerte, die sich allein für die Ersatzportfolien der vier Stromversorger ergeben. Es zeigt sich, dass die Unternehmen insbesondere bei niedrigen CO₂-Preisen Schwierigkeiten haben, Mehrwerte durch den Ersatz von Kraftwerken zu erzielen, da die neuen Kraftwerke in diesem Fall ihre Effizienzvorteile nur begrenzt ausspielen können. Bei niedrigen CO₂-Preisen und niedrigen Brennstoffpreisen ist keine der Ersatzstrategien rentabel. Bei niedrigen CO₂-Preisen und mittleren oder hohen Brennstoffkosten können RWE und Vattenfall mit einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“- und einer CCS-Strategie (beide wegen des Braunkohleanteils) ein positives Ergebnis erreichen. Im Szenario mit einem CO₂-Preis von 25 € ist die Situation ähnlich. Bei hohen CO₂-Preisen von 37,5 € wird dagegen die „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie attraktiv, allerdings nicht bei hohen Brennstoffpreisen. In letzteren Fall könnten RWE und Vattenfall immerhin noch mit einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“- oder einer CCS-Strategie einen positiven Portfoliowert erreichen.

Im Extremszenario erweist sich die „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie als eindeutig profitabelste Option

Im CO₂-Extrempreisszenario (85 €) werden alle Ersatzstrategien mit Ausnahme der „Brennstoff-durch-Kohle“-Strategie bei Vattenfall rentabel. Als profitabelste Option erweist sich in diesem Fall die „Brennstoff-durch-Gas“-Strategie, gefolgt von der CCS-Strategie. Bei extrem hohen CO₂-Preisen reicht der Effizienzgewinn, der durch eine Investition in neue herkömmliche Kohlekraftwerke (auch ohne CO₂-Abscheidung) erzielt werden kann, in der Regel aus, um mit der Investition die Rentabilitätsschwelle zu überschreiten. Man sieht anhand der Abbildung auch, dass sich hohe Brennstoffpreise bei den Ersatzportfolien – anders als bei den Bestandsportfolien – tendenziell eher negativ auf den Portfoliowert auswirken.

Die DCF-Werte der Ersatzportfolien



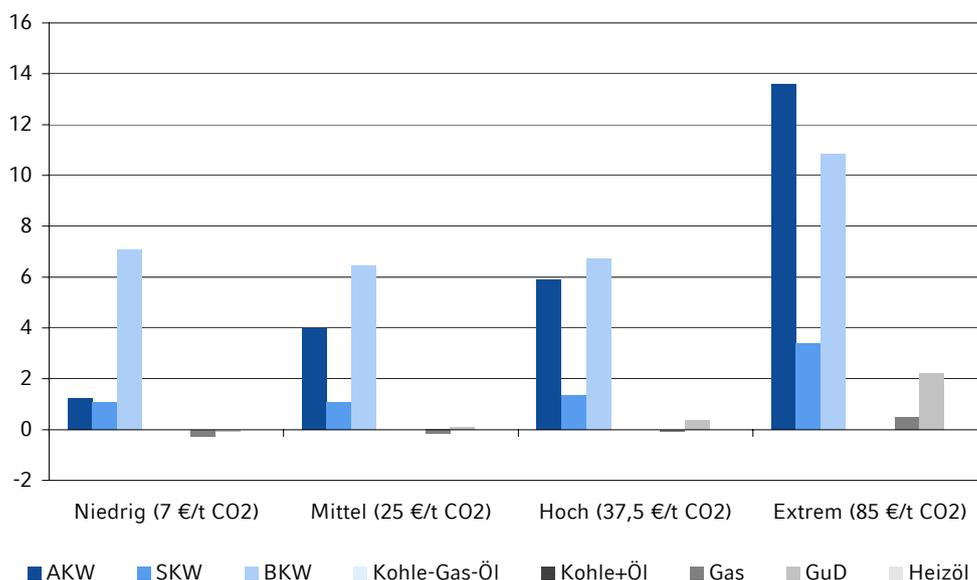
Quelle PIK, WestLB Research

Differenzierung nach Typen

Kernkraft und Braunkohle mit den höchsten Wertbeiträgen

Es lässt sich nun untersuchen, welche Kraftwerkstypen welchen Anteil zum Portfoliowert beitragen. Bei den Bestandsportfolien werden vor allem durch die abbeschriebenen Kraftwerke (insbesondere Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke) hohe Wertbeiträge erzielt (siehe nachfolgende Abbildungen). Die konventionellen Gaskraftwerke fahren dagegen negative Ergebnisse ein. Dabei ist allerdings nicht berücksichtigt, dass diese flexiblen Kraftwerke vornehmlich in der Spitzenlast eingesetzt werden und besonders von hier nicht betrachteten Knappheitspreisen und hohen Preisen für Regenergie profitieren.

Der Anteil der Kraftwerkstypen am DCF-Wert des Bestandsportfolien von RWE im Basis-Brennstoffpreisszenario für die vier CO₂-Preisszenarien



Quelle PIK, WestLB Research

Wert der Atomkraftwerke hängt signifikant vom CO₂-Preis ab

Die Abbildung macht deutlich, dass der Wert der Atomkraftwerke signifikant vom CO₂-Preis abhängt. Der Unterschied zwischen dem Niedrig- und dem Extrempreisszenario macht im Falle RWEs rund 10 Mrd € (!) aus. Die AKWs würden bei einem CO₂-Preis von 85 € sogar die Braunkohlekraftwerke überflügeln. Letztere gewinnen bei sehr hohen CO₂-Preisen stark an Wert, während sie bei den drei übrigen Szenarien auf ähnlichem Niveau verharren. Die Ergebnisse unterstreichen noch einmal, dass das ETS alleine nicht unbedingt die richtigen ökonomischen Anreizstrukturen bietet, um vor allem die klimaschädlichsten Kraftwerkstypen zu ersetzen.

Hohe Wertbeiträge der Atom- und der Braunkohlekraftwerke erklären das Verhalten der Unternehmen

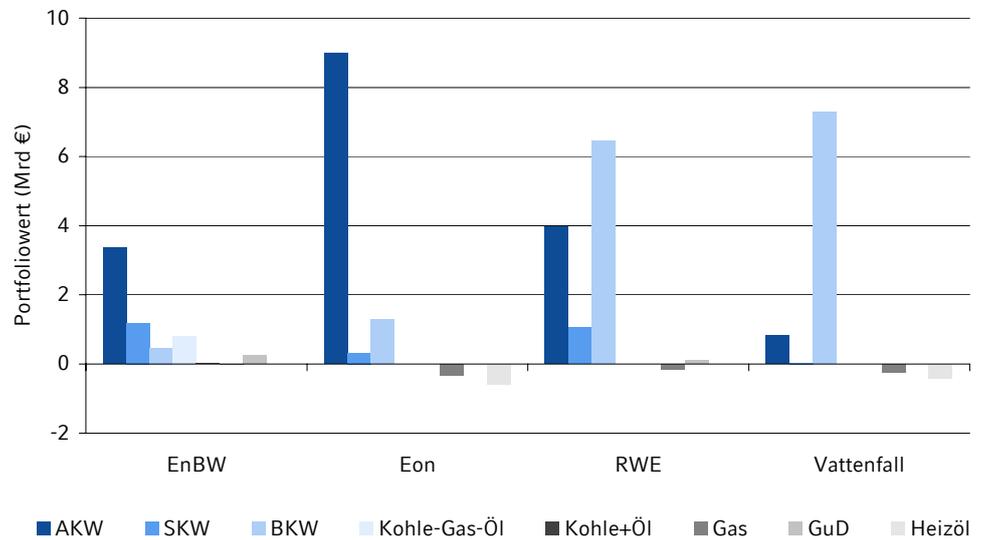
In der nachfolgenden Abbildung sind noch einmal alle vier Unternehmen mit den Allokationen ihrer Portfoliowerte dargestellt. Dabei wird deutlich, dass in allen vier Fällen entweder die Atomkraftwerke und/oder die Braunkohlekraftwerke die Hauptbestimmungsfaktoren des Unternehmenswertes sind. Es überrascht daher nicht, wie vehement die Unternehmen ihre Bestandsinteressen gerade in diesen beiden Bereichen gegenüber der Politik verteidigen.

Nur geringe Unterschiede im Vergleich zur Erwartungswertbetrachtung

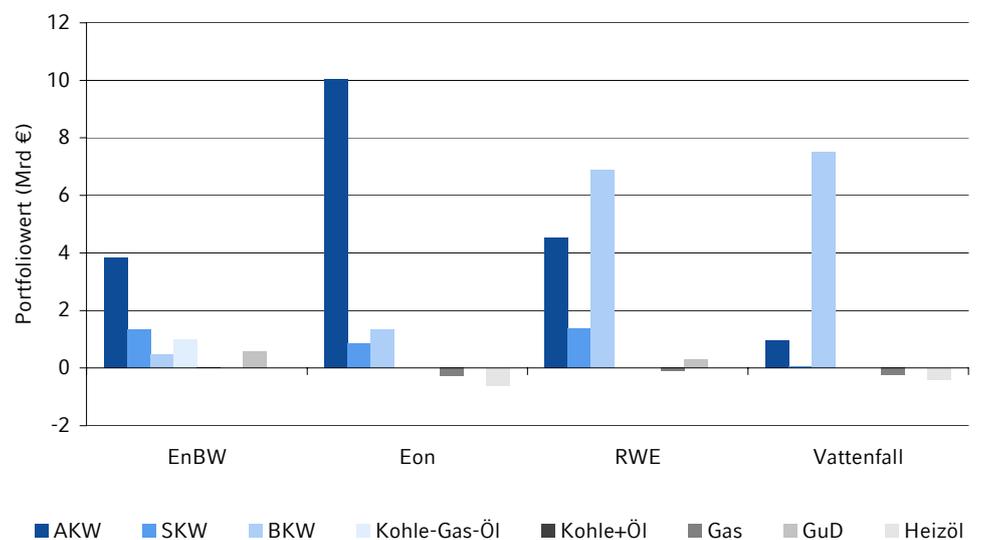
Tendenziell fallen die Portfoliowerte der Bestandsportfolien bei steigenden Brennstoff- oder CO₂-Preisen höher aus, bei fallenden Preisen niedriger. Wird der Erwartungswert über alle Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien gebildet (siehe die Wahrscheinlichkeitstabelle auf S. 29), unterscheiden sich die Ergebnisse nur wenig von denen unter den Basisannahmen, d.h. der „Durchschnittswert“ liegt in der Nähe des Wertes unter Basisannahmen. Dies liegt daran, dass sich die Abweichungen bei den Niedrig- und Hochpreisszenarien gegenseitig aufheben und das Extrempreisszenario für CO₂ wegen der geringen Wahrscheinlichkeit keine große Rolle spielt. Die zuvor beobachtete Differenz zwischen dem Erwartungswert des Wertes eines Gesamtportfolien und des Wertes des entsprechenden Portfolios unter Basisannahmen (siehe S. 27) ist daher nicht auf die Bestandsanlagen, sondern auf die Ersatzportfolien zurückzuführen. Damit liegt es nahe, die einzelnen Ersatzoptionen, die unseren Ersatzstrategien zugrunde liegen, eingehender zu betrachten.

Der Portfoliowert der Bestandsportfolien der vier Stromkonzerne in Bezug auf die einzelnen Kraftwerkstypen

Basisszenario für Brennstoff- und CO₂-Preise*



Erwartungswert über alle CO₂- und Brennstoffpreisszenarien**



* siehe Tabelle auf S. 27; ** siehe Tabelle mit Wahrscheinlichkeitsverteilung auf S. 29

Quelle PIK, WestLB Research

Rentabilität einzelner Ersatzkraftwerke

Übergang von der Portfolio- zur Einzelfallbetrachtung

Die bisherigen Analysen haben gezeigt, wie unterschiedlich die verschiedenen Ersatzstrategien mit Blick auf den DCF-Wert der Kraftwerksportfolien abschneiden. Im Folgenden sollen die Gründe hierfür noch eingehender beleuchtet werden. Die Möglichkeiten, die sich hierfür auf der Portfolioebene erschließen, sind naturgemäß begrenzt. Wir gehen daher in die Einzelfallbetrachtung und analysieren exemplarisch die Rentabilität bestimmter Ersatzoptionen. Dabei unterstellen wir eine zu ersetzende Netto-Kapazität von 500 MW und gehen grundsätzlich von einer „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Strategie aus.

Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und DCF-Werte

Sensitivitätsanalysen der Ersatzoptionen

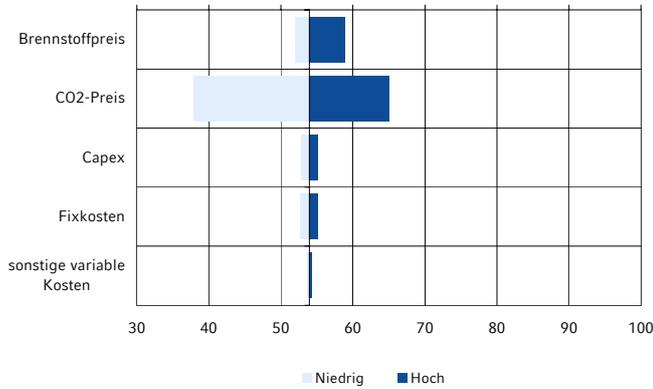
Zunächst untersuchen wir die Auswirkungen verschiedener Einflussvariablen auf die beiden Zielgrößen Stromgestehungskosten und DCF-Wert. Dies geschieht in Form von Sensitivitätsanalysen, bei denen jeweils nur ein Parameter variiert wird. Für jeden Parameter wird dabei eine untere und eine obere Grenze definiert und untersucht, wie sich die Variation des Parameters innerhalb dieser Grenzen auf die beiden Zielgrößen auswirkt. Die Ergebnisse werden dann dem aus den Basisannahmen abzuleitenden Referenzwert gegenübergestellt. Ordnet man die Bandbreiten, innerhalb derer die Parameter variiert werden, nach ihrer Größe, so besitzen die erzeugten Grafiken häufig die Form einer Windhose. Sie werden daher auch als „Tornado-Grafiken“ bezeichnet. Die Ober- und Untergrenzen für die Parameterbandbreiten werden anhand der Angaben in der Tabelle auf S. 31 (Capex, Fix- und variable Kosten) und den Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien (S. 27) bestimmt.¹⁶

¹⁶ Das Vorgehen bei den Brennstoffpreisen bedeutet, dass die Preise vollständig korreliert sind. Hohe Braunkohlepreise treten dabei immer mit hohen Gas-, Öl- und Steinkohlepreisen auf.

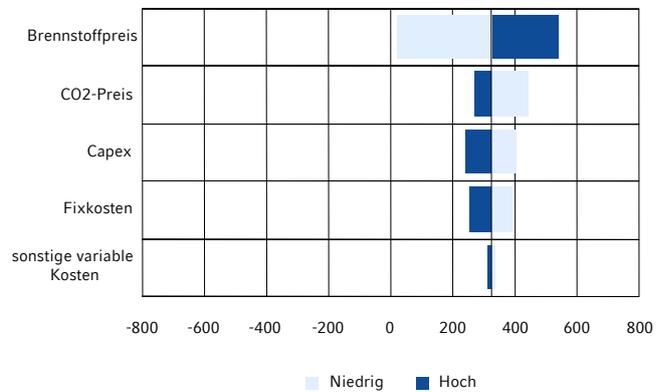
Tornadografiken für neue 500-MW-Kraftwerke mit Inbetriebnahme im Jahr 2010

Braunkohle

Stromgestehungskosten (€/MWh)

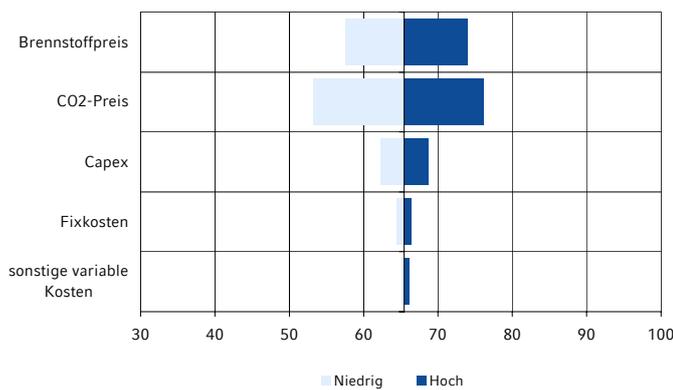


Kapitalwert (Mio €)

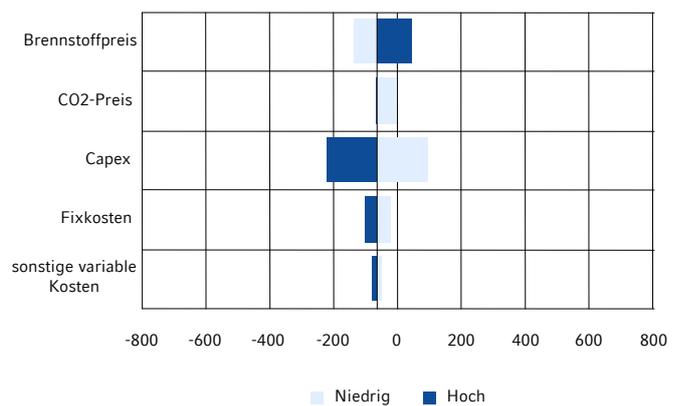


Steinkohle

Stromgestehungskosten (€/MWh)

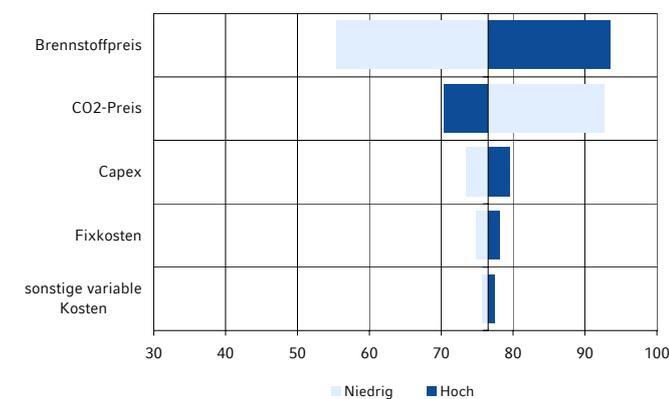


Kapitalwert (Mio €)

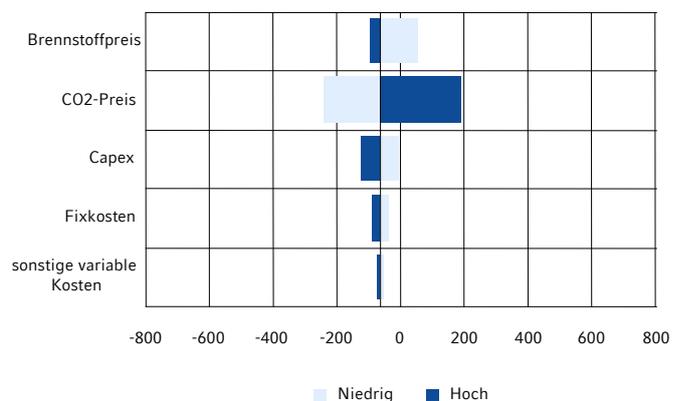


GuD

Stromgestehungskosten (€/MWh)



Kapitalwert (in Mio €)



Quelle PIK, WestLB Research

Unterschiedliche Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und Unternehmenswerte

Es werden sowohl die Stromgestehungskosten als auch der DCF- respektive Kapitalwert des jeweiligen Kraftwerks untersucht. Während bei den Stromgestehungskosten das Kraftwerk relativ isoliert betrachtet werden kann, spiegelt der DCF-Wert die Möglichkeiten der Kostenüberwälzung am Markt wider. Dadurch zeigen sich deutliche Unterschiede, was den Einfluss einzelner Variablen betrifft.

Die Stromgestehungskosten sind allerdings auch keine rein einzelwirtschaftliche Größe: Die Auslastung des Kraftwerks bestimmt sich über die Merit-Order und hat über die Höhe der Stromproduktion maßgeblichen Einfluss auf die Gestehungskosten.

Auswirkungen von CO₂-
Preisschwankungen auf den
DCF-Wert stark gedämpft

Braunkohle-Ersatzkraftwerke

Braunkohle ist billig, setzt im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern jedoch besonders viel Kohlendioxid frei. Sie wird in heimischen Lagerstätten abgebaut und ist wegen der hohen Transportkosten nur zur Verbrennung in anliegenden Kraftwerken geeignet. Durch die hohen CO₂-Emissionen entstehen hohe Risiken aufgrund der stark schwankenden, schlecht vorhersagbaren CO₂-Preise. Die Stromgestehungskosten hängen daher in hohem Maß vom CO₂-Preis ab. Anders jedoch beim Kapitalwert: Hohe CO₂-Kosten werden über die Grenzkraftwerke eingepreist und überwältigt; die Höhe der Überwälzung hängt in hohem Maß von anderen Kohlekraftwerken ab. Daher wird der Einfluss des CO₂-Preises auf den Kapitalwert stark gedämpft. Für den Kapitalwert sind die Schwankungen der Brennstoffpreise insgesamt von größerer Bedeutung als die der CO₂-Preise (erstere implizieren eine Spanne von rund 600 Mio € im Kapitalwert, letztere lediglich von rund 200 Mio €).

Steigende Brennstoffkosten
können Wert erhöhenden
Effekt haben

An dieser Stelle zeigt sich erneut, dass steigende Brennstoffpreise einen Wert erhöhenden Effekt haben können: Im Szenario hoher Brennstoffpreise steigen die Preise für Steinkohle und Gas weitaus stärker als für Braunkohle. Dementsprechend steigt der am Markt gebildete Strompreis stärker als die Mehrkosten, die beim Betrieb des Kraftwerks durch die teurere Braunkohle entstehen. Dies wiederum führt zu steigenden Deckungsbeiträgen und einem insgesamt höheren Kapitalwert des Braunkohlekraftwerks.

Höhere Effizienz, aber auch
höhere Abhängigkeit von
Preisschwankungen auf dem
Weltmarkt

Steinkohle-Ersatzkraftwerke

Steinkohle hat im Vergleich zur Braunkohle einen höheren Heizwert und lässt sich effizienter in Strom umwandeln. Um eine Einheit Strom herzustellen, wird also weniger Material eingesetzt und weniger Kohlenstoffdioxid emittiert als bei Braunkohle. Steinkohle wird jedoch global gehandelt und ist damit höheren Preisschwankungen ausgesetzt. Dementsprechend zeigen sich bei der Stromgestehung eine größere Anfälligkeit gegenüber Brennstoffpreisisiken und eine etwas geringere Anfälligkeit gegenüber CO₂-Preisisiken als bei Braunkohle. Wie auch bei Braunkohle dominieren beide Risiken gegenüber den Variationen der Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten.

Signifikantester Einflussfaktor
für den Unternehmenswert
sind die Investitionskosten

Anders sieht jedoch das Bild beim Kapitalwert aus. Sowohl bei Variation der Brennstoff- als auch der CO₂-Preise schwankt der Kapitalwert vergleichsweise wenig. Den größten potenziellen Einfluss auf den Unternehmenswert haben – anders als bei Braunkohlekraftwerken – die Investitionskosten. Sie implizieren eine Bandbreite im Kapitalwert von über 300 Mio €. Steinkohlekraftwerke befinden sich in der Mitte der Merit-Order und sind häufig Grenzkraftwerke. Deswegen können Mehrkosten zu einem beträchtlichen Teil überwältigt werden, und die Schwankungen der Brennstoff- und CO₂-Preise schlagen sich daher nur wenig auf die Deckungsbeiträge und damit den Kapitalwert nieder. Investitionskosten dagegen sind versenkte Kosten und können nicht weiter eingepreist werden. Steinkohlekraftwerke stehen zudem durch den Emissionshandel zunehmend in Konkurrenz zu modernen Gaskraftwerken. Bei hohen CO₂-Preisen kann das Steinkohlekraftwerk seinen Effizienzgewinn gegenüber alten Kohlekraftwerken nur teilweise ausspielen, da es dann in Konkurrenz zu Gaskraftwerken steht, die in die Mittel- und Grundlast drängen.

Auswirkungen des CO₂-Preises
erscheinen paradox

Gas-Ersatzkraftwerke

Ein großer Anteil der Kosten eines Gaskraftwerks geht in die Beschaffung des Brennstoffs. Der Gaspreis weist abhängig von der weltweiten Energienachfrage relativ hohe Schwankungen auf. Dementsprechend wirken sich Schwankungen im Gaspreis stark auf die Gestehungskosten eines Gaskraftwerks aus. Die Auswirkung des CO₂-Preises auf die Gestehungskosten erscheint paradox: Ein niedriger CO₂-Preis sorgt für hohe Gestehungskosten, ein hoher CO₂-Preis senkt die Gestehungskosten. Dies erklärt sich durch einen Blick auf den Strommarkt.

Hoher CO₂-Preis sorgt für
steigende Auslastung

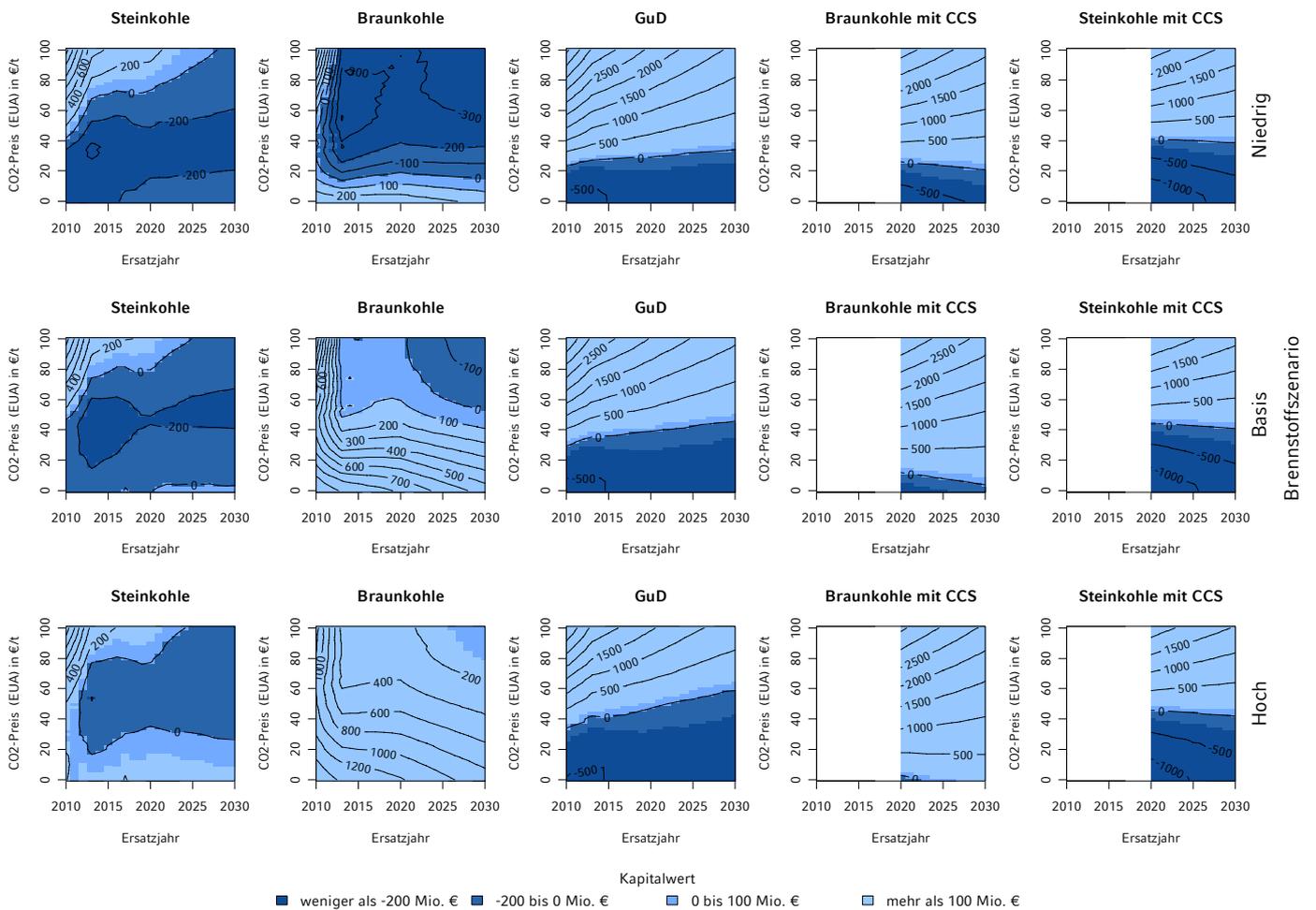
Die Stromgestehungskosten werden aus den diskontierten über die Lebensdauer eines Kraftwerks anfallenden Kosten im Verhältnis zur (diskontierten) Stromproduktion berechnet. Die Stromproduktion hängt allerdings davon ab, wie oft das Kraftwerk genutzt wird und deswegen von der Position in der Merit-Order. Bei einem hohen CO₂-Preis steigt die Auslastung des Kraftwerks signifikant an und dadurch werden die versenkten Kosten (Investitions- und Fixkosten) breiter verteilt. Daraus folgen insgesamt niedrigere Stückkosten. Bei einem niedrigeren CO₂-Preis sinkt jedoch die Auslastung durch die Konkurrenz der Steinkohlekraftwerke. Es folgen höhere Stückkosten. Dies erklärt das Paradoxon. Auf den Kapitalwert des Kraftwerks hat der CO₂-Preis wegen der stark variierenden Positionierung in der Merit-Order einen großen Effekt. Die Höhe des CO₂-Preises ist daher eine Schlüsselvariable für die Performance des GuD-Kraftwerks.

Kapitalwerte in Abhängigkeit
vom Preisszenario und
Ersatzjahr

Rentabilität von Ersatzkraftwerkstypen – Weitere Untersuchungen

Wir untersuchen die Rentabilität unserer Musterkraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener Einflussgrößen. Dazu gehören die Brennstoffkosten, die CO₂-Kosten und das Baujahr. Nachfolgende Abbildung zeigt die Rentabilität eines Kraftwerks in Abhängigkeit von den genannten Größen. Dunkelblaue Bereiche entsprechen einem negativen Unternehmenswert. Mittelblaue Bereiche entsprechen einem leicht positiven Unternehmenswert (bis 100 Mio €) und hellblaue Bereiche einem Unternehmenswert von mehr als 100 Mio €.

Die Rentabilität eines 500 MW – Ersatzkraftwerks bei endogen bestimmter Auslastung*



* Strompreis wie bei „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Ersetzung.

Quelle PIK, WestLB Research

Auslastung wird durch Merit-Order bestimmt

Die Berechnungen geschehen mit einer endogen (d.h. gemäß Merit-Order-Modell) bestimmten Auslastung. Das Ersatzkraftwerk beginnt dann in den ersten Jahren mit einer hohen Auslastung, die im Laufe der Jahre durch die Konkurrenz mit noch neueren Kraftwerken zurückgeht. Die Kraftwerke produzieren also stets in einem für sie typischen Lastbereich.

Braunkohle unter verschiedenen Bedingungen rentabel

Das Braunkohlekraftwerk erweist sich unter vielen Bedingungen als rentabel. Solange noch eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen erfolgt (also bis 2012), rechnet sich der Bau selbst bei ungünstigen preislichen Konstellationen (niedrige Brennstoffpreise und hohe CO₂-Preise). Auch bei mittleren oder hohen Brennstoffkosten ist der Bau eines Braunkohlekraftwerks auch bei höheren CO₂-Preisen auf absehbare Zeit noch rentabel. Dies unterstreicht die zuvor gemachte Beobachtung, dass die Brennstoff- und nicht die CO₂-Preise die Schlüsselvariable für Braunkohlekraftwerke sind. Das Braunkohlekraftwerk wird im Niedrig-BrennstoffszENARIO bei CO₂-Preisen ab etwa 20 €/t CO₂ unrentabel, sobald die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen endet. Bei CO₂-Preissteigerungen wäre dann aus Betreibersicht eine CCS-Nachrüstung für bereits gebaute Braunkohlekraftwerke zu erwägen.

Investitionen in Steinkohle rechnen sich nur in wenigen Fällen

Der Bau eines Steinkohlekraftwerks lohnt sich nur in wenigen Fällen. So könnte derzeit bei sehr hohen CO₂-Preisen durch die höhere Effizienz gegenüber älteren Kraftwerken ein positiver Kapitalwert erzielt werden. Ab 2013 lohnt sich der Bau von Steinkohlekraftwerken praktisch nur noch bei hohen Brennstoffpreisen und zugleich sehr niedrigen CO₂-Preisen. Nur dann besteht durch den gestiegenen Gas-Kohle-Spread ein Vorteil gegenüber Gaskraftwerken. Die Verschlechterung ab 2013 liegt am Übergang von der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten zur Auktionierung und dem hierdurch bedingten Wegfall der Windfall-Profite.

GuD nur bei sehr hohen CO₂-Preisen rentabel

Das GuD-Ersatzkraftwerk ist nur bei hohen CO₂-Preisen rentabel. Abhängig vom Brennstoff-Szenario liegt die Schwelle derzeit bei etwa 25 bis 35 €/t CO₂; durch die langfristig relativ zur Kohle stärker ansteigenden Gaspreise verschlechtert sich die Rentabilität der GuD-Kraftwerke langfristig. Der Bau von CCS-Kraftwerken ist frühestens ab dem Jahr 2020 möglich. CCS-Steinkohlekraftwerke lohnen sich erst ab CO₂-Preisen von 45 €/t aufwärts. Eine gute Performance ergibt sich allerdings für CCS-Braunkohlekraftwerke. Sie erweisen sich bereits bei niedrigen CO₂-Preisen als rentabel (bei niedrigen Brennstoffpreisen allerdings erst ab etwa 30 €/t). Solange die rechtlichen Rahmenbedingungen bis dahin geschaffen wurden und sich die Kosten für Transport und Speicherung nicht ungünstiger als angenommen entwickeln, stellen Braunkohle-CCS-Kraftwerke profitable Investitionen dar.

Bei der Grafik ist noch nicht berücksichtigt, dass für CCS-fähige Kraftwerke in den Jahren 2013-2016 die Möglichkeit eines Investitionszuschusses in Höhe von bis zu 15% der Investitionskosten gewährt werden kann. Diese Möglichkeit wurde im Dezember 2008 den nationalen Regierungen im Energie- und Klimapaket der EU eingeräumt. Die derzeitige Bundesregierung plant allerdings nicht, so die Antwort auf eine Anfrage der Grünen, sich an der Finanzierung von CCS-Kraftwerken zu beteiligen.

Vergleich mit SAM/WWF-Studie

Beschränkung auf RWE; Rahmenbedingungen deutlich verändert

In der Studie „Carbonizing Valuation – Assessing Corporate Value at Risk from Carbon“ (SAM/WWF, 2006) werden ebenfalls verschiedene Ersatzstrategien („Brennstoff-durch-Brennstoff“, „Brennstoff-durch-Steinkohle“, „Brennstoff-durch-Gas“) mithilfe eines DCF-Modells bewertet und miteinander verglichen. Die Studie beschränkt sich dabei auf das Kraftwerksportfolio von RWE, ermöglicht mithin keine Vergleiche mit anderen Unternehmen. Zudem haben sich die Rahmenbedingungen seit ihrer Veröffentlichung deutlich verändert.

Damals zugrunde gelegtes Szenario aus heutiger Sicht zu konservativ

Zur Zeit der Durchführung der SAM/WWF-Studie befand sich das EU-ETS noch in seiner Pionierphase, der deutsche nationale Allokationsplan für den Zeitraum 2008 – 2012 wurde entworfen, und über den Zeitraum nach 2012 (Post-Kyoto) bestand weitestgehend Unklarheit. Das im Hauptteil der Studie zugrunde gelegte Regulierungsszenario kann aus heutiger Sicht als zu konservativ bezeichnet werden: Auf lange Sicht wurde eine Gratiszuteilung mithilfe von brennstoffspezifischen Benchmarks unterstellt, und die von der Bundesregierung favorisierte Transferregel, die Anreize zur Ersetzung von Kraftwerken bieten sollte, dabei aber speziell Kohlekraftwerken zugute kam, war ebenfalls noch Bestandteil der Regulierung.

Die Daumenschrauben in der Klimapolitik wurden inzwischen angezogen

Inzwischen hat die EU-Kommission den damaligen Vorschlag der Bundesregierung für die NAP2-Phase zurückgewiesen, dabei die deutsche Kappungsgrenze für diese Phase nach unten korrigiert und die Transferregel kassiert.

Darüber hinaus wurde mit der Verabschiedung des Energie- und Klimapakets durch das EU-Parlament im Dezember 2008 auch beschlossen, dass es ab 2013 keine Gratiszuteilung für Kraftwerke mehr geben wird. Die Daumenschrauben der Klimapolitik wurden also angezogen. Dadurch hat sich die Wettbewerbsposition für Kohlekraftwerke verschlechtert, und zugleich wurde inzwischen bis 2020 eine relativ große Sicherheit über die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems geschaffen. Nach wie vor ist jedoch die Unsicherheit über die Entwicklung des CO₂-Preises sehr groß – in welcher Größenordnung die zukünftigen Zertifikatspreise liegen werden, ist in hohem Maße unklar.

Vorhersage eines sehr hohen Kohleanteils

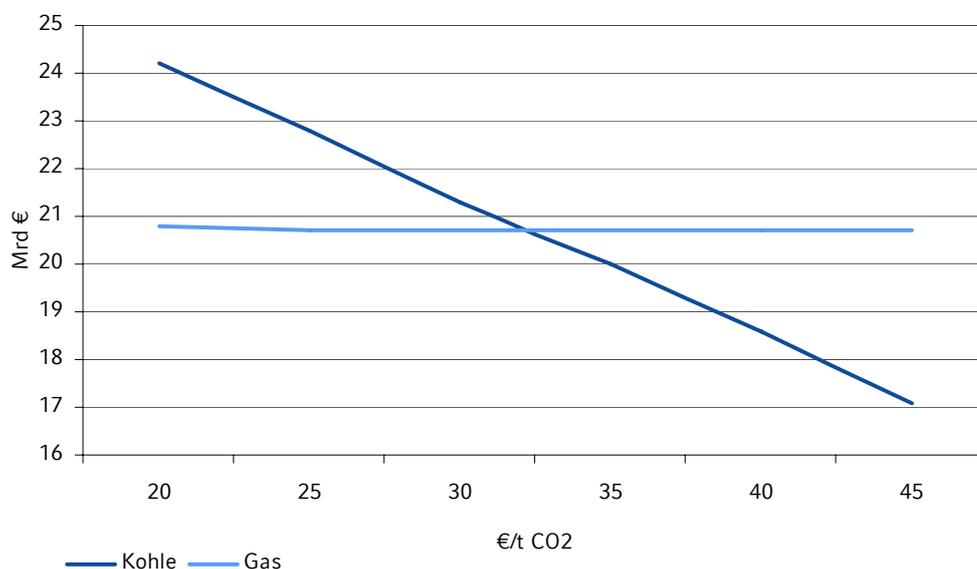
Die SAM/WWF-Studie kam unter der Vorwärtsprojektion der damaligen Rohstoffpreise zu dem Ergebnis, dass bei der unterstellten Regulierung für RWE und seine Aktionäre eine „Kohle-durch-Brennstoff“- oder eine „Brennstoff-durch-Brennstoff“-Strategie am günstigsten wäre. Da letztere Strategie – wie in unserer Studie – die Ersetzung des großen Nuklearanteils von RWE durch Steinkohlekraftwerke umfasste, wurde ein sehr hoher Kohleanteil für die Erzeugungskapazitäten von RWE vorhergesagt, welcher die langfristigen Klimaziele durch die damit implizierten hohen Emissionen konterkarieren würde. Der Wechsel hin zu einer Gasstrategie wurde ab einem CO₂-Preis von 33 €/t vorhergesagt.

Große Unterschiede in den Ergebnissen

Die Ergebnisse unterscheiden sich insgesamt deutlich von unseren. Ein Hauptgrund hierfür liegt in der Modellierung. So wurden in der SAM/WWF-Studie anders als bei uns keine Brennstoffpreisszenarien betrachtet, und die Merit-Order der Kraftwerke wurde nicht explizit modelliert (keine Kostenüberwälzung auf den Strompreis).

Aufgrund der Zuteilungsregeln wurden bei der Gasstrategie in etwa genau so viele Emissionsberechtigungen gratis zugeteilt, wie benötigt wurden. Der Portfoliowert unter der Gasstrategie ist in der SAM/WWF-Studie daher unelastisch gegenüber dem CO₂-Preis. Bei der Kohlestrategie, mit einem hohen Bedarf an zusätzlichen Emissionsberechtigungen, hat dies jedoch zur Folge, dass der Portfoliowert eine monoton fallende Funktion des CO₂-Preises ist.

Portfoliowert (RWE) in Abhängigkeit von CO₂-Preis und Ersatzstrategie



Quelle SAM/WWF

Gutes Abschneiden CO₂-intensiver Ersatzoptionen

Dementsprechend stellt die Studie bei niedrigen CO₂-Preisen ein gutes Abschneiden von CO₂-intensiven Ersatzoptionen fest. Bei steigenden Preisen erhöht sich dann die Attraktivität von Gas relativ zu Kohle.

Negative Portfoliowerte bei hohen CO₂-Preisen

Da SAM/WWF in der rentableren Kohlestrategie aufgrund der deutlichen Verfehlung der Klimaschutzziele einen Anlass für gezielte politische Interventionen sah, wurden auch die Auswirkungen einer ambitionierteren Regulierung (d.h. mit höheren CO₂-Preisen bei gleichzeitig zurückgehender Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen) untersucht. Der maximale CO₂-Preis, den die SAM/WWF-Studie dabei betrachtet, liegt bei 45 €/t. Bei diesem Preis liegen die Portfoliowerte noch im positiven Terrain. Preise von über ca. 50 €/t (Kohle) bzw. über ca. 60 € (Gas) hätten allerdings negative Portfoliowerte zur Folge gehabt. Dies widerspricht den Ergebnissen unserer Untersuchung, in der hohe CO₂-Kosten eingepreist werden und die Konstellation der Merit-Order den Grad der Überwälzung regelt. Hohe CO₂-Preise sind in unserem Modell kein Investitionshindernis, sondern stellen im Gegenteil einen Anreiz für Investitionen dar. Zugleich rentieren sich in unserer Studie – anders als bei SAM/WWF – selbst bei niedrigen CO₂-Preisen Investitionen in Steinkohlekraftwerke in den meisten Fällen nicht. Das Problem, dass Kraftwerke wegen fehlender ausreichender Deckungsbeiträge nicht wirtschaftlich sein können, wurde in der SAM/WWF-Studie nicht berührt.

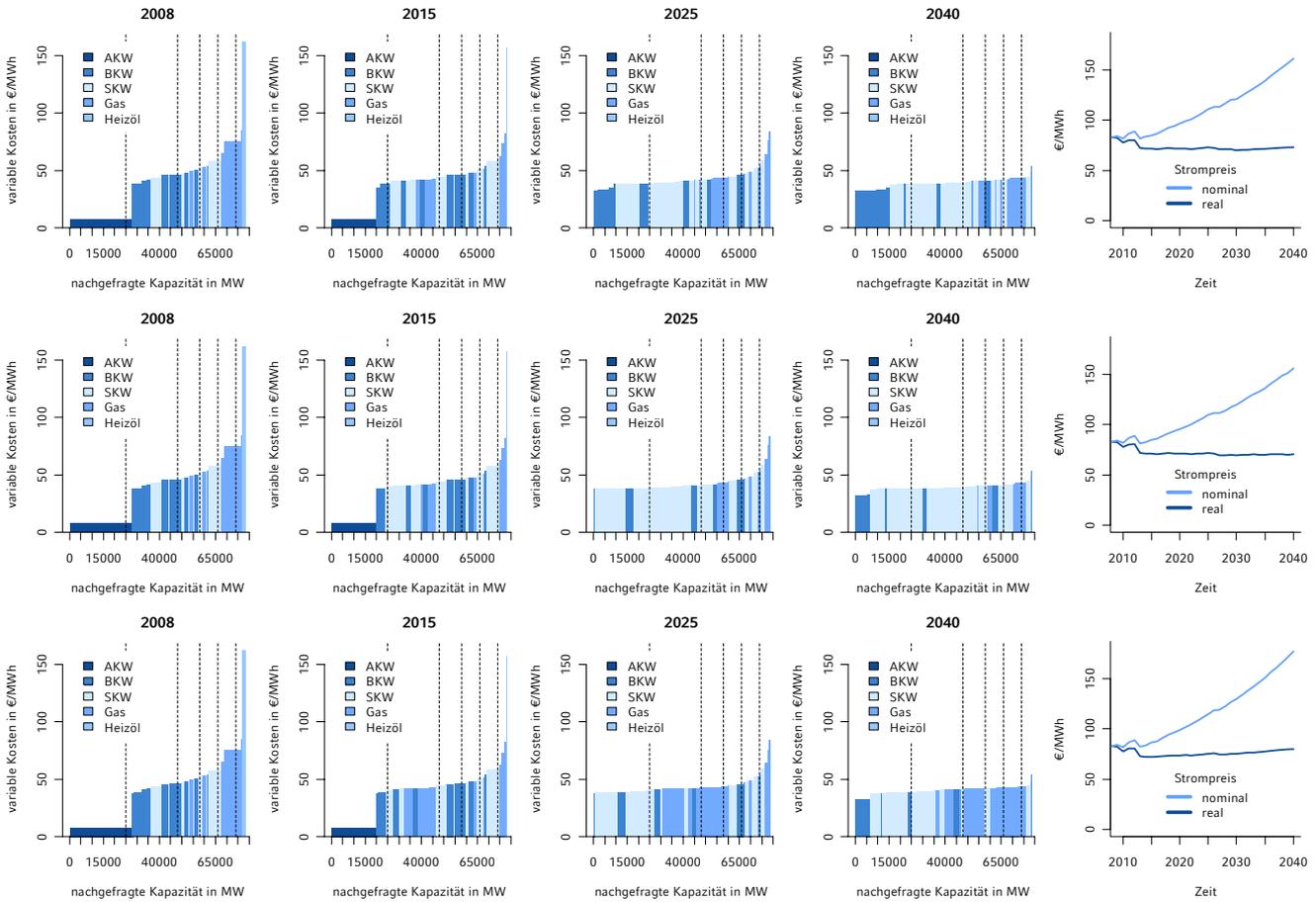
Anhang

Deutschland: Wahlkampfprogramme der wichtigsten Parteien

	CDU/CSU	SPD	Die Grünen	FDP	Die Linke
EU-Ziele: Energiemix					
Erneuerbare Energien am Gesamtenergieoutput	20%, auf Linie der EU-Vorgaben	-	-	20%	25%
Erneuerbare Energien an der Stromerzeugung in 2020	30%	>35%	40%	Nicht spezifiziert	50%
CO ₂ -Reduktionsziel 2020 vs. 1990	40%	40%	>40%	Nicht spezifiziert	50%
Kernenergie					
Laufzeitverlängerung generell	Ja; größter Teil der Cash-Flows soll in Innovationsfonds fließen	Nein	Nein Ja; Teil der Cash-Flows soll in Innovationsfonds fließen		Nein; sofortige Abschaltung
Fixierung einer längeren Laufzeit (40, 50 oder 60 Jahre)	Nein / Übergangstechnologie	-	-	Nein / Übergangstechnologie	-
Endlagerung	Gorleben als Endlager vorantreiben	Neue Endlagersuche; Finanzielle Beteiligung an Endlager-sanierung (Asse, Morsleben)	Neue Endlagersuche; Kernenergie-rückstellungen in einen öffentlichen Fonds übertragen	Gorleben-Moratorium aufheben; Suche erweitern	Neue Endlagersuche auf Kosten der Atomindustrie
Kohle					
Kohle als Energieträger zur Stromerzeugung	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein, mittelfristiger Ausstieg
Deutsche Steinkohle	Nein	Ausstieg stoppen und subventionieren	Nein	Nein	Nein
Carbon Capture & Storage (CCS)	Option prüfen	Option prüfen, keine verbindliche Pflicht für neue Kraftwerke	Nein, keine CO ₂ -Endlagerexperimente	Neue Kohlekraftwerke nur mit Nachrüstungsoption	Nein, keine Technologie mit Zukunft
Erneuerbare Energien					
Fördermechanismus	Beibehaltung des EEG, evtl. Adjustierungen	EEG beibehalten	EEG beibehalten	EEG für Altanlagen und Grüne Zertifikate für neue Anlagen	

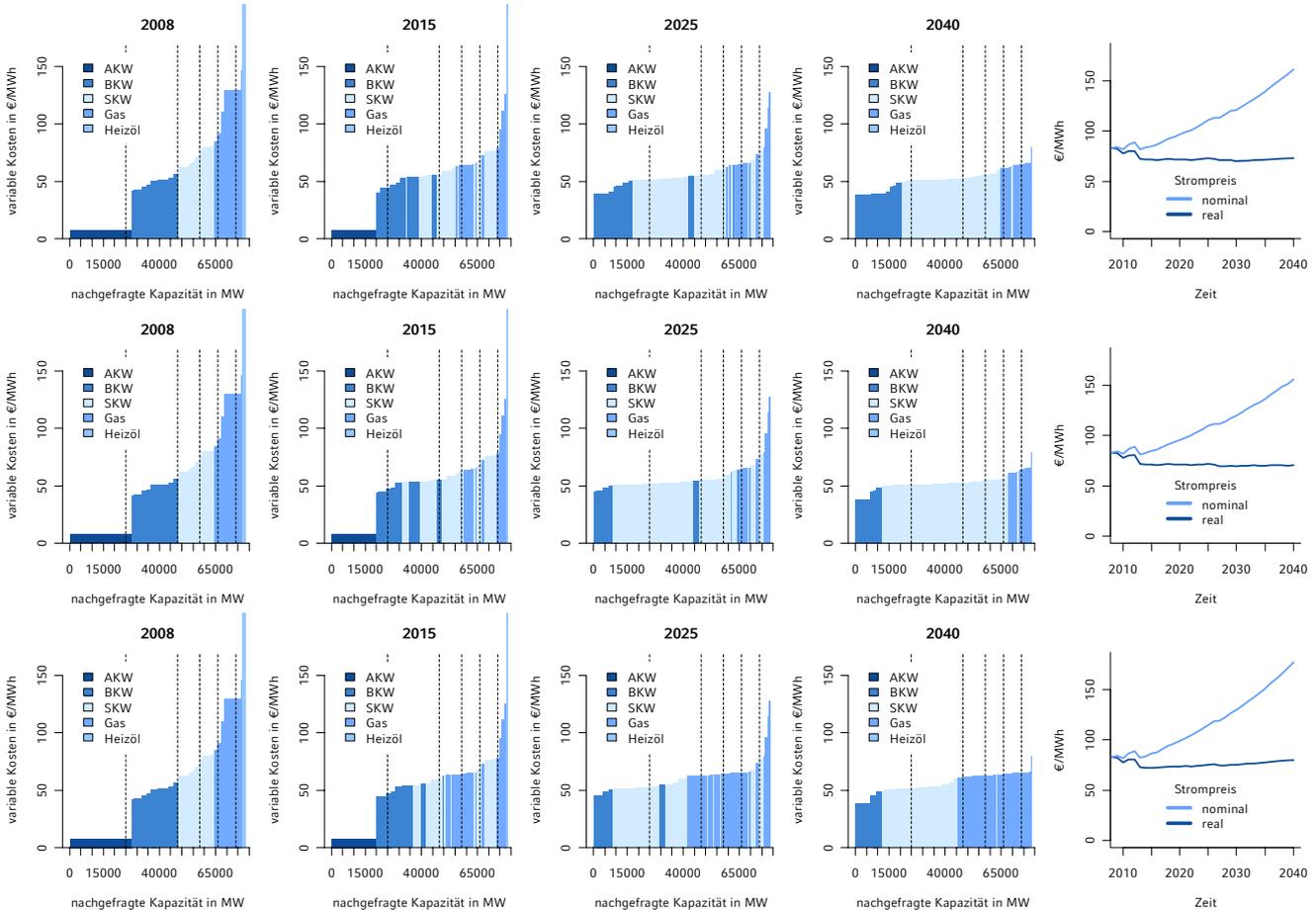
Quelle: Parteiprogramme, WestLB Research

Merit-Order und Strompreis im Brennstoff-Niedrigpreisszenario bei verschiedenen Ersatzstrategien von RWE



Quelle PIK, WestLB Research

Merit-Order und Strompreis im Brennstoff-Hochpreisszenario bei verschiedenen Ersatzstrategien von RWE



Brennstoff-durch-Brennstoff

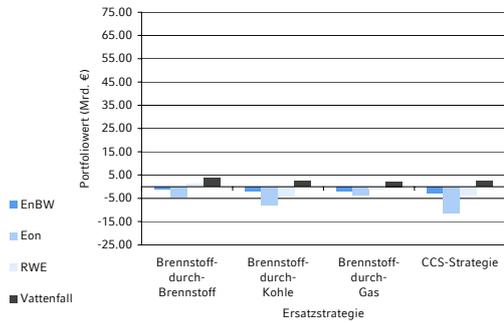
Brennstoff-durch-Kohle

Brennstoff-durch-Gas

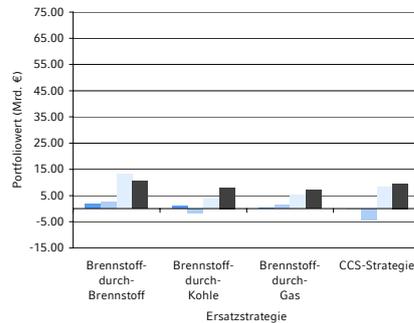
Quelle PIK, WestLB Research

Die Unternehmenswerte der Gesamtportfolien je nach Ersatzstrategie

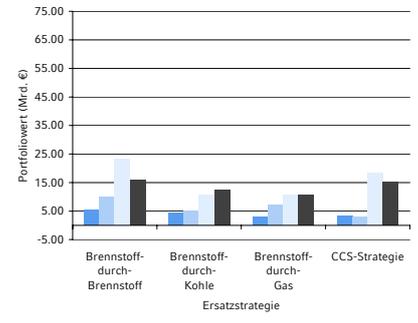
(a) Niedrig, 7 €/t CO₂



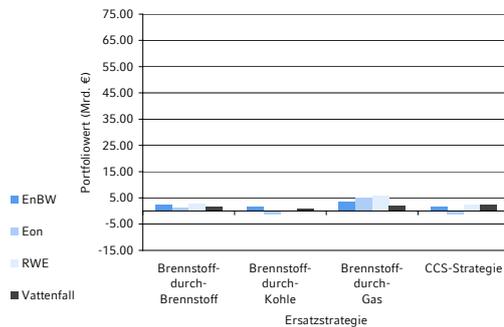
(b) Basis, 7 €/t CO₂



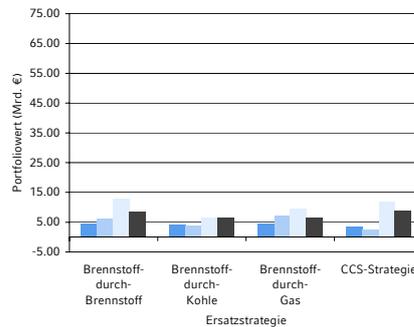
(c) Hoch, 7 €/t CO₂



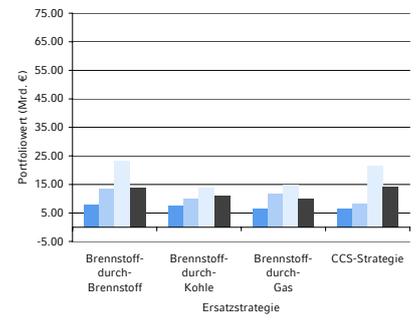
(d) Niedrig, 25 €/t CO₂



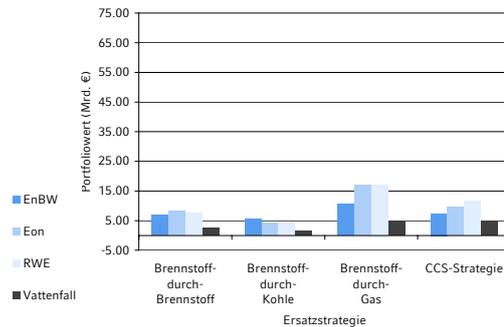
(e) Basis, 25 €/t CO₂



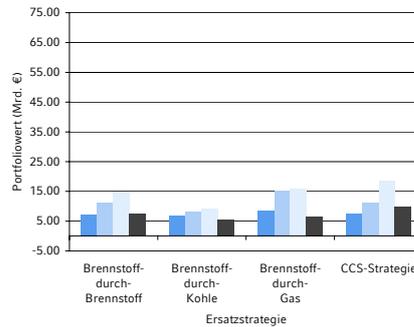
(f) Hoch, 25 €/t CO₂



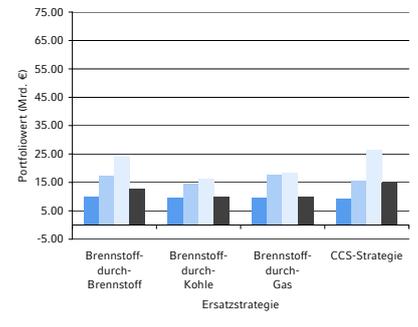
(g) Niedrig, 37,5 €/t CO₂



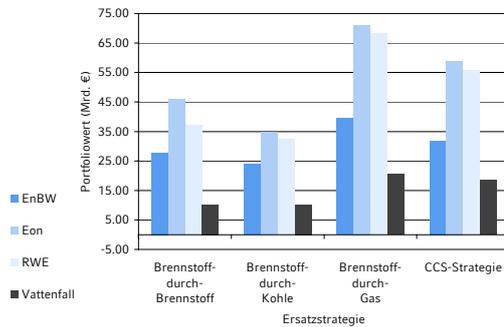
(h) Basis, 37,5 €/t CO₂



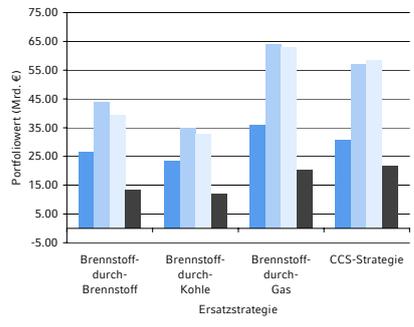
(i) Hoch, 37,5 €/t CO₂



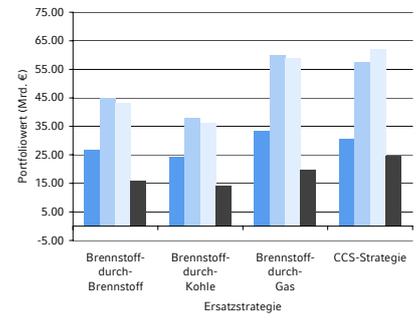
(j) Niedrig, 85 €/t CO₂



(k) Basis, 85 €/t CO₂



(l) Hoch, 85 €/t CO₂



Quelle PIK, WestLB Research

Literatur

BMU (2008), Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung – Internet Update, Dezember 2008

Convery, F. J. (2009). Reflections – the emerging literature on emissions trading in Europe. *Review of Environmental Economics and Policy* 2009 3(1), 121–137

Czisch, Gregor (2005), Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung, Kassel

DEHSt (2008). Emissionshandel: Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008-2012, Umweltbundesamt & DEHSt

Europäische Kommission (1998). Climate change – towards an EU post-Kyoto strategy, COM (98), 353

Groscurth, H.-M. & S. Bode (2009). Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

IEA (2007). Energy Policies of IEA Countries – Germany – 2007 Review. International Energy Agency

Urdal, B. T.; Kopp, M. & Völker, T. (2006), Carbonizing Valuation - Assessing Corporate Value at Risk from Carbon, SAM/WWF

Viebahn, P.; Esken, A. & Fishedick, M. (2009), Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung, Wuppertal Institut für Umwelt, Klima und Energie

WestLB (2009), More headwinds through CO₂ costs – Assessing the impact of the European Emission Trading scheme on airlines, März 2009

WestLB (2009), Atomkraft und neue Steuern: Mehr Chancen als Risiken, August 2009

Abkürzungsverzeichnis

AAU	Assigned Amount Unit: Die Einheit für Emissionsrechte nach dem Kyoto-Protokoll
AKW	Atomkraftwerk
BKW	Braunkohlekraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage, zu deutsch CO ₂ -Abscheidung und Speicherung: CO ₂ -Emissionen werden aufgefangen und unterirdisch gespeichert
CDM	Clean Development Mechanism: Maßnahmen von Industriestaaten in Entwicklungsländern, welche der Vermeidung von Emissionen dienen und zertifiziert werden
CER	Certified Emission Reduction: Zertifikate aus CDM-Projekten
DCF	Discounted Cash Flow, d.h. abgezinster Zahlungsstrom
EBIT	Earnings before Interest and Taxes, wörtlich übersetzt Gewinn vor Zinsen und Steuern: Kennzahl für den betrieblichen Gewinn eines Unternehmens in einem bestimmten Zeitraum
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, dient zur Förderung derselben
EEX	European Energy Exchange: Die Energiebörse in Leipzig
ERU	Emission Reduction Unit: Zertifikate aus JI-Projekten
ETS	Emission Trading Scheme oder Emission Trading System, zu deutsch Emissionshandelssystem
EU-ETS	Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union
EUA	European Allowance Unit: Die Emissionsrechte aus dem europäischen Emissionshandelssystem
GHG	Greenhouse Gases, d.h. Treibhausgase
GKW	„Grünes Kraftwerk“: Bezeichnung für einen Mix aus Einzelanlagen zur Stromgewinnung aus Windkraft, Solarenergie und Biogas/masse
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk: Besonders effiziente Kraftwerke mit einer Gas- und dahinter geschalteten Dampfturbine
JI	Joint Implementation: Zertifizierbare Maßnahmen eines Industriestaats in einem anderen mit dem Ziel der Emissionsreduktion.
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung: Anlagen, bei denen neben der Stromerzeugung auch die erzeugte Wärme genutzt wird.
M	Mega, Mengeneinheit für eine Million
Mt	Megatonne, d.h. Million Tonnen
NAP	Nationaler Allokationsplan: Regelt auf nationaler Ebene die von einzelnen Sektoren zu erbringenden Emissionsminderungsziele
REDD	Reducing Emissions from Deforestation and Degradation: Zertifikate für vermiedene Entwaldung
SKW	Steinkohlekraftwerk

WestLB AG
Herzogstraße 15
D-40217 Düsseldorf
Deutschland

WestLB AG
London Branch
Woolgate Exchange
25 Basinghall Street
London EC2V 5HA
Großbritannien

T: +49 (0)211 826 71841
F: +49 (0)211 826 6154

T: +44 (0)20 7020 2000
F: +44 (0)20 7020 4209

Aufsichtsbehörde: Die WestLB AG verfügt über die erforderliche Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht ("BaFin") und unterliegt deren Aufsicht. Ihre Geschäftsaktivitäten in Großbritannien verfügen über die erforderliche Erlaubnis der BaFin und unterliegen der begrenzten Aufsicht durch die Financial Services Authority ("FSA"). Einzelheiten über das Ausmaß der Regulierung durch die FSA sind von der WestLB auf Anfrage erhältlich.

Die von den Aufsichtsbehörden geforderte Offenlegung möglicher Interessenkonflikte der WestLB AG, ihrer Tochtergesellschaften oder verbundenen Unternehmen („WestLB“) kann schriftlich vom Bereich Compliance unter einer der genannten Adressen angefordert oder im Internet unter http://www.westlb.de/disclosures_eq_de eingesehen werden.

Diese Finanzanalyse wurde von der WestLB AG, einem mit der WestLB Securities Inc. ('WSI') verbundenen Unternehmen, oder einer sonstigen Person erstellt, welche nicht als Broker/Dealer in den USA registriert und zugelassen sein muss. Das für die Erstellung verantwortliche Unternehmen unterliegt nicht notwendigerweise den US Regelungen in Bezug auf die Erstellung von Research und der Unabhängigkeit von Research-Analysten. U.S.-Personen, die Geschäfte in einem der in dieser Publikation behandelten Finanzinstrumenten tätigen möchten, sollten sich schriftlich oder telefonisch an WSI, 1211 Avenue of the Americas, New York, NY 10036, Telefon (212) 403-3900, Fax (212) 403-3939 wenden.

Die auf der Titelseite dieser Publikation namentlich aufgeführten Research-Analysten geben die Versicherung ab, dass a) alle die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Meinungen ihre persönliche Einschätzung hinsichtlich der genannten Finanzinstrumente und Emittenten darstellen und b) ihre Vergütung weder direkt noch indirekt, auch nicht in Teilen, in irgendeinem Zusammenhang mit ihren Empfehlungen oder Einschätzungen stand oder steht.

Die Vergütung der Research-Analysten der WestLB ist nicht von bestimmten Investment-Banking-Transaktionen abhängig. Ein Teil der Vergütung ist an den von der WestLB erzielten Gesamtgewinn gebunden, der auch den Gewinn des Bereichs Investment-Banking umfasst.

Die von der WestLB herausgegebenen Anlageempfehlungen zu Finanzinstrumenten oder deren Emittenten, die sie im Rahmen ihrer Research-Aktivitäten beobachtet, werden laufend überprüft. Ein Datum für eine aktualisierte Ausgabe dieser Publikation kann daher nicht angegeben werden.

Mögliche Interessenkonflikte

Diese Publikation wurde in Übereinstimmung mit den internen Regeln der WestLB zum Umgang mit Interessenkonflikten im Research (die Research-Richtlinien) erstellt. Die Research-Richtlinien stehen im Internet unter http://www.westlb.de/research_policy_de zur Verfügung.

Erläuterung von Bewertungsparametern, Risikoeinschätzung und Empfehlungen

Sofern nichts anderes angegeben ist, werden die in dieser Publikation genannten Kursziele entweder mit Hilfe der Discounted Cash Flow-Methode, durch einen Vergleich der Bewertungskennzahlen von Unternehmen, die der Analyst als vergleichbar erachtet, oder anhand einer Kombination von beiden ermittelt. Das Ergebnis dieser fundamentalen Bewertung wird vom Analysten unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklung des Börsenklimas angepasst.

Unabhängig von der verwendeten Bewertungsmethode besteht immer ein deutliches Risiko, dass das Kursziel nicht innerhalb des erwarteten Zeitrahmens erreicht wird. Zu den Risiken gehören unvorhergesehene Änderungen im Hinblick auf den Wettbewerbsdruck oder bei der Nachfrage nach den Produkten eines Unternehmens. Solche Nachfrageschwankungen können sich durch Veränderungen im Bereich Technologie, der gesamtkonjunkturellen Aktivität oder in einigen Fällen durch Änderungen bei gesellschaftlichen Wertevorstellungen ergeben. Veränderungen beim Steuerrecht, bei den Wechselkursen und in einigen Branchen auch der geltenden Vorschriften können sich ebenfalls auf die Bewertungen auswirken. Anlagen in ausländischen Märkten und Instrumenten, wie z.B. American Depositary Receipts, können mit höheren Risiken verbunden sein bedingt durch die Auswirkung von Wechselkursen, Devisenkontrollen, Besteuerung sowie von politischen und sozialen Gegebenheiten. Die vorliegende Erläuterung von Bewertungsmethoden und Risikofaktoren erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Weitere Informationen sind auf Anfrage erhältlich.

In ihrer Einstufung der Aktien beurteilen die Research-Analysten die von ihnen erwartete Wertentwicklung in den der Abgabe ihrer Einschätzung folgenden 12 Monaten. Dabei fließt das, wie zuvor beschrieben, festgelegte Kursziel und ganz allgemein ihre Sicht der künftigen Markt- und Konjunktorentwicklung in die Bewertung ein.

Innerhalb dieses allgemeinen Rahmens bedeutet die Einstufung „Kaufen“, dass der erwartete Gewinn der Aktie mehr als 20% beträgt. „Akkumulieren“ bedeutet einen prognostizierten Gewinn zwischen 10% und 20%. „Reduzieren“ bedeutet einen prognostizierten Verlust zwischen 0% bis minus 10% und „Verkaufen“ bedeutet einen erwarteten Verlust von mehr als minus 10%. Die Einstufung mit „Neutral“ bedeutet, dass wir die Aktie auf ihrem derzeitigen Kursniveau als fair bewertet ansehen. Aus diesem Grunde verzichten wir bei dieser Einstufung auf die gesonderte Angabe eines numerischen Kursziels, dieses entspricht definitionsgemäß solange dem täglich neu ermittelten Marktpreis, bis wir zu einer anderen Einstufung gelangen.

Vertrieb und Verwendung dieser Publikation

Diese Publikation wurde von einer Research-Abteilung der WestLB AG erstellt. Im Vereinigten Königreich erfolgt die Verteilung durch die WestLB AG London Branch. Dort steht diese Publikation gemäß den Bestimmungen der Financial Services Authority nur Geeigneten Gegenparteien und Professionellen Kunden, nicht jedoch Privatkunden zur Verfügung. Personen, die nicht über professionelle Kenntnisse im Anlagebereich verfügen, sollten sie nicht verwenden.

Diese Publikation dient ausschließlich zu Informationszwecken. Die Angaben stammen aus Quellen, die von der WestLB AG als zuverlässig erachtet werden. Es wird jedoch keine Garantie oder Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Eignung für einen bestimmten Zweck übernommen. Alle Meinungsäußerungen, Schätzungen oder Prognosen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers bzw. der Verfasser zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wieder und können sich ohne vorherige Ankündigung ändern. Frühere Wertentwicklungen, Simulationen oder Prognosen sind kein verlässlicher Indikator für die zukünftige Entwicklung eines Finanzinstrumentes.. Es besteht keine Gewähr, dass ein in dieser Publikation genanntes Portfolio oder eine Anlage eine positive Anlagerendite erzielt. Die Aussagen in dieser Publikation sind nicht als Angebot oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Finanzinstrumenten oder irgendeiner anderen Handlung zu verstehen und sind nicht Grundlage oder Bestandteil eines Vertrages.

Weitere Informationen sind von Ihrem Ansprechpartner bei der WestLB AG erhältlich. Diese Publikation darf nicht, auch nicht in Kopie oder auszugsweise, ohne die vorherige schriftliche Erlaubnis der WestLB AG an unberechtigte Empfänger verteilt oder übermittelt werden. Die Art der Verteilung dieses Dokuments kann in einigen Ländern, so u.a. in den USA, gesetzlichen Beschränkungen unterliegen. Personen, in deren Besitz dieses Dokument gelangt, sind verpflichtet, sich entsprechend zu informieren und solche Einschränkungen zu beachten.

Die WestLB AG London Branch ist Mitglied der International Capital Market Association.

Copyright: 2009 WestLB AG. Alle Rechte vorbehalten.