

marktplatz energie

Preisanalysen für Entscheider

Februar 2011

Editorial

4

Marktorientierte Bewertung

5

- Kraftwerke
- Gasbeschaffung
- Gasspeicher

Aktuelles Thema –

Das Energiekonzept der Bundesregierung

17

- Entwicklungspfade im Strombereich
- Die Laufzeitverlängerung und ihre Auswirkungen
- Herausforderungen im Wärmemarkt
- Die Netzinfrastuktur für Strom

- Die Integration erneuerbarer Energien und die Anpassung des Marktdesigns
- Fazit

- Kommentar E&M: Wenig Platz für Wettbewerb und KWK

22

Wechselstatistiken

23

- Wechselaffinität in Deutschland
- Alles nur ein „Klacks“ für TelDaFax?
- Wechselraten und Gasanbieterdichte gestiegen

Ausschreibung Strom

27

Margenanalyse

29

▪ Strom ▪ Gas

Preiskarten

31

▪ Die Smart-Meter-Tarife ▪ Preiskampf im Online-Vertrieb

Marktdaten

33

Impressum

44

Bestellfax

45

Editorial

Liebe Leser von Marktplatz Energie,

wir begrüßen Sie recht herzlich zur zweiten Ausgabe. Wie gewohnt finden Sie auch dieses Mal Bewertungen und Analysen der **BET** Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH über den Einfluss von Großhandelspreisen auf Kraftwerke, Gasspeicher und die Gasbeschaffung. Die **GET AG** hat für Sie aktuelle Wechselstatistiken für Strom und Gas, Preiskarten sowie Ergebnisse von Ausschreibungen zusammengestellt. In unserem aktuellen Thema hat die **BET** untersucht, inwieweit sich das am 28. September 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung auf den Kraftwerkspark und den Ausbau der erneuerbaren Energien auswirkt. Die Schwerpunkte der Untersuchung sind die Laufzeitverlängerung für die 17 Kernkraftwerke in Deutschland, die Herausforderungen am Wärmemarkt, der Ausbau der Netzinfrastruktur für Strom und die Integration der Regenerativen in den Markt. Für eine erfolgreiche Umsetzung des Konzeptes kommt es nun darauf an, dass sukzessive die Rahmenbedingungen und Maßnahmen konkretisiert werden, mahnen die Experten der **BET** an. Zudem fordern sie, die Themen Stromerzeugung über die Kraft-Wärme-Kopplung und den Brennstoff Gas stärker zu beachten, als es im Energiekonzept geschehen ist. Auch die **E&M-Redaktion** hat sich mit dem Konzept der Bundesregierung aus allen Blickwinkeln auseinandergesetzt. „Wenig Platz für Wettbewerb und KWK“, so der Titel des Kommentars des stellvertretenden Chefredakteurs Jan Mühlstein. Wegen des Einspeisevorrangs für Strom aus erneuerbaren

Energien und der länger betriebenen Kernkraftwerke ist kein Platz für den Neubau von effizienten sowie flexiblen Kohle- und Gaskraftwerken. Die Auswirkung der Laufzeitverlängerung auf den Deckungsbeitrag eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks (GuD) hat **BET** analysiert. Mit der Laufzeitverlängerung sinkt der kurzfristige Deckungsbeitrag zwischen 2015 und 2033 im Minimum auf 60 %. Dagegen steigt der Deckungsbeitrag im gleichen Zeitraum bei einem Ausstieg aus der Kernenergie auf maximal 150 %. Viele Zahlen, Daten und Fakten – wir wünschen viel Spaß beim Lesen.



Helmut Sendner
E&M-Chefredakteur



Marlen Ristola
E&M-Redakteurin



Andreas Kögler
E&M-Redakteur

Marktorientierte Bewertung

Kraftwerke

Im Vergleich: Kohle- und Gaskraftwerke

Die Experten von BET haben typische Kraftwerke auf Steinkohle- und Gasbasis für das Jahr 2012 gegenüber dem Spotmarkt bewertet. Dabei wurden Brennstoffmehrerverbrauch im Teillastbetrieb, ein realitätsnahes Startverhalten mit Startkosten und Anfahrtrampen sowie CO₂-Kosten berücksichtigt. Die simulierten Strom- und Brennstoffpreise haben den Erwartungswert der heutigen Forward-Kurven. Fixkosten gehen nicht in die Bewertung ein, da sie für die Einsatzentscheidung der Kraftwerke irrelevant sind.

Im Rahmen der verwendeten Methodik wurden beide Kraftwerke gegenüber stochastischen Marktpreisen optimiert. Aus der stochastischen Optimierung folgen unter anderem innerer Wert, Zeitwert und stochastischer Wert (innerer Wert plus Zeitwert).

Im Vergleich zur Bewertung in der Oktober-Ausgabe der Marktplace Energie ist der stochastische Wert des Kohlekraftwerkes, der dem erwarteten operativen Deckungsbeitrag entspricht, von rund 121 auf 118 Euro/kW und der des GuD-Kraftwerks von 107 auf 97 Euro/kW gefallen.

Spezifikation der Kraftwerke

	Kohle	GuD
Nettokapazität elektrisch	800 MW	400 MW
Netto-Wirkungsgrad elektrisch im Optimum	45 %	57 %
Minimalleistung	200 MW	240 MW
Netto-Wirkungsgrad elektrisch bei Mindestteillast	39 %	50 %
Sonstige variable Betriebskosten	2 €/MWh	1 €/MWh

Ergebnisse im Überblick (in Klammern Werte der Oktober-Ausgabe Marktplace Energie)

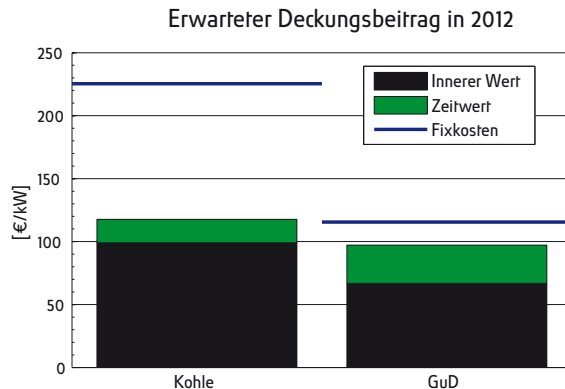
Art	innerer Wert	Zeitwert	stoch. Wert	5 % Quantil	95 % Quantil	Fixkosten
Kohle-KW in Mio. Euro	99 (101)	19 (20)	118 (121)	22 (40)	234 (234)	225 (225)
Gas-GuD in Mio. Euro	67 (86)	30 (21)	97 (107)	9 (65)	214 (167)	116 (116)

Marktorientierte Bewertung

Der Vergleich der erwarteten Deckungsbeiträge (DB) mit den unterstellten Fixkosten zeigt, dass weder das Kohle- noch das GuD-Kraftwerk bei derzeitigen Terminpreisen seine Fixkosten (Annuität plus jährliche Fixkosten) decken kann. Die Marge beträgt für das Kohlekraftwerk -108 Euro/kW und für das GuD-Kraftwerk -18 Euro/kW. Dies ist im Vergleich zur Bewertung in der Oktober-Ausgabe von Marktplatz Energie eine Verschlechterung (-105 Euro/kW für Kohle und -8 Euro/kW für GuD). Die Gründe dafür sind vor allem die gestiegenen Rohstoffpreise. Wenn das Erlöspotenzial aus vermiedenen Netzentgelten und aus der Vermarktung auf den Regelenergiemärkten berücksichtigt wird, so ist für den Bewertungszeitraum zumindest für das GuD-Kraftwerk ein betriebswirtschaftlich positiver Wert erkennbar.

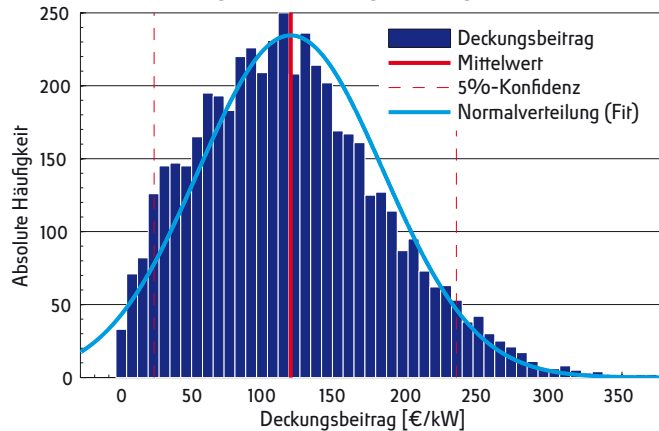
Die Anteile des Zeitwertes am stochastischen Wert (Gesamtwert) lagen bei der Bewertung in der Oktober-Ausgabe von Marktplatz Energie mit rund 17 % für Kohle bzw. 20 % für GuD relativ nahe beieinander. Bei der aktuellen Bewertung liegen diese nun bei rund 16 % für Kohle bzw. 31 % für GuD.

Die Gründe für den gestiegenen Zeitwert für das GuD-Kraftwerk sind die höhere Volatilität der Gaspreise sowie die geringere Korrelation mit dem Strompreis, die zu einem Spark Spread führen, der volatiler ist als der Dark Spread. Das GuD-Kraftwerk kann diese Volatilität in einen höheren Zeitwert wandeln als das Kohlekraftwerk, da es zudem eine höhere Einsatzflexibilität besitzt.

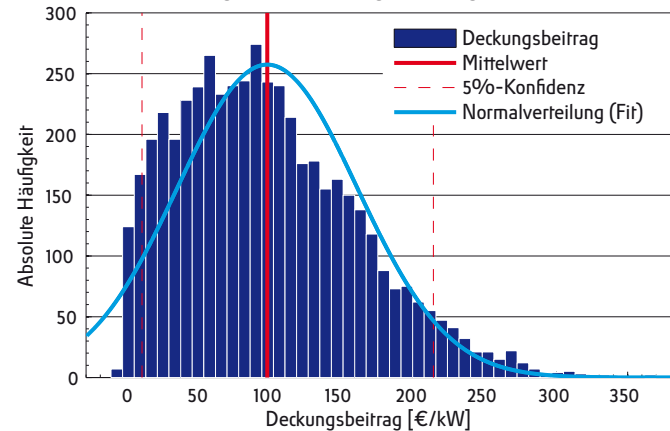


Marktorientierte Bewertung

Verteilung des Deckungsbeitrags Kohle in 2012



Verteilung des Deckungsbeitrags GuD in 2012

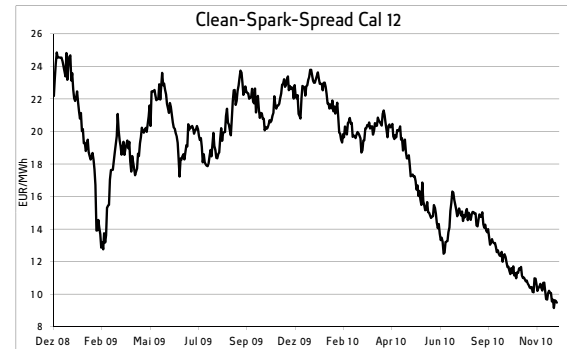
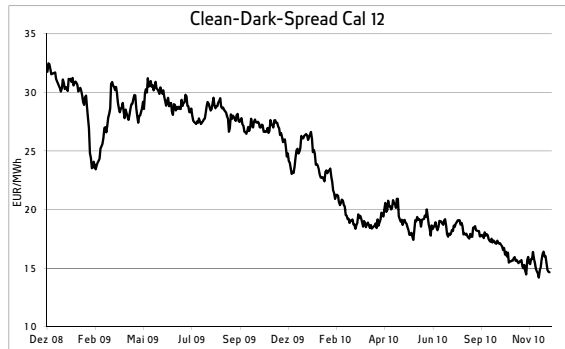


Die Verteilung der Deckungsbeiträge ist in den obigen beiden Grafiken dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde eine Normalverteilung angepasst. Auffällig ist, dass die DB-Verteilung insbesondere des GuD-Kraftwerkes linkssteil ist, das heißt, hohe Werte treten häufiger auf als geringe. Der Grund dafür ist, dass beide Kraftwerke in ihrer stochastischen Einsatzoptimierung versuchen, negative DB zu vermeiden. In Szenarien mit extremen Spreads führt dies zu einem Hebel nach oben, denn die Kraftwerke gehen bei schlechten erwarteten Spreads in Minimalteillast oder schalten ganz ab, während sie bei hohen erwarteten Spreads in Maximallast fahren.

Das Kohlekraftwerk erzielt im 5-%-Quantil 19 % und im 95-%-Quantil 199 % des erwarteten DB (letzte Ausgabe: 30 % beziehungsweise 194 %). Die Investition in ein Kohlekraftwerk hat somit an Risiko gewonnen. Allerdings ist die Spreizung des Zahlungsstromes des GuD-Kraftwerkes mit 10 % zu 220 % (letzte Ausgabe: 60 % bzw. 155 %) wesentlich stärker gestiegen.

Marktorientierte Bewertung

Die Ergebnisse der Bewertung werden durch die Clean Spark- und Clean Dark Spreads der Forward-Notierungen unterstützt. Der negative Trend der vergangenen zwei Jahre hat sich auch seit der letzten Marktplatz Energie-Ausgabe fortgesetzt



Hinweis: Annahmen zu Clean-Dark-Spread und Clean-Spark-Spread siehe Glossar

Fazit

Bei derzeitiger Marktlage erzielen weder Kohle- noch GuD-Kraftwerke im Jahr 2012 bei reiner Spotvermarktung positive Margen. Allerdings zeigen sich deutliche Unterschiede. Während das Kohlekraftwerk nicht annähernd in der Lage ist, seine Fixkosten einschließlich Kapitaldienst zu erwirtschaften, kann das GuD-Kraftwerk die höhere Volatilität im Spark Spread besser nutzen und könnte unter Berücksichtigung zusätzlicher Erlöspotenziale wirtschaftlich sein. Beim Kohlekraftwerk

kommt zudem das höhere Verlustpotenzial bei ungünstiger Marktlage hinzu. Damit verstetigt sich der Trend, dass Kraftwerksinvestitionen in Kohle kein realistisches Potenzial im Kurzfristbereich aufweisen. Bei Investitionsperioden von 15 bis 20 Jahren lassen sich diese Aussagen aber noch nicht auf die generelle Wirtschaftlichkeit ausweiten, sondern bedürfen einer gesonderten Untersuchung mit Einbeziehung der standortspezifischen Bedingungen.

Marktorientierte Bewertung

Methodik stochastische Bewertung:

Die Bewertung erfolgt anhand der stochastischen dynamischen Programmierung mit einer Least Square-Monte-Carlo-Technik. Hierfür werden 5 000 Szenarien der zugrundeliegenden Faktoren Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Strompreise für das Jahr 2011 mit Erwartungswert der heutigen Forward-Kurven generiert. Der Wert des jeweiligen Kraftwerks ergibt sich hierbei aus der Optimierung des abgebildeten Kraftwerkes unter den verschiedenen betriebstechnischen Restriktionen gegenüber den Wahrscheinlichkeitsverteilungen aller Preise und wird durch den Erwartungswert der Deckungsbeiträge repräsentiert. Der Vorteil für die Wertermittlung gegenüber einer deterministischen Optimierung liegt in der expliziten Berücksichtigung der Unsicherheit der einzelnen Commodities und in der Flexibilität des Kraftwerkes.

Erläuterungen innerer Wert: Der innere Wert eines flexiblen Assets entspricht dem Wert des Kraftwerks bewertet gegenüber den aktuellen Forward-Kurven der einzelnen Commodities.

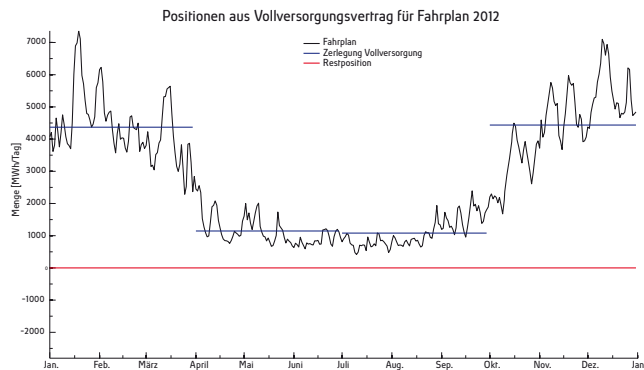
Erläuterungen Zeitwert: Der Zeitwert repräsentiert die Möglichkeit, dass sich aufgrund der Volatilität der Preise und der Korrelationen bessere Werte einstellen können als durch den derzeitigen Terminmarktpreis. Der Zeitwert resultiert aus der Flexibilität des Kraftwerks, seiner Fahrweise in den unterschiedlichen Szenarien der Monte-Carlo-Simulation unter Berücksichtigung der Unsicherheit durch eine Erwartungsbildung zu adaptieren.

Marktorientierte Bewertung

Gasbeschaffung

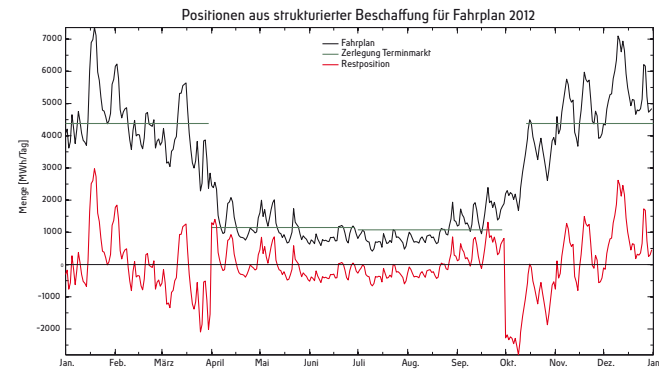
Die Experten von BET haben die Beschaffung einer jährlichen Menge von 1 Mio. MWh Gas auf Basis eines Vollversorgungsvertrages und einer strukturierten Beschaffung auf dem Spot- und Terminmarkt für das Kalenderjahr 2012 verglichen.

Zerlegung des Fahrplans in der Vollversorgung



Methodik: Der Arbeitspreis ist über eine 6/1/3-Preisgleitformel an den Preis für leichtes Heizöl (HEL) gekoppelt:
 Arbeitspreis = $1,3 + 0,05 * (\text{HEL}_{613} - 40)$.
 Diese Preisformel führt zu einer mengenneutralen Zerlegung des Fahrplans, so dass die Restposition für den Spotmarkt immer null ist.

Zerlegung des Fahrplans in der strukturierten Beschaffung



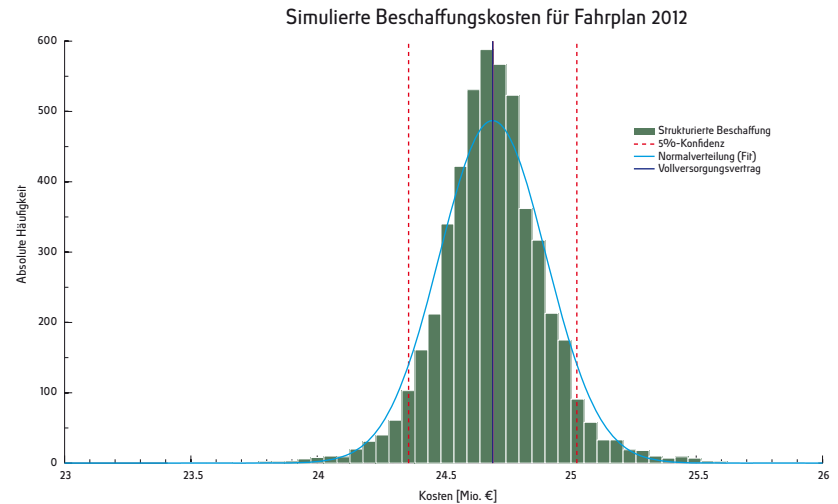
Methodik: Der Fahrplan wird am Terminmarkt wertneutral in vier Quartalsbänder zerlegt und mit den entsprechenden Preisen für die Quartalskontrakte bewertet. Die verbleibende Restposition am Spotmarkt wird durch eine Monte-Carlo-Simulation von 5 000 Szenarien für die Spotpreisentwicklung bewertet.

Marktorientierte Bewertung

Beim Vergleich der beiden Varianten wird davon ausgegangen, dass durch den Einkauf am Terminmarkt die Kosten möglichst vollständig fixiert werden. Diese Betrachtung ignoriert jedoch die Mengenrisiken einer Vollversorgung. Bei Vernachlässigung des Basisrisikos zwischen leichtem Heizöl und Fuel-Oil können die Kosten der Vollversorgung durch Termingeschäfte am Markt für Fuel-Oil gehedged werden, wie die Grafik Zerlegung des Fahrplans in der Vollversorgung zeigt. Die notwendigen Mengen von Fuel-Oil werden durch eine wertneutrale Zerlegung und durch die entsprechende Preisgleitklausel berechnet. Im Gegensatz zur Vollversorgung unterliegt die strukturierte Beschaffung dem Preisänderungsrisiko für die Beschaffung der Restposition am Spotmarkt, wie in der Grafik Simulierte Beschaffungskosten für Fahrplan 2012 abgebildet.

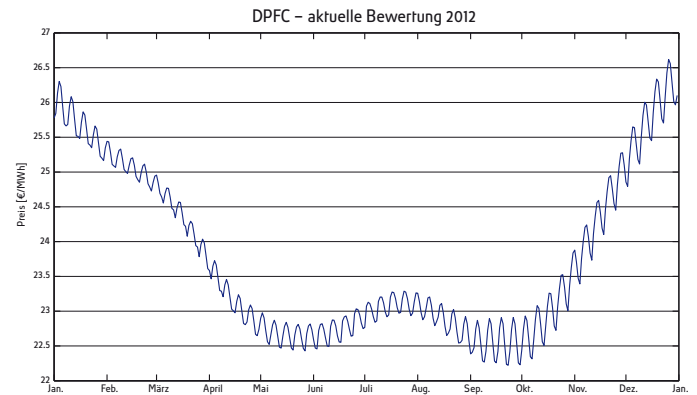
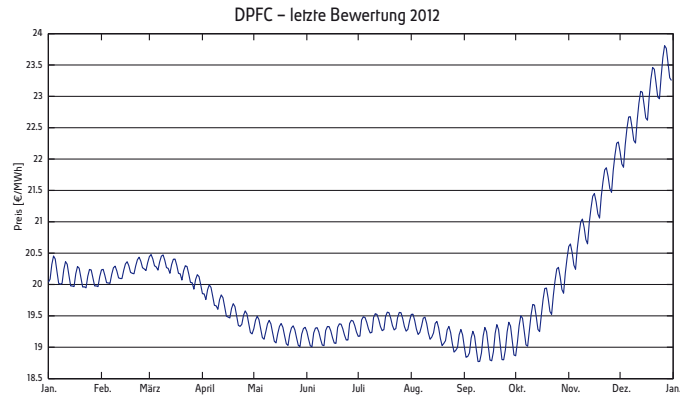
Verteilung der Beschaffungskosten

In der Grafik Simulierte Beschaffungskosten für Fahrplan 2012 wurde die Verteilung der Gesamtkosten von strukturierter Beschaffung und Vollversorgung gegenübergestellt. Die Parameter des Arbeitspreises für die Preisgleitklausel in der Vollversorgung wurden so gewählt, dass beide Beschaffungsformen den gleichen Erwartungswert in den Kosten besitzen. In der Vollversorgung wird somit Gas als preisbestimmender Faktor durch die Preisgleitklausel auf Öl ersetzt. Hierdurch kann die Preisunsicherheit gegenüber der Gasbeschaffung am Spotmarkt vermieden werden.



Marktorientierte Bewertung

Im Vergleich zur Oktober-Ausgabe von Marktplatz Energie sind die Kosten der strukturierten Beschaffung von 20,7 Mio. Euro für das Kalenderjahr 2011 auf 24,7 Mio. Euro für das Jahr 2012 gestiegen. Der Grund sind die deutlich höheren Terminmarktpreise für das Jahr 2012.



Marktorientierte Bewertung

Gasspeicher

Die optimale Bewirtschaftung eines Gasspeichers wird für Versorger in einem liberalisierten Markt zunehmend zum Wettbewerbsvorteil. Als Beispiel stellen die BET-Experten den Wert eines Gasspeichers mit Bewirtschaftung über den Spotmarkt für das Kalenderjahr 2012 dar. Die Bewertung erfolgt mit der stochastisch-dynamischen Programmierung, der Least Square-Monte-Carlo-Technik. Damit können ein innerer Wert und ein Zeitwert ermittelt werden. Die Grundlage zur Abbildung der Unsicherheiten sind 5 000 Szenarien der stündlichen Preisentwicklung auf den Gas-Spotmärkten.

Parameter des Gasspeichers

Arbeitsgasvolumen	48.000.000 m ³
Ausspeiseleistung	80.000 m ³ /h
Einspeiseleistung	40.000 m ³ /h
Einspeisekosten	0,85 €/MWh
Startfüllstand 01.01.2012	60 %
Endfüllstand 31.12.2012	60 %

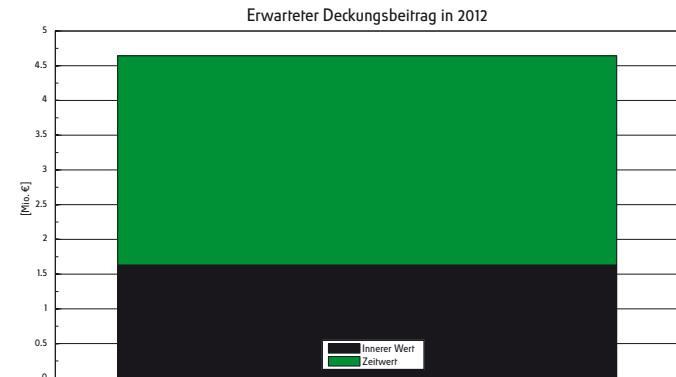
Der Wert eines Speichers wird vor allem durch die Schwankungen des Gaspreises beeinflusst. Dabei nutzen die Speicherbetreiber die günstigen Preise auf dem Großhandelsmarkt im Frühjahr und Sommer und zum Teil auch die niedrigeren Preise am Wochenende, um Gas zu kaufen und einzuspeichern. Die Hauptwertkomponente stellt allerdings die zufällige Bewegung der Preise dar, die wertgenerierend durch Einspeise- und Ausspeisevorgänge genutzt werden kann

Ergebnisse vom Februar 2011

(in Klammern Werte der Oktober-Ausgabe Marktplace Energie)

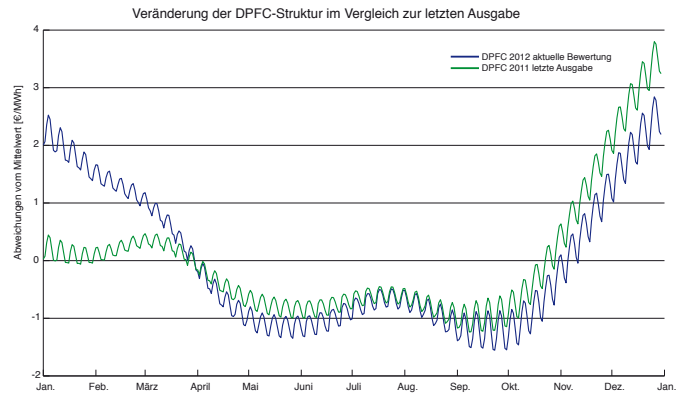
Mio. Euro	Innerer Wert	Zeitwert	Stoch. Wert	5 %-Quantil	95 %-Quantil
Speicher	1,63 (1,05)	3,01 (3,47)	4,64 (4,51)	1,06 (1,69)	9,45 (8,12)

Der erwartete Deckungsbeitrag des Speichers beträgt rund 4,6 Mio. Euro und ist damit rund 0,1 Mio. € höher als bei der Bewertung in der Oktober-Ausgabe der Marktplace Energie. Dieser Wert kann jedoch je nach Szenario stark variieren und in Extremfällen auch negativ werden, was daran liegt, dass der Algorithmus im Gegensatz zur deterministischen Optimierung keine perfekte Voraussicht für die Einsatzplanung besitzt.



Marktorientierte Bewertung

Allgemein lässt sich sagen, dass der Preis-Spread am Terminmarkt für den Wert des Speichers eine relativ untergeordnete Rolle spielt, da der Wert durch unvorhergesehene Preisbewegungen generiert wird. Daher ist es bemerkenswert, dass der Anteil des inneren Wertes am Gesamtwert im Vergleich zur vorangegangenen Ausgabe von 23 auf 35 % gestiegen ist. Die Veränderungen können im wesentlichen auf die Struktur der täglichen Forward-Kurve (Daily Priced Forward Curve – DPFC) zurückgeführt werden.



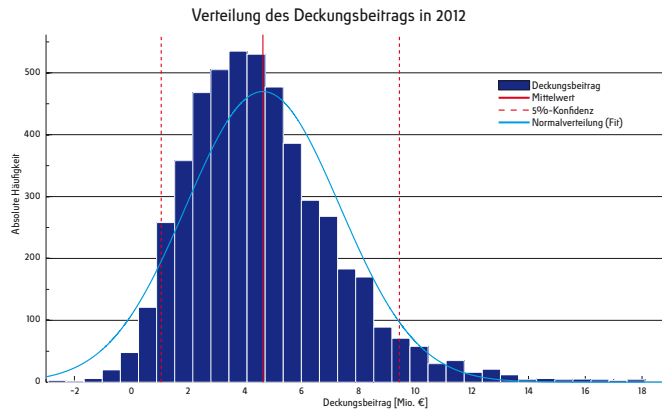
Die Grafik stellt die beiden mittelwertbereinigten DPFCs der aktuellen Bewertung und der Bewertung vom Oktober 2011 dar. In der täglichen Forward-Kurve von 2011 ist sowohl der saisonale als auch der wöchentliche Spread zu Beginn des Jahres geringer als in der DPFC von 2012. Diese Einschätzung wird auch durch eine Analyse der Standardabweichungen bestätigt. Die tägliche Standardabweichung über ein gleitendes 7-Tage-Fenster steigt von 0,17 bei der Oktober-Bewertung auf derzeit 0,20. Beide Effekte führen dazu, dass der Speicher im Jahr 2012 einen höheren inneren Wert realisieren kann.

Marktorientierte Bewertung

Verteilung Deckungsbeitrag 2012

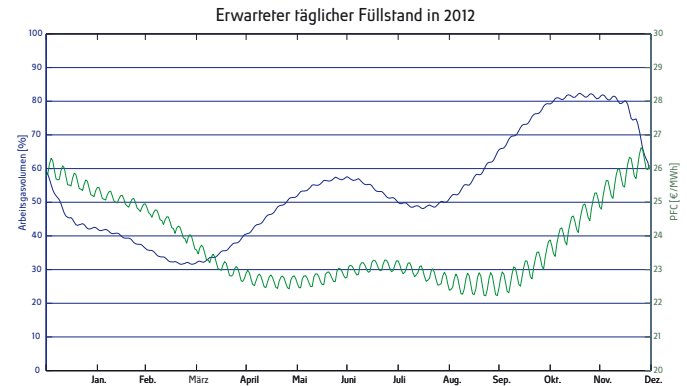
Die Streuung der Deckungsbeiträge ist ein Resultat der unterschiedlichen Preise zu verschiedenen Zeitpunkten. Die Flexibilität des Speichers ist bei geringen Preis-Spreads auf dem Handelsmarkt weniger wert als bei hohen Spreads. In günstigen Szenarien mit stark divergierenden saisonalen Preisen gibt es einen leichten Hebel für den Deckungsbeitrag, was sich in der leicht linkssteilen Verteilung der Grafik Verteilung des Deckungsbeitrages niederschlägt.

Das 5%-Quantil liegt bei ungefähr 23 % des erwarteten Deckungsbeitrages und das 95%-Quantil bei 204 %. In der Oktober-Ausgabe von Marktplatz Energie lagen die Quantile bei 38 % und 180 % und damit näher zusammen. Der etwas höher erwartete Deckungsbeitrag geht folglich mit einer deutlich höheren Schwankungsbreite einher.



Erwartungswert Füllstand

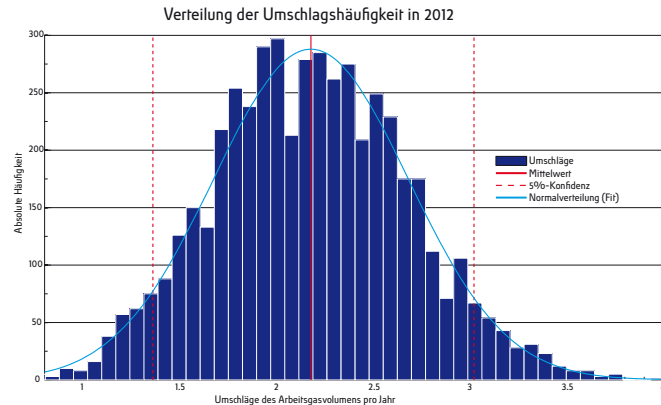
Die folgende Grafik zeigt den erwarteten Füllstand und die tägliche Forward-Kurve. Die Fahrweise des Speichers orientiert sich dabei an den Terminpreisen, indem der mittlere Füllstand der DPFC vorweg läuft. Der Speicher wird bei erwarteten steigenden Preisen gefüllt und bei einem prognostizierten Preisrückgang geleert.



Marktorientierte Bewertung

Verteilung Umschlagshäufigkeit

Die Umschlagshäufigkeit ist von 2,5 auf 2,2 gefallen. Durch den höheren Deckungsbeitrag wird jedoch nun ein erheblicher Mehrwert aus dem gestiegenen Kalender-Spread generiert.



Fazit

Der Speicherwert stellt sich für 2012 nur unwesentlich höher dar als für 2011, allerdings ist die Schwankungsbreite des Deckungsbeitrages gestiegen. Zudem erhöhte sich der Anteil des inneren Wertes am Gesamtwert, was vor allem auf gestiegene saisonale und wöchentliche Spreads zurückgeführt werden kann.

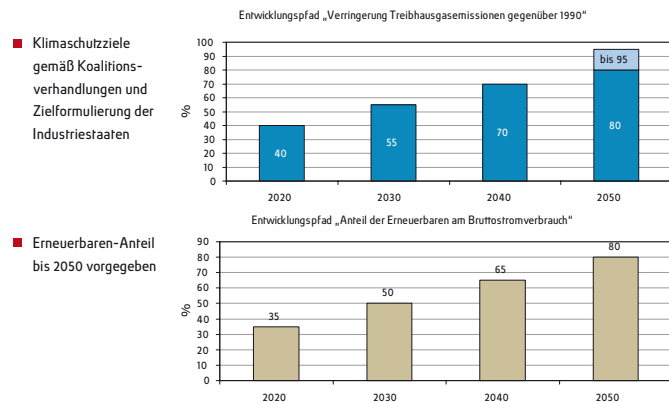
Das Energiekonzept der Bundesregierung

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 stellt ein energiepolitisches Novum dar, weil damit erstmals langfristige energiepolitische Leitlinien definiert werden. Die Chance für einen parteienübergreifenden Konsens wurde, wie beispielsweise bei der Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke, zwar vertan, die wesentlichen Punkte des Konzeptes dürften aber langfristig Bestand haben.

Entwicklungspfade im Strombereich

Von übergeordneter Bedeutung für den Erzeugungsmarkt sind die Entwicklungspfade zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Entwicklungspfade bis 2050



Die erneuerbaren Energien sollen Treiber für Innovation und Modernisierung der Energie-Infrastruktur sein. Vor allem der Ausbau der Offshore-Windenergie soll beschleunigt werden, um im Jahr 2030 eine installierte Kapazität 25 000 MW zu erreichen. Bei der Onshore-Windenergie setzt die Bundesregierung auf den Ersatz von Bestandsanlagen durch leistungsfähigere Neuanlagen (Repowering). Mit den gesteckten Ausbauzielen dürften die erneuerbaren Energien für Investoren weiter an Bedeutung gewinnen.

Darüber hinaus sind auch die ambitionierten Ziele zur Senkung des Strombedarfes von Relevanz. Im Vergleich zu 2008 soll der Strombedarf bis 2020 um zehn Prozent und bis 2050 sogar um 25 Prozent gesenkt werden. Sollten diese Ziele tatsächlich erreicht werden, würden der Absatz der Stromlieferanten und der Kapazitätsbedarf an Erzeugungsanlagen im Vergleich zu den bisherigen Planungen unmittelbar fallen.

Die Laufzeitverlängerung und ihre Auswirkungen

Die Diskussionen um das Energiekonzept waren sehr stark von der Laufzeitverlängerung für die Kernkraftwerke geprägt. Sieben ältere Anlagen, die ihren Betrieb vor 1980 aufgenommen haben, können im Vergleich zum Ausstiegsgesetz von 2002 nun rund acht Jahre länger Strom produzieren. Die zehn neueren Anlagen werden 14 Jahre länger betrieben. Für die zusätzlichen Gewinne müssen die Kraftwerksbetreiber folgende finanzielle Kompensationen zahlen:

- ab 2011 bis 2016 eine Steuer auf den Kernbrennstoff
- Zahlungen in einen Energie- und Klimafonds, bis 2012 eine jährliche Pauschale von 300 Mio. Euro; bis 2016 eine jährliche Pauschale von 200 Mio. Euro, danach soll dieser Betrag als Aufschlag auf die erzeugte Strommenge berechnet werden.

Das Energiekonzept der Bundesregierung

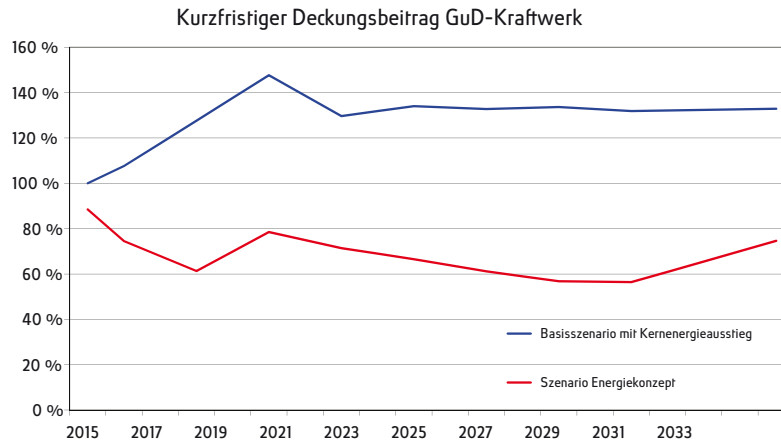
Mit der Laufzeitverlängerung stehen dem Markt zusätzliche Erzeugungsanlagen mit niedrigen Grenzkosten und hoher Auslastung in erheblichem Umfang zur Verfügung.

Fallbeispiel Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Zur Verdeutlichung der möglichen Auswirkungen der Ziele und Festlegungen aus dem Energiekonzept auf thermische Kraftwerke hat BET ein GuD-Kraftwerk in zwei verschiedenen Szenarien simuliert und bewertet. Das erste Szenario legt das Energiekonzept zugrunde. Das zweite Szenario, das so genannte Basisszenario, unterscheidet sich vom ersten in folgenden Punkten:

- Ausstieg aus der Kernenergie anstelle einer Laufzeitverlängerung
- Moderater Anstieg des Strombedarfes mit sinkenden Wachstumsraten anstelle eines deutlichen Nachfragerückganges
- Ausbau der erneuerbaren Energien in Anlehnung an das BMU-Leitszenario 2009 mit geringerem Ausbau bei Photovoltaik und Offshore-Windkraftanlagen.

Diese drei Faktoren führen im Szenario Energiekonzept zu einer Verschiebung der Merit Order-Kurve nach rechts, das heißt, Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten setzen nun den Preis. Damit sinken die Stromerlöse für das betrachtete Kraftwerk und in der Folge auch die Deckungsbeiträge, die sich aus der Differenz Stromerlöse abzüglich variabler Kosten zusammensetzen.



Das Energiekonzept der Bundesregierung

Für die ersten Jahre der Betrachtung zeigt sich aufgrund der drei oben gegenübergestellten Annahmen in den Szenarien eine deutliche Zunahme der Spreizung in den Deckungsbeiträgen. Um das Jahr 2020 führt die Stilllegung von Kernkraftwerken zu einer temporären Steigerung des Deckungsbeitrages im Szenario Energiekonzept. Danach setzt sich in diesem Fall der Trend sinkender Erlöse und Deckungsbeiträge aus den ersten Jahren fort – primär hervorgerufen durch die sinkende Stromnachfrage und dem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien. Ab 2030 ergeben sich mit der zweiten Phase der Stilllegungen von Kernkraftwerken steigende Deckungsbeiträge.

Das Beispiel zeigt eine deutliche Veränderung der Wirtschaftlichkeit für GuD-Kraftwerke unter den neu gestalteten Rahmenbedingungen, die in ähnlicher Weise auch auf Steinkohlekraftwerke übertragbar ist. Für Projekte, die sich in der Entwicklung beziehungsweise in der Realisierung befinden, empfiehlt BET eine Neubewertung. Aber auch für Bestandsanlagen sollten die Auswirkungen des Konzeptes evaluiert werden – im besonderen vor dem Hintergrund des Wegfalls der kostenlosen Zuteilung von Emissionsminderungszertifikaten ab 2013.

Die Herausforderungen im Wärmemarkt

Vor allem im Gebäudebereich hat die Bundesregierung ein hohes Potenzial ausgemacht, den CO₂-Ausstoß zu mindern. Rund 40 Prozent des deutschen Endenergieverbrauches und etwa ein Drittel der CO₂-Emissionen entfallen auf diesen Bereich. Der Schlüssel zu mehr Energieeffizienz ist:

- die Reduzierung des Wärmebedarfes um 20 Prozent bis 2020
- die Reduzierung des Primärenergiebedarfes um 80 Prozent bis 2050
- den Gebäudebestand bis 2050 nahezu klimaneutral zu gestalten, durch einen sehr niedrigen Energiebedarf und durch die Deckung des verbleibenden Bedarfs über erneuerbare Energien.

Die angestrebten Veränderungen können nur mit einer umwälzenden Entwicklung im Wärmemarkt erreicht werden. Für Stadtwerke dürften sich interessante Möglichkeiten ergeben, um aktiv an der Umgestaltung des Wärmemarktes mitzuwirken.

Beispielsweise mit:

- der Entwicklung neuer, energieeffizienter Produkte
- der stärkeren Einbeziehung von erneuerbaren Energien in den (Fern-) Wärmemarkt
- dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Fernwärme- und Gasnetzbetreiber müssen sich allerdings auch auf die wirtschaftlichen Folgen eines absehbar zurückgehenden Wärmebedarfes einstellen und geeignete Maßnahmen zur Stabilisierung des Absatzes entwickeln. Das gilt im besonderen für Betreiber von KWK-Anlagen, da die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen durch sinkenden Wärmebedarf besonders negativ beeinflusst wird.

Das Energiekonzept der Bundesregierung

Die Netzinfrastruktur für Strom

Die Stromerzeugung durch Onshore-Windparks in Norddeutschland und künftig durch Offshore-Parks in der Nord- und Ostsee stellt hohe Anforderungen an den Stromtransport und die Netzbetreiber dar. Der erforderliche Ausbau des Stromnetzes erfolgt mit erheblichen Verzögerungen.

Das Energiekonzept sieht einerseits die Planung eines deutschen Overlay-Netzes mit Berücksichtigung von innovativen Stromübertragungstechnologien im europäischen Verbund vor. Andererseits sollen der Netzausbau deutlich beschleunigt und die Anbindung der Offshore-Windparks vorangetrieben werden.

Kerninstrument ist der auf zehn Jahre angelegte Ausbauplan, der als Grundlage für das Zielnetz im Jahr 2050 dient. Der Ausbauplan ist verbindlich, wird jährlich aktualisiert und mit allen Netzbetreibern abgestimmt. Für die Umsetzung wird die Bundesregierung die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Leitungsbau beschleunigen und den Regulierungsrahmen modernisieren.

Im Fokus des Energiekonzeptes stehen zwar die Stromhöchstspannungsnetze, aber auch die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze müssen sich neuen Herausforderungen stellen, die sich durch die steigende Strom-Erzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben. Zum Teil werden wohl die starken Rückspeisungen in das Höchstspannungsnetz relevant für die Auslegung der Weiterverteilernetze. Auch hier dürften Ausbau und Anpassungsmaßnahmen nötig werden.

Die Integration erneuerbarer Energien und die Anpassungen des Marktdesigns

Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wirft unmittelbar die Frage nach deren Integration in den Markt auf. Das Energiekonzept sieht vor, die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schrittweise zurückzufahren und den Strom aus Regenerativen entsprechend den Marktpreisen abzusetzen. Gleichzeitig sollen die Einführung einer optionalen Marktprämie, die Vermarktung des EEG-Stromes und das Grünstromprivileg geprüft werden.

Zudem ergibt sich ein Änderungsbedarf für das Marktdesign. Zum einen für den Markt für Regel- und Ausgleichsenergie, an dem sich sowohl die erneuerbaren Energien als auch große Strom-Nachfrager mit Hilfe des Lastmanagements verstärkt beteiligen sollen.

Zum anderen will die Bundesregierung in einem umfassenden Forschungsprojekt das Thema „Kapazitätsmärkte“ vorantreiben. Dabei soll die Frage geklärt werden, welche Methoden sicherstellen, dass auch langfristig ausreichend flexible Kraftwerkskapazität zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Hierbei spielen Investitionsanreize eine Rolle, die unter Umständen von den bisherigen Marktmechanismen nicht in ausreichendem Maße eingesetzt werden. Als weitere Bausteine zur Integration der erneuerbaren Energien sind die Erschließung von zusätzlichen Pumpspeicherpotenzialen, die Nutzung ausländischer Pumpspeicher und die Erforschung neuer Speichertechnologien vorgesehen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung

Fazit

Insgesamt greift das Energiekonzept der Bundesregierung eine Reihe von zentralen Themen und Fragestellungen auf und zeigt die geplante Richtung. Für eine erfolgreiche Umsetzung des Konzeptes kommt es nun darauf an, dass sukzessive die Rahmenbedingungen und die geplanten Maßnahmen konkretisiert werden. Wesentlich ist auch, sowohl im

politischen Spektrum als auch in der Bevölkerung eine breite Akzeptanz für das Konzept zu schaffen, um dessen Nachhaltigkeit sicherzustellen. Dabei sollten auch die Themen Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung sowie Gasmarkt stärker berücksichtigt werden, als es im Energiekonzept der Bundesregierung der Fall ist.

Das Energiekonzept der Bundesregierung

Wenig Platz für Wettbewerb und KWK

Für den Übergang zum Zeitalter der erneuerbaren Energien lässt das Energiekonzept der Bundesregierung kaum Platz für moderne fossile Kraftwerke.

Die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke ist wohl keine Überraschung, schließlich haben sich darauf die schwarz-gelben Bundestagswahl-gewinner bereits in ihrem Koalitionsvertrag festgelegt. Trotzdem erstaunt es doch, wie hartnäckig auch im Kapitel „Kernenergie und fossile Kraftwerke“ die Konsequenzen klein geschrieben werden. Es gilt das Prinzip Hoffnung: „Die Bundesregierung geht davon aus, dass die Laufzeitverlängerung keine nachteiligen Wirkungen auf den Wettbewerb haben wird“, heißt es unter Berufung auf die vorgesehene Abschöpfung der Zusatzgewinne in dem im Kabinett verabschiedeten Papier.

Die Zweifel der Fachleute, die an dem Konzept mitgeschrieben haben, scheinen aber durch, weshalb der Bundeswirtschaftsminister „regelmäßig zur Entwicklung des Wettbewerbs auf den Strommärkten unter besonderer Berücksichtigung der Laufzeitverlängerung sowie zu den Gasmärkten berichten und gegebenenfalls geeignete Maßnahmen vorschlagen“ soll. Angekündigt wird außerdem ein Gesetzesentwurf zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas. Eine strengere Aufsicht kann zwar Manipulationen unterbinden, fehlenden Wettbewerb kann sie aber nicht ersetzen. Doch wo soll dieser her kommen? Neben der durch Einspeisevorrang geschützten erneuerbaren Stromerzeugung und den länger laufenden Kernkraftwerken bleibt wenig Platz. Vor allem nicht für Neubau effizienter, flexibler Kohle- und Gaskraftwerke, die sich die Bundesregierung als Reserve- und Ausgleichskapazitäten wünscht. In der Lücke in der verbleibenden Mittel- und Spitzenlast mit schwer abschätzbaren volatilen Strompreisen werden wohl nur abgeschriebene fossile Anlagen genügend Geld für einen Weiterbetrieb verdienen können.

Damit läuft es auch bei Kohle- und Gaskraftwerken auf eine Laufzeitverlängerung hinaus und die Festigung des bestehenden Erzeugungsmonopols. Wenig helfen wird auch die Ankündigung, kommunalen Unternehmen den Neubau hocheffizienter und CCS-fähiger Kraftwerke, vorrangig mit Kraft-Wärme-Kopplung, zu fördern. Den Kostenrucksack der CCS-Technik wird nämlich kein Heizkraftwerk tragen können, darin sind sich Experten einig.

Apropos CCS: Deren Bedeutung ist ein ganzer Abschnitt gewidmet, ohne die Entwicklungsachse kritisch zu betrachten. Dabei zeichnet sich ab, dass die ersten CCS-Demokraftwerke in Deutschland kaum schon 2015, eher erst 2020 in Betrieb gehen können und einige Jahre laufen müssen, bevor ausreichende Betriebserfahrungen gesammelt werden. Ob sich dann noch Investoren für solche Kraftwerke finden, die spätestens 2050 nicht mehr benötigt werden? Hinzu kommt die offene Frage der CO₂-Speicherung.

Die größte Lücke in dem Energiekonzept ist aber die – bis auf die bereits zitierte Stelle – systematische Ausklammerung der Kraft-Wärme-Kopplung, die noch in den Meseberger Beschlüssen der Großen Koalition als Effizienztechnologie schlechthin an erster Stelle rangierte. Das Ziel des KWK-Gesetzes, bis 2020 einen KWK-Anteil an der Stromerzeugung von 25 % zu erreichen, wird weder bestätigt noch fortgeschrieben, das im nächsten Jahr anstehende Monitoring wird nicht erwähnt. Es bleibt das Geheimnis der Bundesregierung, wie die angestrebte Effizienzsteigerung in der Industrie und im Gebäudebereich ohne den kostendämpfenden Effekt der KWK erreicht werden soll.



Jan Mühlstein,
stellvertretender
Chefredakteur von E&M

Wechselstatistiken

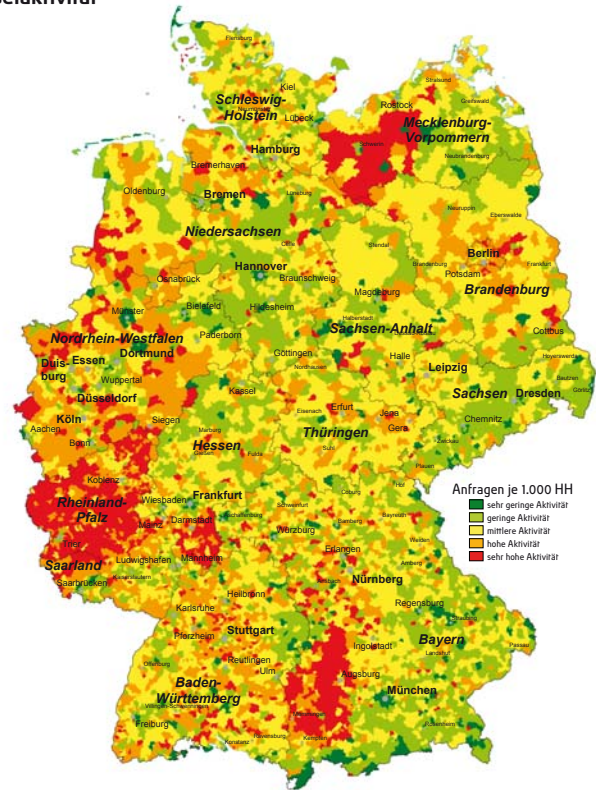
Wechselbarometer im Endkundensegment

Differenzierte Daten zu Onlineanfragen wechselwilliger Kunden stehen seit Jahren im Fokus der GET AG. Die Kooperation mit führenden Preisvergleichsportalen wie check24.de erlaubt bundesweit gezielte Marktanalysen. So lassen sich frühzeitig und tagesgenau Trends über das Interesse an einem Tarifvergleich, Versorgerwechsel sowie auch über die Onlineabschlüsse ablesen.

Wechselaffinität in Deutschland

Mehr als 600 Grundversorger in Deutschland hatten zum Januar und Februar dieses Jahres Strompreiserhöhungen angekündigt. Vor diesem Hintergrund hat die GET AG das Wechselverhalten der Endkunden analysiert und in einer Deutschlandkarte für das vierte Quartal 2010 abgebildet. Gradmesser für die Wechselintensität ist hier die Häufigkeit der Wechselanfragen – gewichtet nach Anzahl der Einwohner je Postleitzahl: Große Teile in Bayern, Sachsen oder Niedersachsen können für diesen Zeitraum als eher wechsellmüde Gebiete eingestuft werden. Dagegen zeigt sich großflächig vor allem in Rheinland-Pfalz, Südhessen, Mecklenburg und im Südwesten von Bayern eine ausgeprägte Wechselaffinität.

Wechselaktivität Strom



Grafik: EasyMap

Zeitraum: 4. Quartal 2010

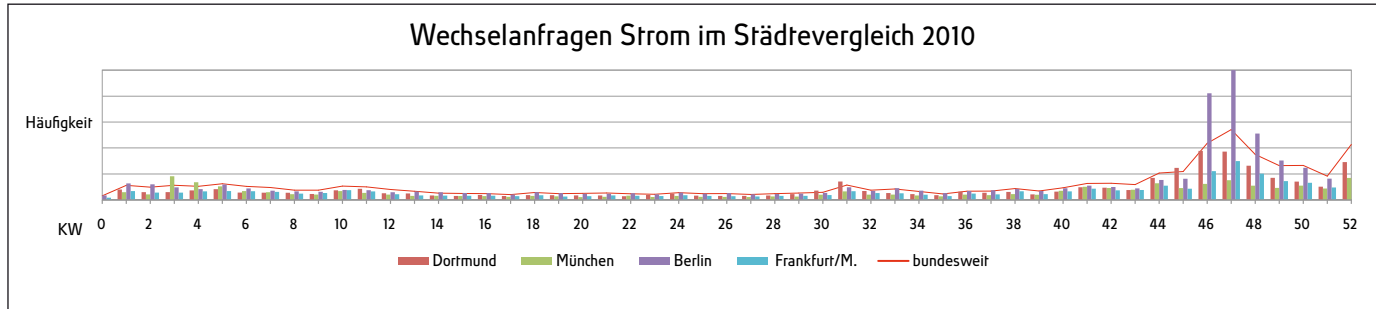
Quelle: GET AG

Wechselstatistiken

Regiocheck im Städtevergleich

Das Chart zeigt das Wechselinteresse im zeitlichen Verlauf – ebenfalls gewichtet nach Anzahl der Einwohner. Im Jahresrückblick wird deutlich, dass sich die Wechselaktivität im Bundestrend im November und Dezember 2010 – also im Vorfeld der Preiserhöhungen zum Jahreswechsel – verfünffacht hat. Prompt reagieren die Kunden auf Preissignale ihrer Versorger. Die stärksten Ausschläge nach oben gibt es in Berlin. Hier reagieren die Kunden etwa

doppelt so häufig wie im Bundesdurchschnitt, der zu dieser Zeit ohnehin einen Gipfel erreicht. Im Vergleich dazu bleibt es in München deutlich ruhiger. Bis auf den leichten Ausschlag rund um die Veröffentlichung der Preiserhöhung am Anfang des Jahres 2010, scheinen die Münchner ihrem Versorger treu zu bleiben.



Wechselstatistiken

Alles nur ein „Klacks“ für TelDaFax?

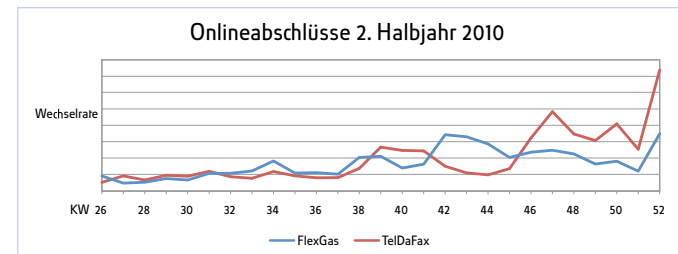
Der Anbieter TelDaFax hatte in den vergangenen Monaten keine gute Presse. Wegen des Verdachts der Insolvenzverschleppung war das Unternehmen ins Visier der Staatsanwaltschaft geraten. Mitte Oktober 2010 berichteten Medien kritisch über das Geschäftsmodell von TelDaFax. Interessanterweise nahm Flexstrom prompt die angedeutete „Schieflage“ zum Anlass, als ebenfalls „konzernunabhängiger“ Anbieter ein Rettungsszenario für den Konkurrenten zu entwerfen. TelDaFax witterte eine gesteuerte Kampagne und verwahrte sich am 20. und 21. Oktober 2010 gegenüber den in diversen Medien erhobenen Vorwürfen, dass der Geschäftsbetrieb nur über Vorauszahlungen der Kunden aufrechterhalten werden könne und das Unternehmen vor einer drohenden Überschuldung stehe. Immerhin setzen 70 % der Kunden nicht auf Vorauszahlung.

Auch von einem Schneeballsystem kann laut dem Unternehmen mit Sitz in Troisdorf nicht die Rede sein, heißt es zu diesem Zeitpunkt. Richtig sei vielmehr, dass TelDaFax nach anfänglich starkem Anstieg der Kundenzahlen den Wachstumsprozess seit Anfang 2009 entschleunigt und die Verluste verringert. Zudem berichtete der Strom- und Gasanbieter von einer unverminderten Neukundenakquise: Nach wie vor könne man täglich etwa 2 500 und mehr neue Kunden, davon 300 allein über den Telefonvertrieb, verzeichnen.

Dennoch reagiert der Anbieter am 11. November 2010 mit dem Angebot eines „Vertrauenstarifs“, wonach Kunden die Möglichkeit erhielten, das Vorkasse-Modell gegen eine monatliche Abschlagszahlung zu

tauschen. Vorkasse per anno sei auch weiterhin möglich, aber nur gegen Überweisung, was später bei der Verbraucherzentrale in Baden-Württemberg auf Widerstand stieß. Für Oktober 2010 vermeldete TelDaFax insgesamt 50 000 Neukundenabschlüsse.

Am 15. November startete TelDaFax im Gasvertrieb die Aktion „Freimonat“. Neukunden, egal, ob sie sich für Vorkasse oder monatliche Abschlagszahlung entschieden, erhielten einen Monat Gas – bezogen auf den Jahresverbrauch – geschenkt. Am 24. November berichtete das Unternehmen, dass sich nur 20 % der Kunden für einen Vorkasse-Tarif entschieden hätten. Zum Jahresbeginn 2011 führte TelDaFax ein neues Tarifsystem ein und verzichtete damit gänzlich auf die vielfach kritisierten Vorkasse-Modelle. Ein Blick auf die Grafik zeigt, dass die einzelnen Aktionen und Reaktionen im Kundenverhalten ablesbar sind.

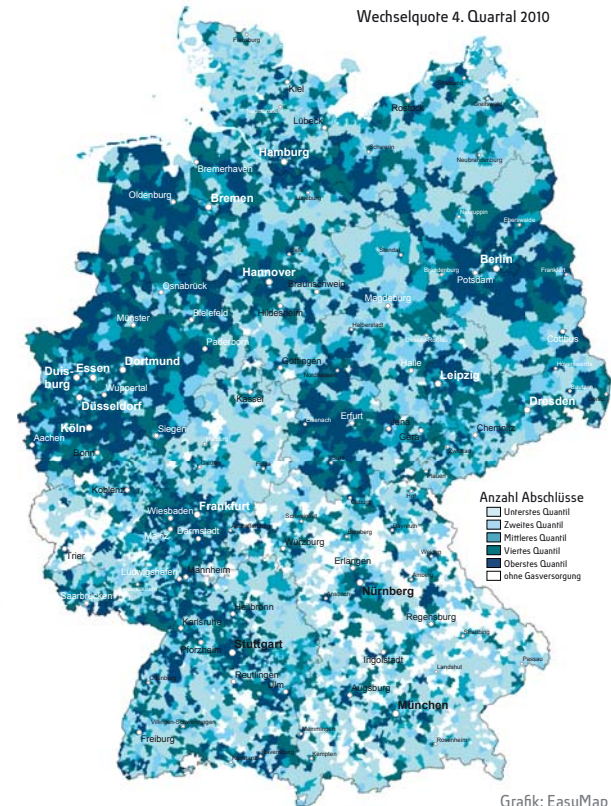
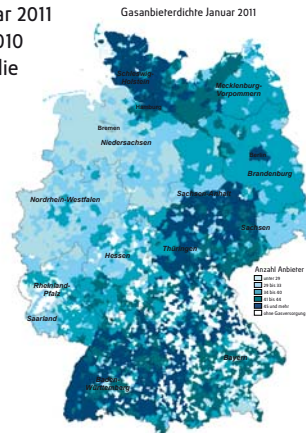


Wechselstatistiken

Wechselraten und Gasanbieterdichte gestiegen

Die Anzahl der Versorger, die überregional Gas liefern, wächst beständig und ist ein Indiz dafür, dass der Gasmarkt in Bewegung ist. Innerhalb eines Jahres hat sich die Zahl der Gaslieferanten je Postleitzahl im Durchschnitt auf rund 37 erhöht. Die Online-Angebote treffen bei den wechselwilligen Verbrauchern auf ein erhöhtes Interesse. Nach Recherchen der GET AG haben im 4. Quartal 2010 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum doppelt so viele Kunden online einen Liefervertrag abgeschlossen.

Statistische Analysen ergeben keinen direkten Zusammenhang zwischen Anbieterdichte und der Wechselaktivität. Die Karte zeigt, dass die Anzahl der Anbieter im Januar 2011 nicht mit der Anzahl der Wechsler im 4. Quartal 2010 korreliert. Ein Grund mag sein, dass Lieferanten, die ihr Vertriebsgebiet ausdehnen, trotz potenzieller Kunden den Weg in ein L-Gas-Marktgebiet scheuen. Zudem hängt die Wechselaffinität der Energiekunden immer noch sehr stark vom Zeitpunkt der Ankündigung einer Preisanpassung des lokalen Versorgers und der Tarifierhöhung ab. Bei dem Plan, das Vertriebsgebiet für Gas zu erweitern, könnten diese und weitere Marktinformationen in die Entscheidung einbezogen werden, um Streueffekte im Marketing zu verringern und um die Kosten aus der Prozessumstellung schnell wieder einzuspielen.



Grafik: EasyMap

Quelle: GET AG

Ausschreibung Strom

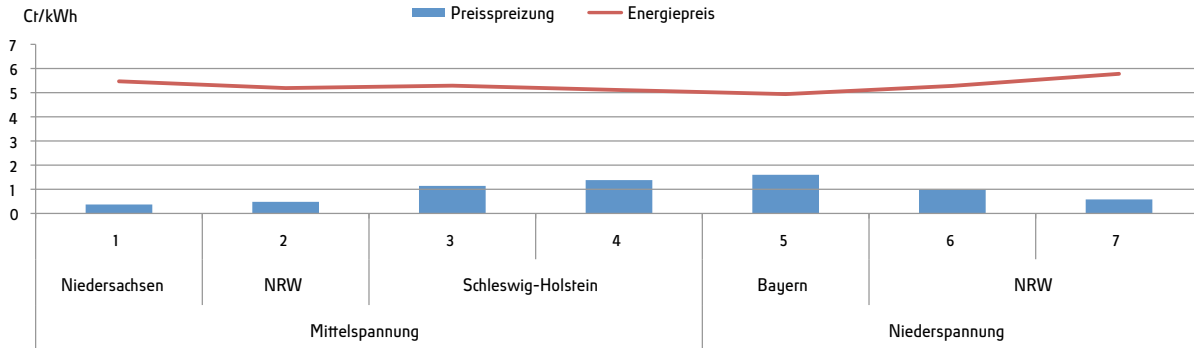
Stromanbieter werden fortwährend vor neue Herausforderungen gestellt, da Großkunden schon seit mehreren Jahren sensibel auf Preise und auf die Ausgestaltung von Lieferverträgen reagieren. Zusammen mit Brokern stellt die GET AG anonymisiert Ausschreibungsergebnisse im Stromsegment für Wettbewerbsvergleiche zur Verfügung.

Im vierten Quartal 2010 wurden die Ergebnisse von 89 Ausschreibungen mit einem Jahresverbrauch zwischen 24 und 23 589 MWh Strom analysiert. Neue Lieferverträge wurden vor allem für die Branche Infrastrukturleistungen (48 %) verhandelt, gefolgt vom verarbeitenden Gewerbe (30 %), dem Dienstleistungsgewerbe (13 %) sowie kommunalen und sozialen Einrichtungen (6 %). Pro Ausschreibung konnten im Einzelfall maximal 23 Anbieter registriert werden.

Ausschreibung für das Lieferjahr 2012

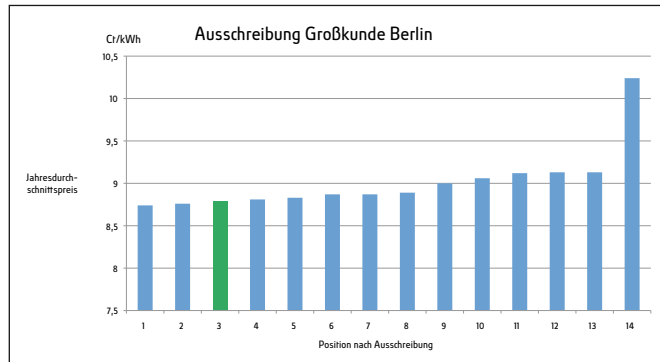
Die erste Grafik zeigt eine Analyse von Verrtragsabschlüssen aus dem vierten Quartal 2010 für das Lieferjahr 2012. Vier Ausschreibungen wurden von Großkunden der Mittelspannungsebene, drei weitere wurden für die Niederspannungsebene durchgeführt. Die Abweichung der Energiepreise unter Abzug der Kostenanteile für Netzentgelte und Konzessionsabgaben erklärt sich teilweise aus den unterschiedlichen Verbrauchs-, Leistungs- und Nutzungsparametern der Anschlussnutzer. Auffällig ist die sehr unterschiedliche Spreizung der Energiepreise zwischen dem günstigsten, aber nicht immer siegreichen, und dem teuersten Anbieter der jeweiligen Ausschreibung. Differenzen von mehr als 1 Cr/kWh bei einer Abnahmemenge von 1 500 MWh fallen wie im Fall von Schleswig-Holstein schon ins Gewicht.

Abschlüsse Lieferjahr 2012



Ausschreibung Strom

Jenseits der Bewertung der Kosten spielen bei der Vertragsanbahnung sicherlich auch weiche Faktoren wie der Standort oder die Lieferantenbindung eine Rolle. Wie die Analyse der Ausschreibung für das vierte Quartal 2010 bestätigt hat, erhalten nicht immer die Anbieter mit dem preisgünstigsten Angebot den Zuschlag. Im genannten Zeitraum trifft diese Tatsache auf nahezu 25 % der Ausschreibungen zu.



Beispiel Berlin

In diesem Beispiel war der drittplatzierte Anbieter Sieger der Ausschreibung eines Großkunden aus der Branche Infrastrukturleistungen. Das Tarifangebot des Unternehmens lag inklusive der Netzentgelte um 0,03 Ct/kWh über dem günstigsten Anbieter. Das entspricht Mehrkosten von 107,57 Euro im Jahr. Das teuerste Angebot übertraf das des Gewinners um rund 3 000 Euro.

Parameter der Ausschreibung:

Lieferstelle: Berlin

Lieferbeginn: 1. Januar 2011

Laufzeit: 24 Monate

Jahresverbrauch: 207,2 MWh, (HT: 75,94 / NT:131,26)

Jahreshöchstleistung: 46 kW

Benutzungsdauer: 4 504,43 h

Netzzugang: Niederspannung

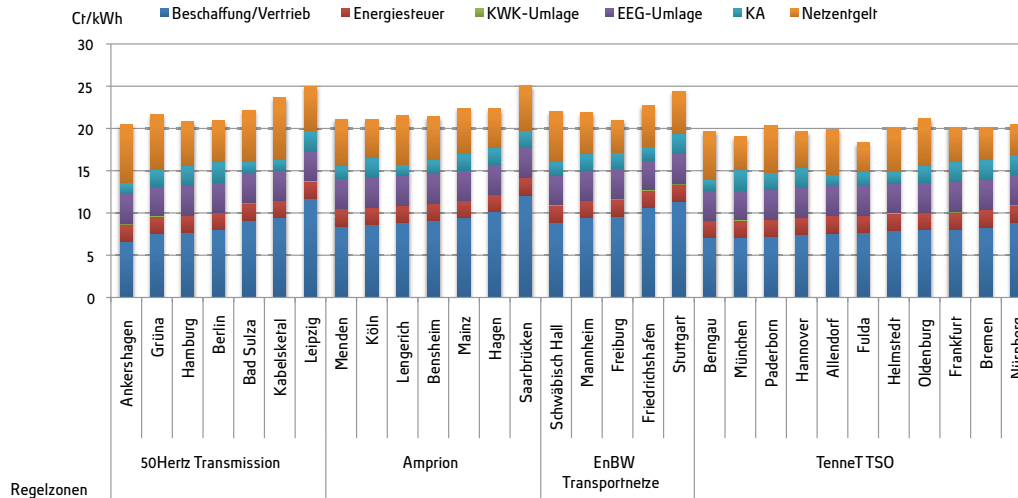
Margenanalyse

Für die Analyse der Kostenbestandteile hat die GET AG 30 repräsentative Gas- und Stromgrundversorger ausgewählt: Hierzu zählen die vier Verbundkonzerne und deren Regionalgesellschaften, die 8KU, Anbieter in den Metropolen, größere Flächenversorger, kleinere Anbieter sowie eine Auswahl von Lieferanten in eher ländlichen Regionen.

Analyse der Strom-Kostenbestandteile für Gewerbekunden

In der Analyse wurden die Grundversorgungstarife der ausgewählten Anbieter für einen Gewerbekunden mit einem Liefervolumen von jährlich 7 000 kWh Strom und einem Standardlastprofil in jeweils einer Referenz-Postleitzahl geprüft. Nach Abzug der sonstigen fixen und variablen Kostenbestandteile beziehungsweise Umlagen für Beschaffung und Vertrieb bleiben im Durchschnitt 8,73 Cr/kWh übrig.

Kostenbestandteile Strom Gewerbekunden Februar 2011



Anmerkung:

Aufgrund des Redaktionsschlusses wurden bei der Ermittlung der Margen nur bekannte, erfasste Preisänderungen von Strom- und Gasnetzbetreibern berücksichtigt. Es gilt der Vorbehalt weiterer Preisänderungen rund um den Jahreswechsel, die nachträglich greifen könnten.

Margenanalyse

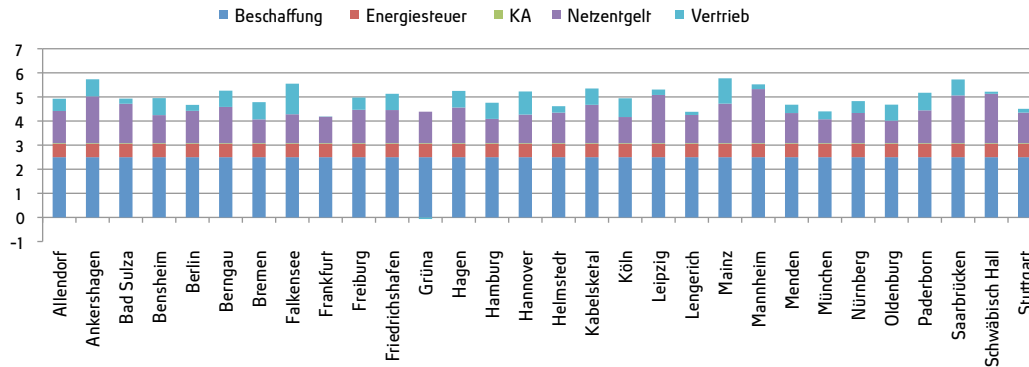
Analyse der Gas-Kostenbestandteile für Gewerbekunden

In dieser Analyse wurden die günstigsten* Gasprodukte der 30 Grundversorger in jeweils einer Postleitzahl ihres Liefergebietes untersucht. Für den Fall, dass ein Gewerbekunde mit Standardlastprofil jährlich 30 000 kWh Gas mit einer Leistung von 16,9 kW bezieht, zeigt sich, dass unter Annahme eines Beschaffungspreises von 2,5 €/kWh Gas und einer

Sonderkonzessionsabgabe von 0,03 €/kWh die untersuchten Angebote nach Abzug der gesetzlichen Abgaben und Netzentgelte oftmals kaum kostendeckend sind. Die so genannte Vertriebsmarge liegt im Durchschnitt bei 0,49 €/kWh. Von dieser Marge müssen unter anderem die Kosten für die Kundenbetreuung und das Marketing gezahlt werden.

Kostenbestandteile Gasprodukt Gewerbekunden Februar 2011

€/kWh



*Soweit veröffentlicht, ohne Bestandskunden und Pakettarife sowie ohne Tarife, die Koppel- oder Vorkasseregelungen zur Bedingung haben.

Preiskarten

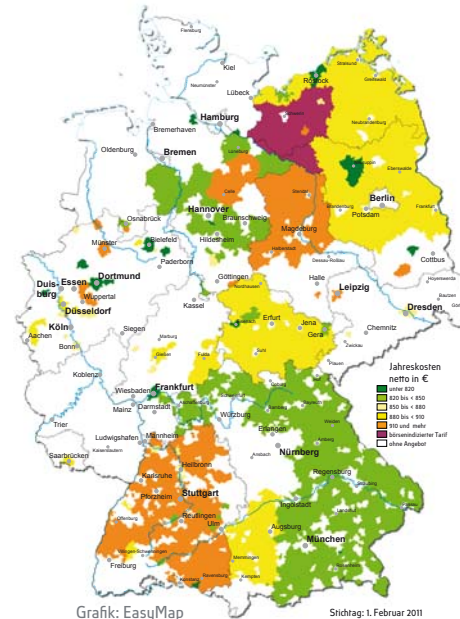
Die Smart Meter-Tarife der Stromgrundversorger

Seit dem 30. Dezember 2010 sind Stromanbieter gemäß § 40 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, im Rahmen der technischen Mach- und wirtschaftlichen Zumutbarkeit Endverbrauchern Stromtarife anzubieten, die einen Anreiz zur Energieeinsparung oder zur Lastverlagerung bieten. Nach Recherchen der GET AG boten Anfang Januar 2011 lediglich 72 Grundversorger solche Tarife an.

Lastvariable Smart Meter-Tarife spielen demnach keine Rolle. Die Mehrheit der Stromanbieter, die einen Smart Meter-Tarif im Programm haben, setzen auf zwei Preisstufen, 15 Anbieter auf drei und nur fünf Versorger auf vier Preisabstufungen. Die Spreizung der Arbeitspreise zwischen der höchsten und der niedrigsten zeitvariablen Tarifzone liegt im bundesweiten Durchschnitt bei 4,12 Ct/kWh – in der Spitze bei 15 Ct/kWh im Smart Meter-Angebot der ÜWAG. Die Stadtwerke Bielefeld differenzieren darüber hinaus verbrauchsabhängig im Sinne einer Bestpreisabrechnung zwischen zwei Abnahmestufen.

Auf ein völlig anderes Preismodell setzt die Wemag mit ihrem börsenindizierten Produkt „wemio-Strom börse“. Der Regionalversorger bietet im eigenen Netz einen verbrauchsabhängigen Smart Meter-Tarif an, der sich aus einem Grundpreis und einem fixen Arbeitspreis zuzüglich eines börsenindizierten Einkaufspreises zusammensetzt. Dieser orientiert sich an den Stundenkontrakten des Spotmarktes an der European Energy Exchange und wird in 24 Zeitscheiben unterteilt. Die Preise für den kommenden Tag werden den Kunden per E-Mail zugeschickt, was ein hohes Maß an Interaktivität voraussetzt.

Die Berechnung für die Preise mit Stand 7. Januar 2011 erfolgte auf Basis einer jährlichen Liefermenge von 4 000 kWh Strom an Privatkunden gemäß H0-Profil 2011 in Netzen der Niederspannung. In die Berechnung der qualitativ recht heterogenen Angebote flossen Boni, Rabatte für Einstiegsangebote und einmalige Posten ein. Das Ergebnis bildet damit die Kostensituation nur für das Lieferjahr ab. Nicht berücksichtigt wurde ein von Kunden mit Standardlastprofil erwartungsgemäß abweichendes Verbrauchsverhalten der Smart Meter-Anschlussnutzer.



Grafik: EasyMap

Stichtag: 1. Februar 2011

Preiskarten

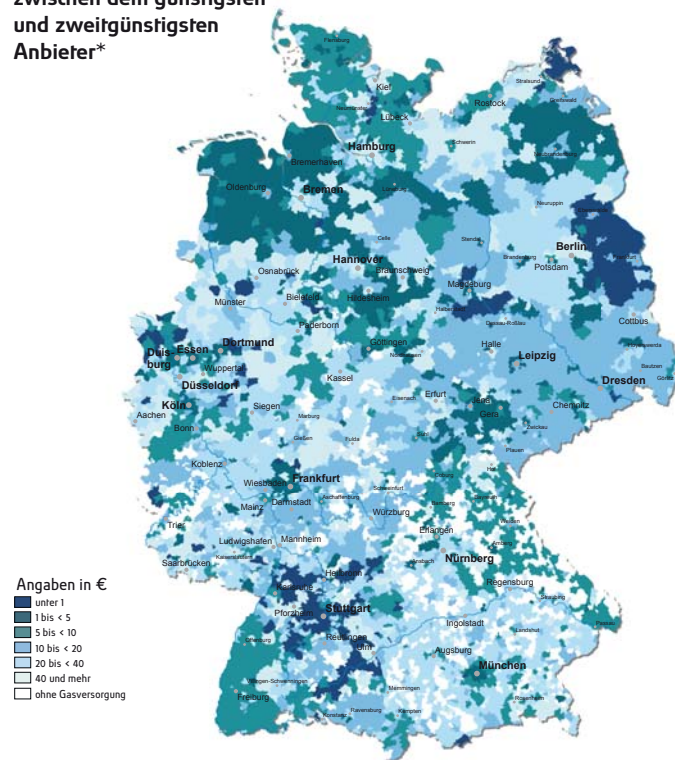
Preiskampf im Online-Vertrieb

Ein Blick auf die im Internet angebotenen Tarife von Gasversorgern verdeutlicht: Im Online-Vertrieb findet derzeit ein starker Preiskampf statt. Immer mehr Anbieter nutzen diesen Weg, die Margen sind sehr gering und werden mit den eingeräumten Boni noch weniger. Wie in der ersten Ausgabe von Marktplatz Energie im Oktober 2010 bereits analysiert, locken Gasversorger mit Preisangeboten, die im ersten Jahr nicht kostendeckend sind. Auch hinsichtlich der sich wandelnden Beschaffungsstrategie von der Vollversorgung hin zu einer strukturierten Beschaffung werden Kunden für die Lieferanten erst mit einer langfristigen Bindung lukrativ.

Ein Indiz für den Preiskampf im Online-Vertrieb ist die geringe Preisspreizung zwischen den günstigsten Angeboten. Die Differenz zwischen den zwei günstigsten Offerten liegt oft bei weniger als 20 Euro. Beträge von weniger als einem Euro entscheiden teilweise schon über die Positionierung im Ranking. Zwischen den Plätzen zwei und drei beläuft sich die Differenz der Tarife meist auf weniger als fünf Euro.

*Ermittelt wurden die günstigsten Angebote je PLZ bei Lieferung von Erdgas (20 000 kWh/11 kW) an Privatkunden im SLP-Segment. Ausgeschlossen wurden Bestandskunden, Pakettarife, Koppelprodukte und Angebote mit Vorkasse.

Spreizung der Jahreskosten zwischen dem günstigsten und zweitgünstigsten Anbieter*

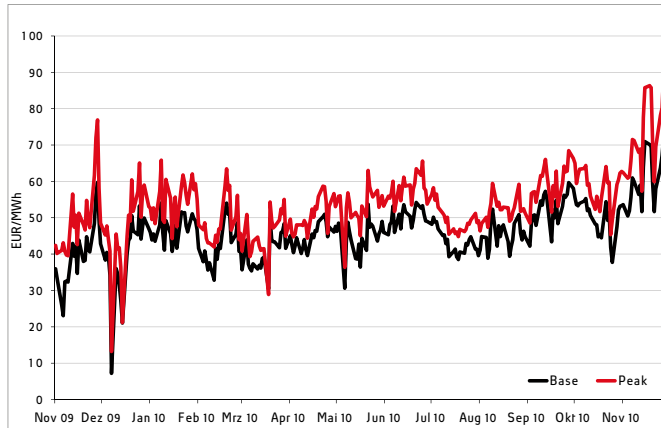


Grafik: EasyMap

Quelle: GET AG

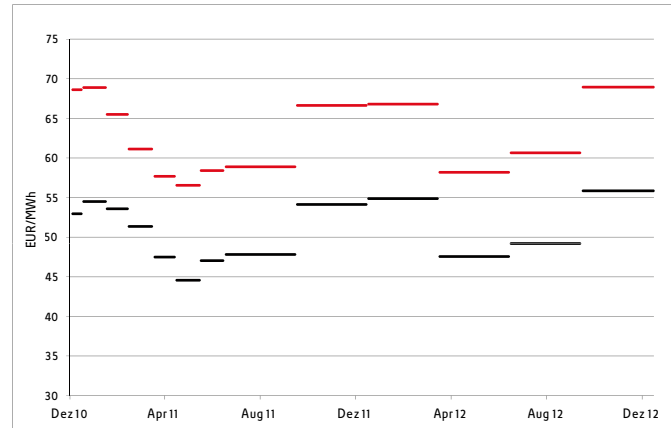
Marktdaten

Spotpreis Base und Peak EEX (DE)



Die Grafik zeigt die historische Preisentwicklung der Spotnotierungen für Strom an der EEX (DE)

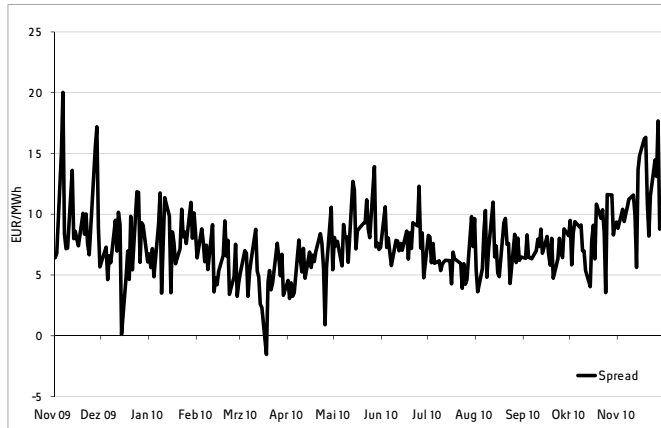
Forwardkurve Base und Peak EEX (DE)



Die Grafik zeigt die aktuelle Forwardkurve an der EEX (DE) zum Stichtag

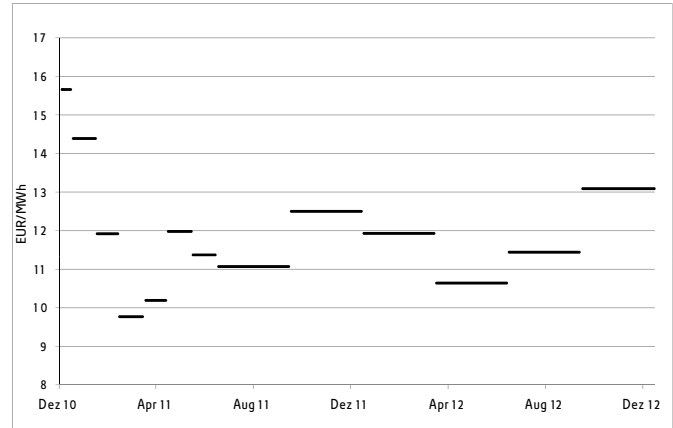
Marktdaten

Base Peak Spread Spot EEX (DE)



Die Grafik zeigt den historischen Base Peak Spread an der EEX (DE)

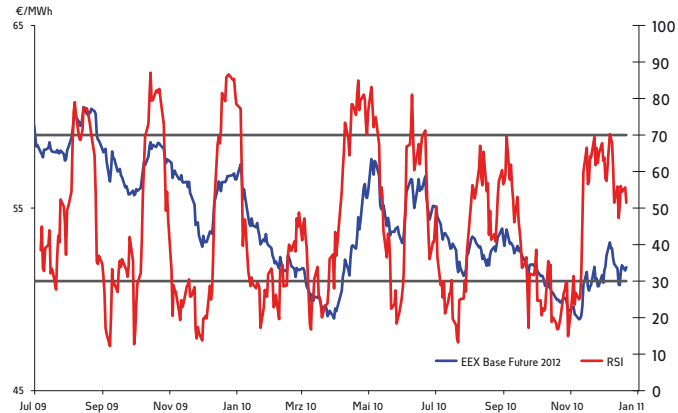
Base Peak Spread Termin EEX (DE)



Die Grafik zeigt den Base Peak Spread der Forwardnotierungen an der EEX (DE) zum Stichtag

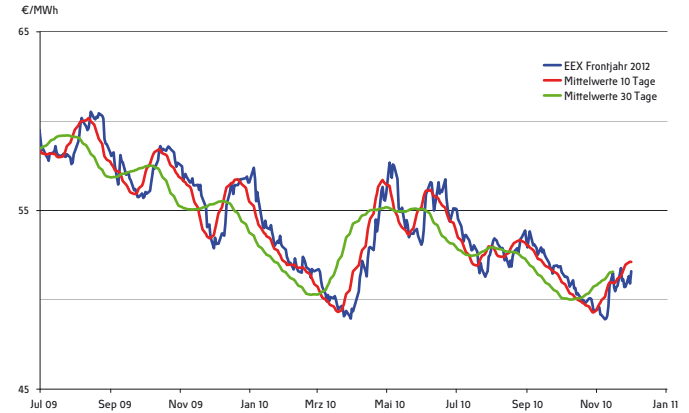
Marktdaten

Base Future 2012 EEX (DE)



Die Grafik zeigt den Base Preis für 2012 über einen Zeitraum von 18 Monaten sowie den dazugehörigen Indikator RSI

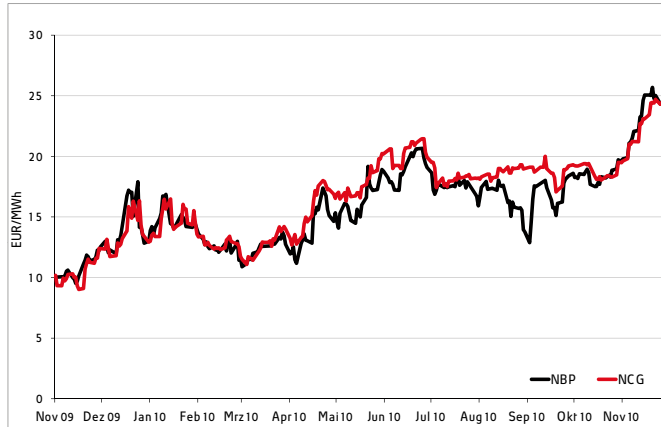
Base Future 2012 und Mittelwerte



Die Grafik zeigt den Base Preis für 2012 über einen Zeitraum von 18 Monaten sowie zwei dazugehörige arithmetische Durchschnitte für 10 Tage und 30 Tage

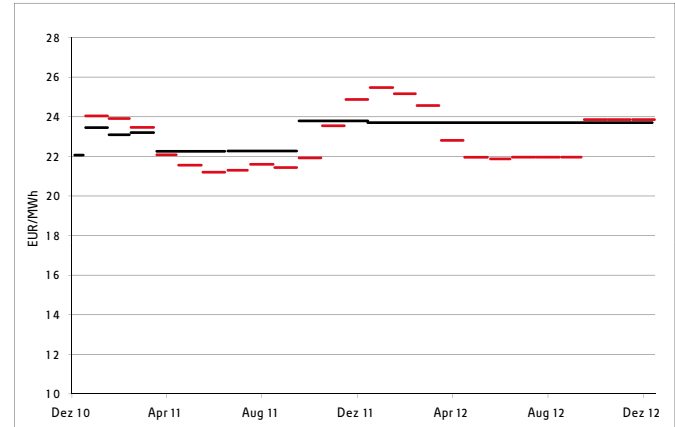
Marktdaten

Spotpreis NBP und NCG EEX (DE)



Die Grafik zeigt die historische Preisentwicklung der Spotnotierungen für Gas an der EEX (NCG) und am NBP

Forwardkurve EEX (NCG) und NBP



Die Grafik zeigt die aktuelle Forwardkurve an der EEX (NCG) und am NBP zum Stichtag

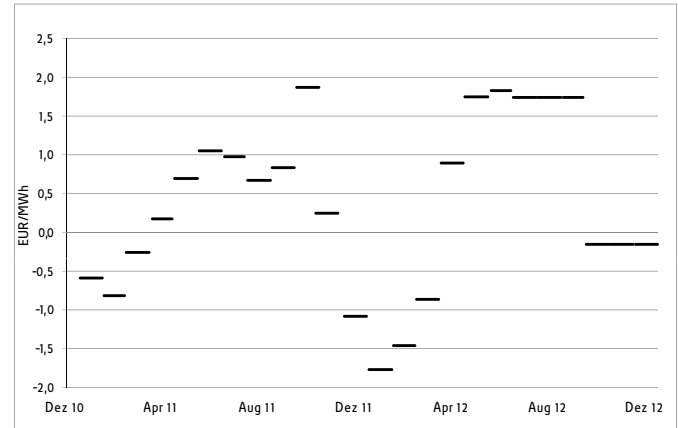
Marktdaten

Spread EEX (NCG) – NBP Spot



Die Grafik zeigt den historischen Spread zwischen den Spotnotierungen für Gas an der EEX (NCG) und am NBP

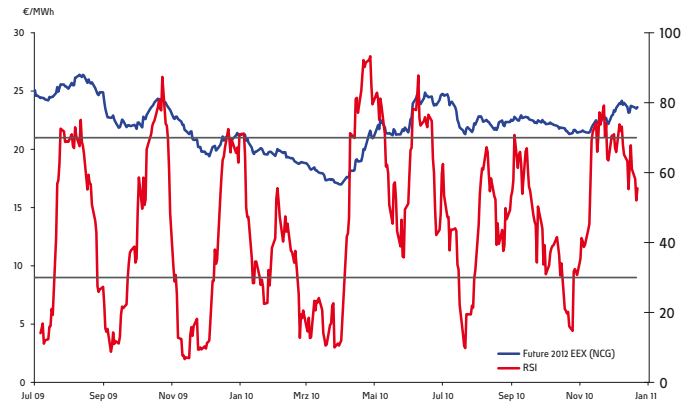
Spread EEX (NCG) – NBP Termin



Die Grafik zeigt den lokalen Spread der Forwardnotierungen für Gas-Futureprodukte an der EEX (NCG) und am NBP

Marktdaten

Future 2012 EEX (NCG)



Die Grafik zeigt den Gaspreis an der NCG (blau) für 2012 über einen Zeitraum von 18 Monaten sowie den dazugehörigen Indikator RSI

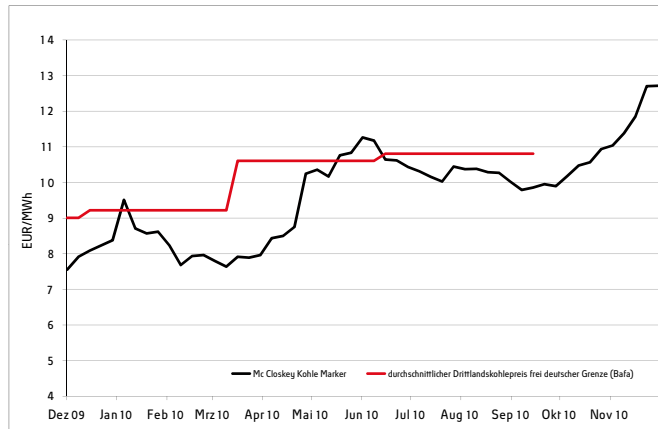
Future 2012 und Mittelwerte



Die Grafik zeigt den Gaspreis an der NCG für 2012 über einen Zeitraum von 18 Monaten sowie zwei dazugehörige gleitende Durchschnitte für 10 Tage und 30 Tage

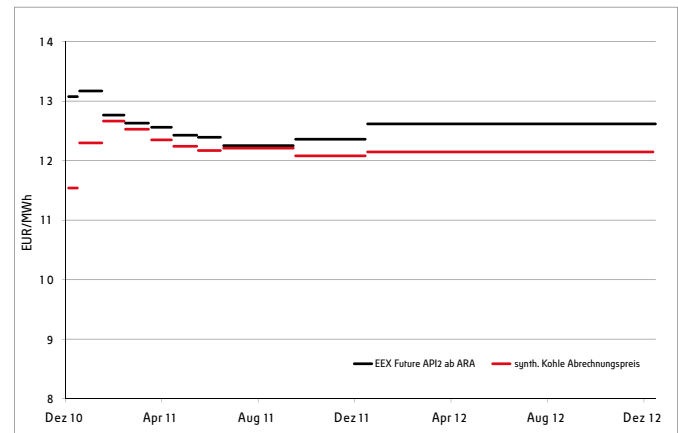
Marktdaten

Kohle



Die Grafik zeigt den Mc Closkey API2 Kohle Marker ohne Transportkosten für NWE sowie den BAFA-Preis für Drittlandskohle frei deutscher Grenze

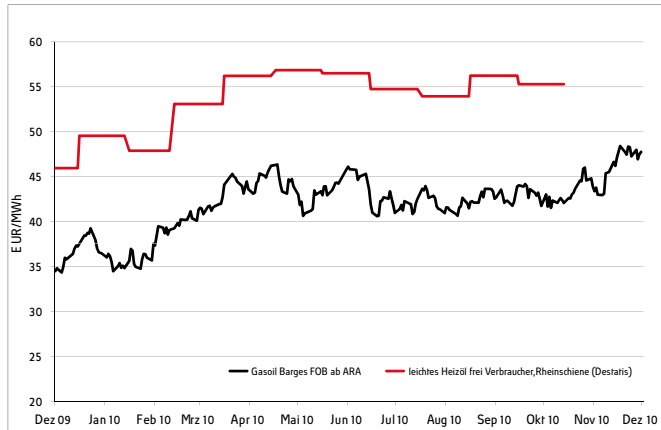
Kohle Termin



Die Grafik zeigt die EEX Coal-ARA.Futures sowie synthetisierte BAFA-Notierungen. Hierbei werden die EEX Coal-ARA.Future plus ein Aufschlag verwendet, der Transport und weitere Faktoren berücksichtigt. Dieser Aufschlag wird durch eine Regression der BAFA-Preise auf die EEX Coal-ARA.Future und Transportkosten mittels einer BET Methode ermittelt.

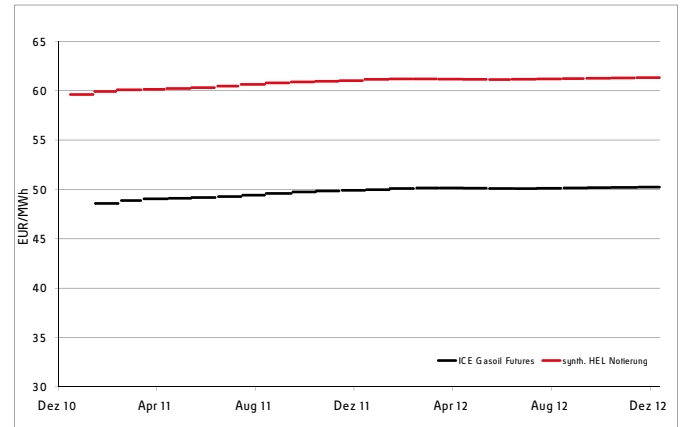
Marktdaten

HEL und Gasoil



Die Grafik zeigt den Abrechnungspreis für Gasoil FOB Barges ab ARA sowie die Destatis-Preise für leichtes Heizöl frei Verbraucher Rheinschiene

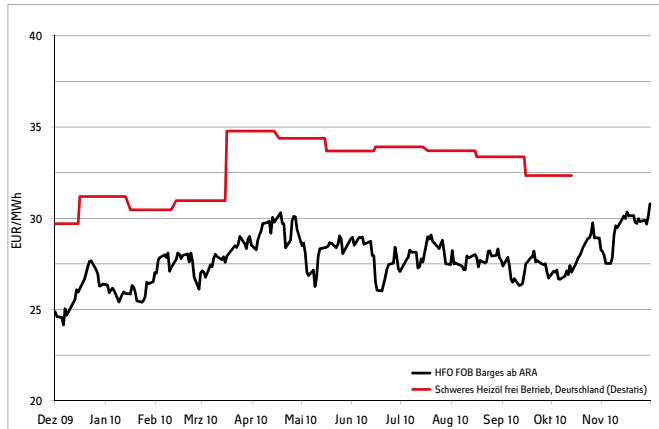
HEL und Gasoil Termin



Die Grafik zeigt die Gasoil-Futures an der ICE sowie synthetisierte HEL-Notierungen. Hierbei werden die Gasoil-Produkte plus ein Aufschlag verwendet, der Transport und weitere Faktoren berücksichtigt. Dieser Aufschlag wird durch eine Regression der HEL-Preise auf die Gasoil-Preise und Transportkosten mittels einer BET Methode ermittelt

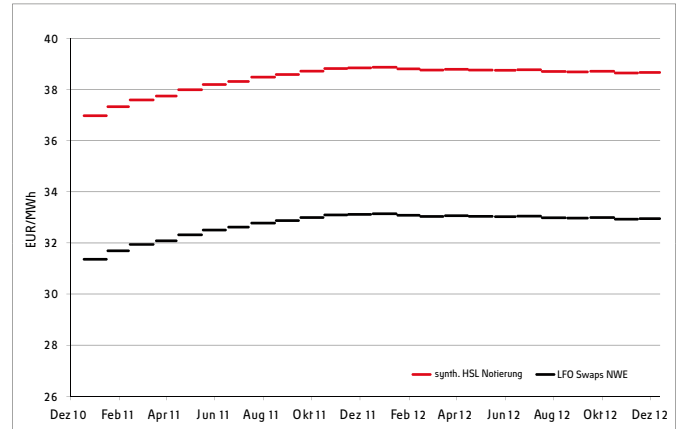
Marktdaten

HSL und Fueloil



Die Grafik zeigt den Abrechnungspreis für HFO FOB Barges ab ARA sowie die Destatis-Preise für schweres Heizöl frei Betrieb, Deutschland

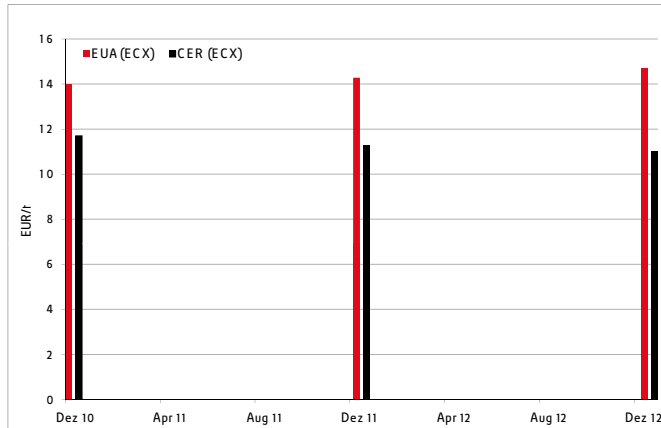
HSL und Fueloil Termin



Die Grafik zeigt den Abrechnungspreis der LFO Swaps für NWE sowie synthetisierte HSL-Notierungen. Hierbei werden die Swaps plus ein Aufschlag verwendet, der Transport und weitere Faktoren berücksichtigt. Dieser Aufschlag wird durch eine Regression der HSL-Preise auf die Swaps und Transportkosten mittels einer BET Methode ermittelt

Marktdaten

CO₂



Die Grafik zeigt die Preise der Dezember-Futures für EUA und für CER, die an der ECX/ICE gehandelt werden

Marktdaten

Glossar

API2: Indizes für den Kohlepreis, der ab ARA gehandelt wird

ARA: Großraum Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen

BAFA: Deutsches Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Base: Stundengewichtete Durchschnittspreise pro Tag für die Stunden 1–24

Destatis: Deutsches Statistisches Bundesamt

DPFC: Tägliche Forwardkurve (Daily Priced Forward Curve)

FOB: Free on Board

HFO/HSL: Schweres Heizöl

LFO/Gasoil/HEL: Leichtes Heizöl

NBP: National Balancing Point = Erdgasbörse in Großbritannien

NCG: Net Connect Germany = Marktgebiet für Erdgashandel in Deutschland

NWE: North West Europe

Peak: Stundengewichtete Durchschnittspreise pro Tag für die Stunden 9–20

Stichtag: Datum für das die Grafiken generiert wurden; hier: 17.12.2010

Strommischpreis: Strompreis, berechnet aus bestimmten Base-Preis- und Peak-Preis-Anteilen

Annahmen bei den Clean Spread-Berechnungen:

Co₂-Faktor Kohle: 0,341 kg/kWh

Anteil Peak für Strommischpreis Kohle: 20 %

Anteil Base für Strommischpreis Kohle: 80 %

Co₂-Faktor Gas: 0,2016 kg/kWh

Anteil Peak für Strommischpreis Gas: 40 %

Anteil Base für Strommischpreis Gas: 60 %

Wirkungsgrad Kohlekraftwerk: 45 %

Wirkungsgrad Gaskraftwerk: 57 %

Impressum

Marktplatz Energie ist eine Publikation von Energie & Management in Kooperation mit BET GmbH und GET AG.

Herausgeber: Helmut Sendner

Redaktion: Andreas Kögler, + 49 (0) 8152-93 11 21, a.koegler@energiemarkt-medien.de
Marlen Ristola, + 49 (0) 8152-93 11 27, m.ristola@energiemarkt-medien.de

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Schloß Mühlfeld, 82211 Herrsching,
Telefon + 49 (0) 8152-93 11-0, Fax + 49 (0) 8152-93 11-22, www.energiemarkt-medien.de, me@energiemarkt-medien.de

Ansprechpartner: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen,
Simone Lehmann, Telefon + 49 (0) 2 41-470 62 422, simone.lehmann@bet-aachen.de

GET AG in Leipzig,
Matthias von Maltzahn, Telefon + 49 (0) 3 41-989 80 812, matthias.maltzahn@get-ag.com

Die nächste Ausgabe von Marktplatz Energie erscheint am 1. Mai 2011

Haftungsausschluss:

Diese Publikation und alle in ihr enthaltenen Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers unzulässig und wird strafrechtlich verfolgt. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen und die Weitergabe in elektronischer oder gedruckter Form.

Alle Inhalte von Marktplatz Energie werden mit größter journalistischer Sorgfalt recherchiert, allerdings übernimmt die E&M GmbH keinerlei Gewährleistung für die dargebotenen Inhalte. Das gilt insbesondere für die Handelsdaten und -grafiken.

Bei Fragen an die Redaktion oder zum Abonnement wenden Sie sich bitte an Tel. +49 (0)81 52 / 93 11-0, Fax -22 oder me@energiemarkt-medien.de

Ihr Bestell-Fax an +49 (0)81 52-93 11-22

oder online unter www.energiemarkt-medien.de



Ja, ich möchte Marktplatz Energie ab sofort bis auf Widerruf regelmäßig beziehen.

Und zwar zum Preis von:

- 0,— Euro als einmaliges Probeexemplar
 600,— Euro für ein Jahresabonnement zzgl. MwSt.

Unternehmen / Organisation

Name, Vorname

Funktion

Straße, Hausnummer / Postfach

PLZ, Ort, Land

Telefon

E-Mail-Adresse (für die Zusendung unbedingt erforderlich)

Gewünschte Zahlungsweise: per Bankeinzug gegen Rechnung

Kontonummer

Bankleitzahl

Kreditinstitut

Ich bin damit einverstanden, nach dem Probeexemplar von einem Mitarbeiter der Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH bezüglich einer kostenpflichtigen Fortführung des Abonnements kontaktiert zu werden.

Bei einem kostenpflichtigen Abonnement:

Die Bestellung ist für den Kunden verbindlich. Der Vertrag kommt durch die Annahme der Kundenbestellung durch die Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH zustande. Er hat eine Laufzeit von 12 Monaten und verlängert sich jeweils um weitere 12 Monate, falls er nicht mit einer Frist von sechs Wochen zum Ende der jeweiligen Laufzeit gekündigt wird. Die Bestellung kann ausschließlich durch gewerbliche Kunden erfolgen. Verbrauchern unterbreitet der Verlag gerne ein individuelles Angebot.

Datum, Ort, Unterschrift

Bei Rückfragen erreichen Sie uns unter +49 (0)81 52-93 11-88 oder per Mail an vertrieb@energiemarkt-medien.de