

Kapazitätsmechanismen sind für die Energiewende unverzichtbar

Jahrestagung des Öko-Instituts
Berlin, 13.09.2012

Gliederung

1. Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?
2. Wie sollte dieser ausgestaltet werden?

Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken

Betreiber von alten Bestandskohlekraftwerken sowie von Gaskraftwerken können aktuell kaum ihre fixen Betriebskosten decken.

Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 sind nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte.

Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks.

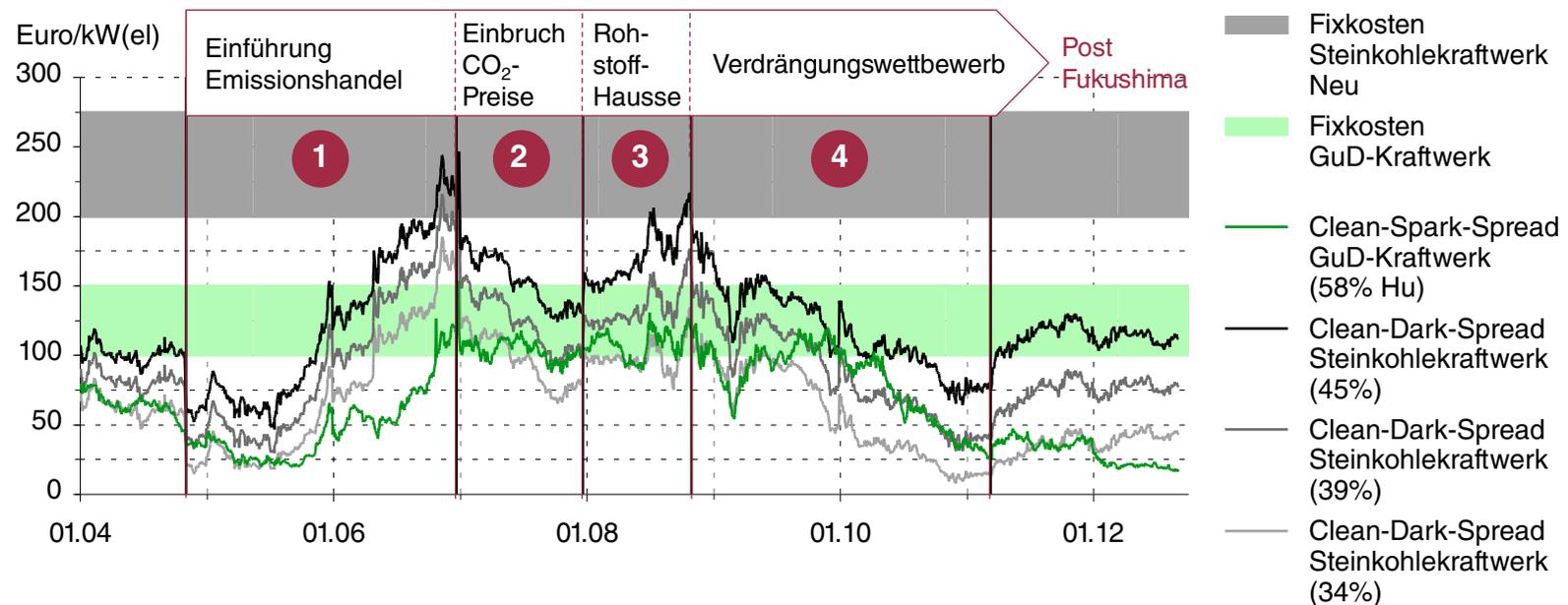
Die Grafik stellt die **Entwicklung der Erzeugermargen** verschiedener typischer Referenzkraftwerke dar. Die Preise für Strom, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ändern sich täglich. Für jeden Handelstag wird die Marge einer Stromlieferung im Folgejahr berechnet. Aus dieser Marge muss der Kraftwerksbetreiber seine fixen Kosten und seinen Gewinn decken.

- 1) Die Einführung des **Emissionshandels** wurde genutzt, um über die Einpreisung der CO₂-Zertifikate hinaus die **Margen** im Erzeugungssektor signifikant zu erhöhen.
- 2) Mit dem Einbruch der CO₂-Preise am Ende der 1. Handelsperiode brachen auch die Margen ein.
- 3) Mit der **Rohstoff-Hausse 2008** erreichten auch die Margen wieder Höchstniveau.
- 4) Mit der anschließenden **Wirtschaftskrise** sind Rohstoffpreise und Strommargen deutlich eingebrochen. **Seit 2008** haben sich die **Margen**

halbiert. Die Ereignisse von **Fukushima** haben nur zu einer **geringen Verbesserung** der Margen geführt.

Ursache sind **Überkapazitäten und zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien** mit der Folge **intensiven Wettbewerbs** unter den Kraftwerksbetreibern.

Die geringen Margen von Erdgaskraftwerken resultieren aus niedrigen CO₂-Preisen aufgrund einer Überallokation im europäischen Zertifikatehandel. Ein fairer CO₂-Preis auf Basis des Fuel-Switch-Konzepts müsste bei 15 – 20 Euro/t liegen und würde auf Kosten älterer Kohlekraftwerke die Margen der dargestellten GuD-Kraftwerke verbessern. Die gegenwärtigen Preise von 6–7 Euro/t sind angesichts der hohen Überallokation nur durch Spekulation zu erklären. Fundamental müsste der Preis auf 0 fallen.



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen; Stand: 03.09.2012

Zunehmende Wettbewerbsintensität am Strommarkt (I)

Ursache für den Margenverfall ist die Steigerung der Wettbewerbsintensität unter den Kraftwerksbetreibern am Großhandelsmarkt, hin zu einem **grenzkostenorientierten Verdrängungswettbewerb**. Zudem ist innerhalb des deutschen und europäischen Kraftwerksparks der Kernbereich der **Merit-order extrem flach** und damit das Margenpotenzial gering.

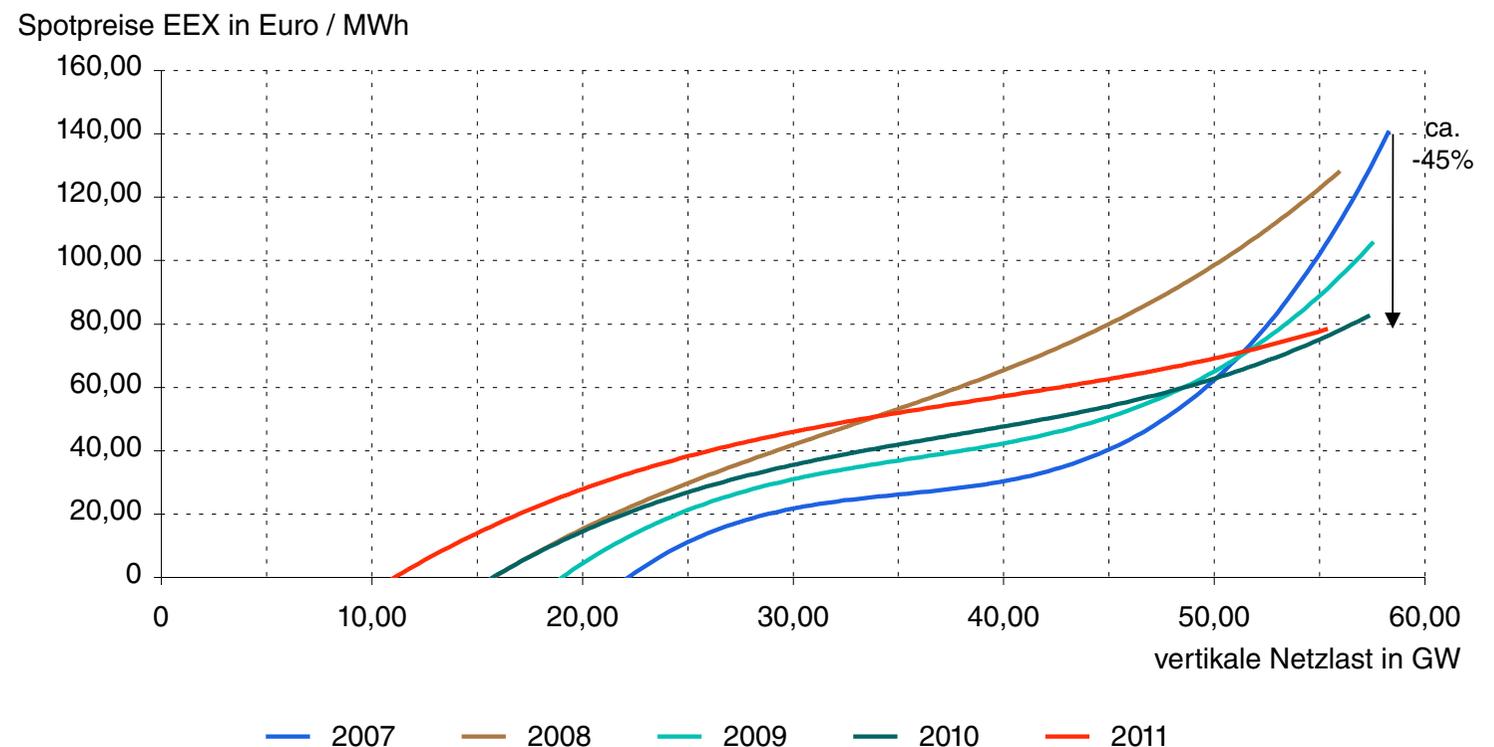
Die Steigerung der Wettbewerbsintensität ist eine **Folge von wettbewerbspolitischen und wettbewerbsrechtlichen Maßnahmen** auf nationaler und europäischer Ebene.

- Maßnahmen zum Abbau der Marktmacht der großen europäischen Erzeuger
- Maßnahmen gegen Marktpreismanipulation mit der Folge verbesserter Compliance in den Unternehmen

Die hohe Wettbewerbsintensität ist ein Ergebnis der Liberalisierung der Energiemärkte und ist politisch gewollt.

Seit 2007 haben Kraftwerksbetreiber ca. 45% in den Peak-Preisen verloren. Dies geht vollständig zulasten der Margen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien intensiviert diesen Wettbewerb zusätzlich und erhöht den wirtschaftlichen Druck auf Bestandskraftwerke.



Quelle: Amprion, 50Hertz, Tennet, TransnetBW; Stand: 28.08.2012

Zunehmende Wettbewerbsintensität am Strommarkt (II)

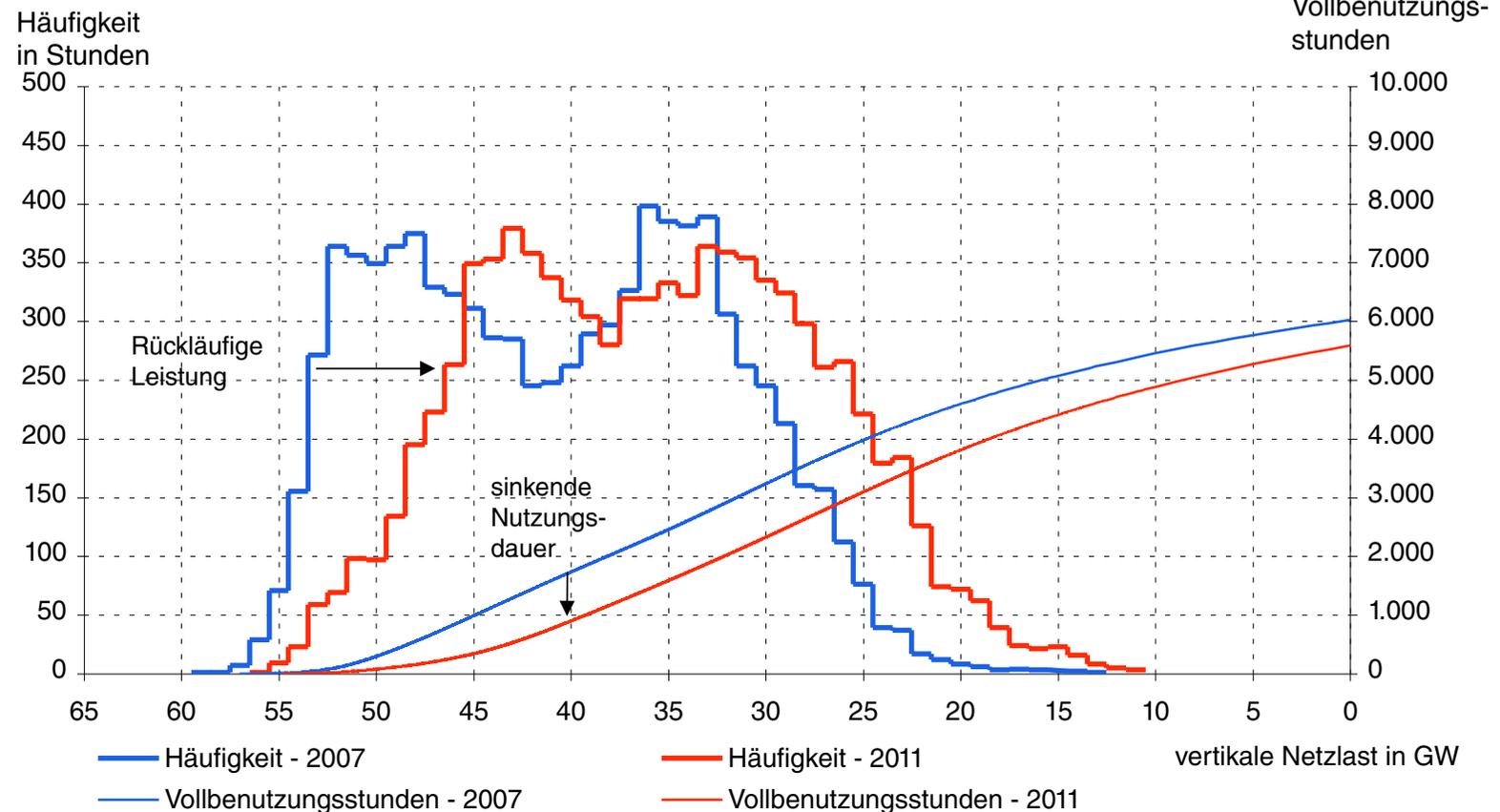
Kraftwerke, die zur Deckung der Nachfrage im Bereich oberhalb von 40 GW eingesetzt werden, haben seit 2007 ca. 70% ihrer Einsatzstunden eingebüßt.

Der Ausbau der **erneuerbaren Energien ist nicht ursächlich für die Intensivierung des Wettbewerbs, sondern wirkt beschleunigend** und verstärkend:

- Direktvermarktung EEG-Stromaufkommen am Großhandelsmarkt mit entsprechend höherer Liquidität
- Wachsendes EEG-Stromaufkommen reduziert den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung und damit die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke

- Reduzierung des Leistungsbedarfs durch hohe EEG-Stromerzeugung in den Tagesstunden (Solar, Wind) reduziert den Bedarf zu Spitzenlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke und reduziert die Peak-Preise erheblich (Merit-order-Effekt)

Diese Verdrängung verschlechtert die Situation konventioneller Kraftwerke, aufgrund rückläufiger Spitzenlasten und geringer Nutzungsstunden.



Quelle: Amprion, 50Hertz, Tennet, TransnetBW; Stand: 28.08.2012

Geschäftsmodell der Zukunft – Synchronisation von Angebot und Nachfrage

Die Herausforderung der Zukunft in einem fixkostengetriebenen Erzeugungsmarkt wird die Synchronisation von Angebot und Nachfrage sein.

Das gegenwärtige Marktdesign bietet für die erforderlichen Technologien kein verlässliches Geschäftsmodell.

Eine Marktreform muss zum Ziel haben, ein Geschäftsmodell für flexible Kapazitätsarten zu schaffen, die für die Synchronisation von Angebot und Nachfrage benötigt werden.

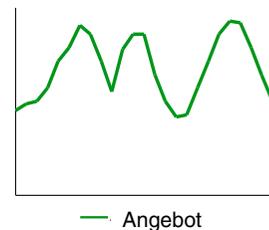
In Zukunft werden erneuerbare Energien zunehmend den Erzeugungssektor bestimmen. Die **Energieerzeugung wird zunehmend fixkostengetrieben** sein. Um den Energiebedarf der Verbraucher zuverlässig zu decken, braucht es eine **Integration der Nachfrage und der dargebotsabhängigen Erzeugung** aus erneuerbaren Energien.

Die hierfür notwendige Flexibilität von Kapazitäten wird durch einen **Technologiemix aus disponiblen Erzeugern, Speichern und steuerbaren Lasten** bereitgestellt.

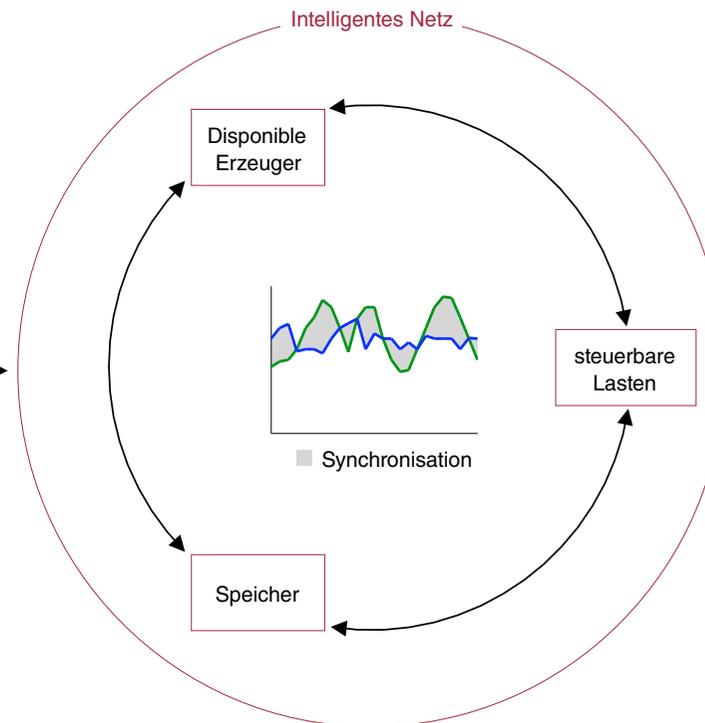
Für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Technologien gibt es heute **kein verlässliches Geschäftsmodell**.

Eine **Marktreform** muss zum **Ziel** haben, die **Synchronisation von Angebot und Nachfrage** langfristig zu sichern und ein **Geschäftsmodell** für die benötigten **flexibel einsetzbaren Kapazitätsarten** bereitzustellen. Der erforderliche Technologiemix muss in einem marktbasieren Innovations- und Effizienzettbewerb ermittelt werden.

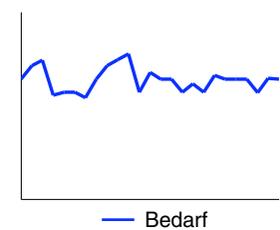
Erneuerbare Energien (Dargebotsabhängige Einspeisung)



Übertragungs- und Verteilnetze



Nicht disponibler Verbraucher



Unser ordnungs- politisches Problem

Die Liberalisierung des Strommarktes hat die Marktrollen der Erzeugung und des Netzes getrennt. Kraftwerke stehen im Wettbewerb. Ob ein Kraftwerk neu errichtet, betrieben oder stillgelegt wird, entscheidet der Betreiber nach seinem ökonomischen Ermessen. Wenn die Marktpreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken nicht ermöglichen, werden keine neuen Kraftwerke errichtet und unwirtschaftliche Kraftwerke stillgelegt.

Der Markt ist nicht der Anwalt der Versorgungssicherheit. Systemsicherheit zu gewährleisten gehört innerhalb des nationalen Regulierungskonzepts zunächst zu den **Aufgaben des Netzbetreibers**. Er hat eine Netzausbauverpflichtung, er beschafft Regelenergie und er greift in Markt, Netze und Verbrauch ein, soweit die Systemsicherheit gefährdet ist.

Nicht geregelt sind die Instrumente zum Erhalt der Versorgungssicherheit, **wenn nicht genügend Kraftwerkskapazitäten** von Investoren und Betreibern **bereitgestellt werden**. Der Netzbetreiber kann den Kraftwerksbetreiber nicht anweisen, ein neues Kraftwerk zu bauen oder auf die Stilllegung eines bestehenden Kraftwerks zu verzichten.

Der Strommarkt ist ein künstlicher Markt. Die Marktregeln - oder neudeutsch das Marktdesign - sind von Ordnungspolitikern geschaffen. Das **Marktdesign muss jetzt so ergänzt** werden, dass die Kapazitäten beschafft werden, die erforderlich sind **um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten**.

Deshalb muss ein **Kapazitätsmechanismus als neuer Wettbewerbsmarkt** geschaffen werden. Praktisch heißt dies, dass der **Kapazitätsbedarf identifiziert, ggf. regionalisiert, quantifiziert und ausgeschrieben** wird. Der Beschaffungsmechanismus ist so zu gestalten, dass innerhalb eines intensiven Wettbewerbs **aus der Sicht des Verbrauchers der Bedarf möglichst preiswert** gedeckt wird.

Die Betreiber der Kapazitäten verpflichten sich, ihre Leistung am Großhandelsmarkt und Regelenergiemarkt anzubieten.

Ziel dabei ist es, zusätzlich zum **Erhalt der Versorgungssicherheit**

- die **Wettbewerbsintensität** auf den Spot- und Regelenergiemärkten zu erhalten,
- die Potenziale des **Innovations- und Effizienzwettbewerbs** zwischen den Kapazitätsarten zu erschließen und
- das Erreichen der **Klimaschutzziele** zu sichern.

Grundkonzept eines Kapazitätsmarktmechanismus

Der finanzielle Anreiz, ein Kraftwerk zu errichten und zu betreiben soll durch die Zahlung eines **Kapazitätsentgeltes** in Form eines periodischen Leistungspreises erfolgen. Das Entgelt wird im Wettbewerb einer »**Kapazitätsauktion**«, bei der das niedrigste Entgelt den Zuschlag erhält, bestimmt.

In der Kapazitätsauktion wird der Kapazitätsbedarf nachgefragt, der neu errichtet werden muss, um eine erwartete Kapazitätslücke zu schließen (**Kapazitätsneubaubedarf**).

Grundlage dafür ist die aus der **Netzentwicklungsplanung** der Übertragungsnetz-betreiber abgeleitete **Mindestkapazitätsplanung**.

Der Kapazitätsmarktmechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich **nicht allein auf neue Kraftwerkskapazitäten oder den Erhalt bestehender Erzeugungsanlagen beschränkt**, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie **Stromspeicher** und Vereinbarungen über **abschaltbare Lasten** als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des -ausgleichs ermöglicht.

Der Termin-Kapazitätsmarktmechanismus ist ein Wettbewerbsmarkt. Die Entgelte werden in einer Kapazitätsauktion festgestellt. Sie schaffen die erforderlichen finanziellen Anreize, um hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke zu errichten und in den Spot- und Regelenergiemarkt eintreten zu lassen.





Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

ben.schlemmermeier@lbd.de

Tel.: +49(0)30 617 85 311

Mobil: +49(0)172 307 31 26

- Kaufmann
- Seit 1989 bei der LBD
- Seit 1991 geschäftsführender Gesellschafter der LBD

Beratungsschwerpunkte:

- Mergers & Acquisitions, Corporate Finance, Project Finance, Corporate Restructuring
- Entwicklung von Visionen, Zielen, Strategien und Positionierungen für Unternehmen
- Politikberatung für die öffentliche Hand, insbesondere in Bezug auf öffentliche Unternehmen
- Beratung zu komplexen Strukturen beim Ein- und Verkauf von Energien und deren Umsetzung in Verträge
- Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes hin zu Kapazitätsmarktmechanismen

Kontakt Daten



LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34

EnergieForum

(D)10243 Berlin

Tel.: +49(0)30.617 85 310

Fax: +49(0)30.617 85 330

info@lbd.de

www.lbd.de

