

# Kraftwerke | Invest

## Themenschwerpunkte

- | Aktuelle Projektentwicklungen
- | Marktdesign / Kapazitätsmärkte
- | EEG-Reform
- | Aktuelle Übersichten und Karten

## Kraftwerke-Nachrichten >>

- +++ Lünen in Dauerbetrieb - BUND will erneut klagen
- +++ Gekko geht in Betrieb
- +++ Wilhelmshaven geht in Betrieb
- +++ GuD Wedel - Entscheidung erst 2015?+++

Gastbeitrag von Robert Busch  
Geschäftsführer Bundesverband Neuer  
Energieanbieter e.V.



© Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)  
Quelle: <http://www.neue-energieanbieter.de>

## Systeme intelligent weiterentwickeln

Zwei Themen bestimmen derzeit die energiepolitische Debatte: Wie kann es gelingen, die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu begrenzen und wie kann ein Rahmen geschaffen werden, der sicherstellt, dass die Versorgungssicherheit auch in Zukunft sichergestellt ist? Beide Themen müssen in einem Zusammenhang gesehen werden, denn der Ausbau der erneuerbaren Energien kann nur erfolgreich sein, wenn er durch flexible Kapazitäten abgesichert ist. Um dies zu erreichen, bedarf es eines Mixes aus intelligenten Instrumenten, die einen Wettbewerb um die beste und effizienteste Lösung ermöglichen.

Bei den erneuerbaren Energien zeigt sich, dass die Zeit für einen Systemwechsel gekommen ist. Sie haben mittlerweile einen Marktanteil von rund 24 Prozent an der Stromversorgung, also mehr als die Kernenergie oder die Steinkohle. Der Nische sind sie damit schon lange entkommen. Darum ist es nur folgerichtig, dass sie sich in Zukunft am Markt behaupten müssen. Dass die Erneuerbaren das längst können, beweist der hohe Anteil von Wind- und Solaranlagenbetreibern, die bereits heute die Möglichkeit nutzen, ihren Strom am Markt anzubieten. Bei der Windenergie sind es bereits über 80 Prozent.

Der nun folgende Schritt zur verpflichtenden Direktvermarktung wird daher für den Ausbau der erneuerbaren Energien keinen Abbruch bedeuten. Für das Gesamtsystem bringt er aber einen großen Vorteil. Denn wenn sich Betreiber nicht mehr auf ihre feste Einspeisevergütung verlassen können, ist der Anreiz größer, die Produktion ihrer Anlagen nach dem Bedarf auszurichten und nicht rund um die Uhr laufen zu lassen. Die Zeiten des Stromüberangebotes und negativer Preise an der Börse können sich reduzieren. Der Anstieg der Systemkosten lässt sich so begrenzen. Stromhändler und Betreiber können gemeinsam neue intelligente Produkte für den Markt entwickeln. Wenn

## Inbetriebnahmen

- | Erfurt, Lünen, Gekko Hamm, Walsum 10, Wilhelmshaven, Hanau

## Projekte in Bau

- | Berlin, Düsseldorf, Datteln, Moorburg

## Investitionsvorhaben

- | Leverkusen, Berlin, Wedel, Gersteinwerk

## Politik / Märkte / Meinung

- | Marktdesign / Kapazitätsmärkte /
- | Versorgungssicherheit / Stilllegungen
- | Märkte

## Weitere Meldungen

## Projektübersicht

## Kraftwerkekarten

## Studien / Statistiken / Empfehlungen

Folgen Sie uns auf Twitter!



@KW\_Invest

die Erneuerbaren die Hauptlast der Stromversorgung übernehmen sollen, ist es unerlässlich, dass sie mehr Verantwortung für das System übernehmen.

Klar ist aber auch, dass es auf absehbare Zeit einen Bedarf an flexiblen Kapazitäten geben wird, die die Versorgungssicherheit gewährleisten, wenn Wind- oder Solaranlagen nicht genügend Strom liefern können. Infrage kommen dafür sowohl moderne Kraftwerke, als auch Stromspeicher oder das Lastmanagement. Das Anbieten und Vorhalten solcher Leistungen muss sich für den Betreiber aber auch rechnen.

Die Erfahrung zeigt jedoch, dass auf Energiemärkten, an denen lediglich elektrische Arbeit (energy-only) gehandelt und vergütet wird, früher oder später zu wenig Leistung vorgehalten wird. Der Grund: Kraftwerke können bei sinkenden Betriebsstunden ihre Unterhaltskosten nicht wieder einspielen. Der Zubau an erneuerbaren Energien verschärft die Situation, weil durch ihn sowohl die Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke als auch die Großhandelspreise an der Strombörse sinken. In der aktuellen Situation trifft dies insbesondere für Gaskraftwerke zu. Deren Anteil an der Stromversorgung ist im vergangenen Jahr erneut zurückgegangen.

Im Ergebnis führt dies dazu, dass ab einem bestimmten Zeitpunkt zu wenig Leistung im Markt ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In Deutschland dürfte das um das Jahr 2020 der Fall sein, wenn insbesondere in Süddeutschland weitere Kernkraftwerke vom Netz gehen. Bis etwa ein neues Kraftwerk geplant und gebaut ist, vergehen in der Regel fünf Jahre. Aus diesem Grund muss bereits im Jahr 2014 ein Rechtsrahmen für Betreiber geschaffen werden, der einen effizienten und innovativen Wettbewerb um die Bereitstellung

des öffentlichen Gutes Versorgungssicherheit fördert.

Dabei gilt es, den europäischen Kontext im Auge zu behalten. Frankreich etwa plant derzeit einen Kapazitätsmechanismus. Häufig wird dieses Modell als ein Vorbild für einen rein dezentralen Leistungsmarkt beschrieben: Dabei wird jedoch die zentrale starke Rolle des Übertragungsnetzbetreibers übersehen, so dass eine genauere Betrachtung lohnt.

Bei den Überlegungen zum deutschen Strommarkt müssen Schnellschüsse vermieden werden – bis 2017 sorgt die Netz- oder Winterreserve für Stabilität. Eine strategische Reserve, die nun von manchen Seiten als Hilfe für notleidende Kraftwerke gefordert wurde, ist daher überflüssig. Sie soll erklärtermaßen die Deckungsbeiträge für einige Bestandskraftwerke anheben. In der derzeitigen Situation – mit noch ausreichenden Kapazitäten – sind Maßnahmen, die die Refinanzierung von Bestandskraftwerken erleichtern sollen, aber gar nicht notwendig. Davon würden nur bestehende, möglicherweise wenig effiziente und bereits abgeschriebene Anlagen profitieren. Als langfristiger Mechanismus ist die strategische Reserve ohnehin ungeeignet, weil sie faktisch nur Bestandskraftwerke in einem separaten Kraftwerkspark sammelt. Außen vor blieben neue, effiziente Kraftwerke, aber auch Speicher oder das Instrument der Lastflexibilisierung. Die strategische Reserve entzieht dem Markt zudem Kapazitäten, mit der Folge, dass das Angebot sinkt und der Strompreis künstlich steigt.

Um das Problem zu geringer Kapazitäten zu lösen, muss Leistung, die nur für seltene Fälle vorgehalten wird, in Zukunft bepreist werden. Auf den Regulenergiemärkten ist dies bereits heute Praxis. Dort können Betreiber vorgehaltene Sekunden- oder Minutenleistung verkaufen. Man

kann sich Kapazitätsmechanismen also als Ausweitung der Mechanismen aus dem Regulenergiemarkt auf längerfristige aber sonst ähnliche Probleme der Kapazitätsvorhaltung denken. Dabei steht der Regulenergiemarkt nicht im Verdacht kein Markt- oder sogar ein Subventionsmechanismus zu sein.

Der Ansatz: Auch Anbieter von langfristigen Kapazitäten müssen künftig mit zwei Erlösströmen kalkulieren können: Den durch die sinkenden Großhandelspreise zurückgehenden Einnahmen aus der ganz normalen Vermarktung ihres Stroms und einer weiteren, gut kalkulierbaren Vorhalteteilkomponente, die in einer Auktion zu ermitteln ist. Ausschreibungsverfahren sorgen für Wettbewerb. Betreiber könnten hier ihre Leistung anbieten, aus einem konventionellen und flexiblen Kraftwerk, aus dem Nachfragemanagement oder aus einem Energiespeicher. Von der Idee her kommt das Modell des „fokussierten Kapazitätsmarkts“ (WWF) diesem Ansatz am nächsten.

Aktuelle News und Infos aus dem deutschen Kraftwerke-Sektor:

 @KW\_Invest

Folgen Sie uns!

[www.enerlytics.de](http://www.enerlytics.de)  
[www.kraftwerke-invest.de](http://www.kraftwerke-invest.de)