

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Januar 2012

## Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicher- kraftwerke? Teil I

Analyse der Wirtschaftlichkeit auf Basis historischer Spotmarktdaten unter Berücksichtigung der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien

**Der stetige Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) ist ein zentraler Baustein einer auf Klimaschutz ausgerichteten Energiepolitik. Die Handlungsoptionen des konventionellen Erzeugungsmarktes müssen sich an dieser Zukunft orientieren. Neben flexiblen Kraftwerken sollen auch Stromspeicher zur Bewältigung der mit Vorrang, aber fluktuierend einspeisenden EE dienen. Pumpspeicher können dabei nicht bedarfsgerecht erzeugten Strom aus Überschusszeiten in Strommangelzeiten verschieben. Auf Basis von Ist-Daten ab 2004 analysiert dieser enervews, ob der kontinuierliche Ausbau der EE Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeichers hatte.**

Seit 2004 wurden die erneuerbaren Energien stetig ausgebaut. Die Winderzeugung stieg zwischen 2004 und 2011 von 25,5 TWh auf 39,6 TWh an, die PV-Erzeugung von 0,5 TWh auf 18,5 TWh (vorläufig Jan-Nov 2011). Damit stieg der Anteil der EE an der Gesamterzeugung auf rund 17%. Diese EE-Erzeugung ist bis inkl. 2009 indirekt und seit 2010 direkt am Spotmarkt vermarktet worden.

Auf Basis der historischen Spotpreise wird überprüft, inwieweit sich die Zunahme der EE-Einspeisung auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeichers ausgewirkt hat.

Dazu wurden zwei Pumpspeicher mit einer Ausspeicherleistung von 6 h und einem Wirkungsgrad von 70% bzw. 77% betrachtet und deren Deckungsbeiträge in einer Kraftwerkseinsatzoptimierung anhand historischer Preise ermittelt. Die day-ahead Vermark-

tung berücksichtigt dabei eine Preisprognose für die kommenden 48 h. Im Rahmen dieser vereinfachten Betrachtung wurden keine sonstigen variablen oder fixen Kosten (bspw. Netzentgelte) berücksichtigt.

### Gute Jahre, schlechte Jahre – der Einfluss der Erneuerbaren

Die von den zwei untersuchten Pumpspeichern historisch erzielbaren Deckungsbeiträge schwanken über den betrachteten Zeitraum deutlich (Abb. 1):

- bei 70% Wirkungsgrad: 20-75 €/kW
- bei 77% Wirkungsgrad: 30-85 €/kW

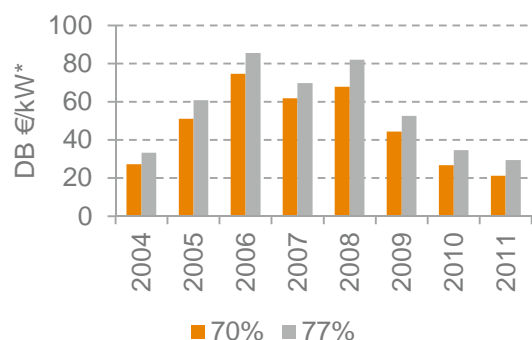


Abbildung 1: Deckungsbeitrag \* inflationiert mit 1,5% Basis 2011

Die Volllaststunden der Turbine bleiben jedoch relativ konstant mit einer abnehmenden Tendenz seit 2010 (Abb. 2).

Um einen Eindruck für die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Jahre zwischen 2004 und 2011 zu bekommen, werden die jeweiligen jährlichen Deckungsbeiträge auf das Jahr 2011 mit einer Rate

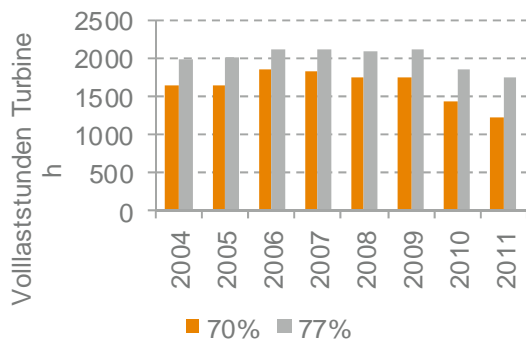


Abbildung 2: Volllaststunden Turbine

von 1,5% inflationiert und jeweils über 30 Jahre fortgeschrieben. Bei Investitionskosten von 1100 €/kW liegt der so ermittelte IRR zwischen -3% bis +5% (70% Wirkungsgrad) bzw. -1% bis +7% (77% Wirkungsgrad) (Abb. 3).

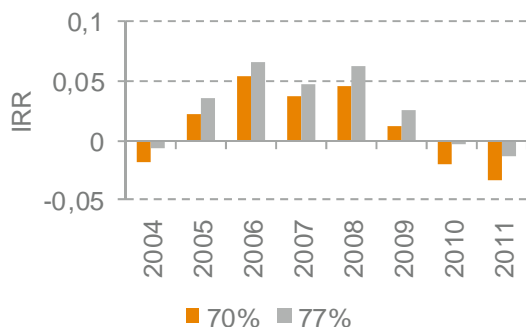


Abbildung 3: IRR bei Investitionskosten von 1100 €/kW ohne sonstige fixe Kosten

Das bedeutet, dass unter den heutigen Marktbedingungen die untersuchten Pumpspeicher am Spotmarkt allein keinen ausreichend hohen Deckungsbeitrag erwirtschaften, um die unterstellte Investition zu rechtfertigen.

### PV kappt wichtige Preisspitzen

Die Preiseffekte aus dem Zubau der EE (Auswirkungen auf Preishöhe und vor allem Preisstruktur), waren in der Vergangenheit so noch nicht sichtbar, sind allerdings mittlerweile (z.B. in den Daten für 2011) schon deutlich erkennbar, wie folgender Vergleich verdeutlicht. Die folgenden Grafiken (Abb. 4 und 5) zeigen für die Sommermonate 2006 und 2011 das Verhältnis aus Stundenpreis zum mittleren Tagespreis. Dieses Verhältnis kann als Maß dafür heran-

gezogen werden, inwieweit die Stundenpreise untertägig schwanken. Größere Preisdifferenzen bedingen dabei grundsätzlich höhere Deckungsbeiträge für einen Pumpspeicher. Der Vergleich zwischen 2006 und 2011 zeigt deutlich, dass in 2006 der Spread zwischen Offpeak- und Peakstunden deutlich größer war als in 2011. Die absoluten Preise lagen in 2006 im Offpeak unter denen in 2011. In den Peakstunden hingegen lagen die Preise in 2006 deutlich über denen in 2011.

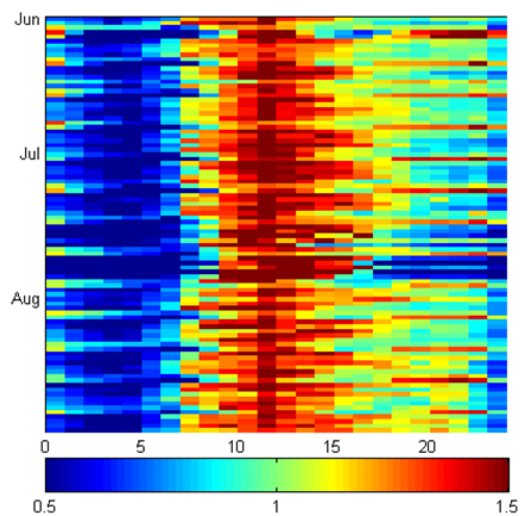


Abbildung 4: Sommer 2006: Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis (kaum Einspeisung PV)

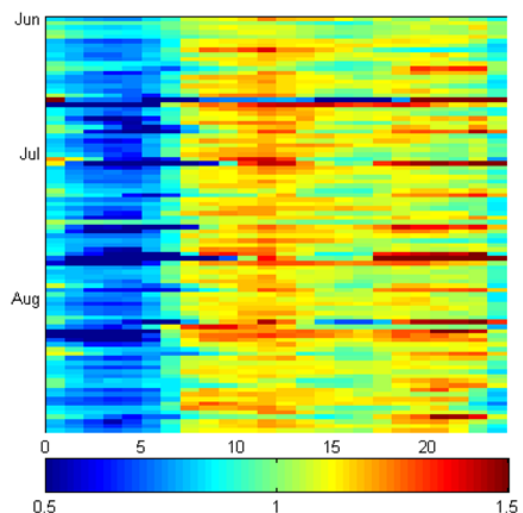


Abbildung 5: Sommer 2011: Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis (Einfluss PV hoch)

Die grundlegende Struktur der Strompreise ist in den beiden Vergleichsjahren ähnlich: in den Offpeak-

stunden liegen die Preise unter dem Tagesmittelwert (<1, blau-grün), in Peakstunden liegen die Preise darüber (>1, gelb-rot).

Die massive Steigerung der PV-Einspeisung zwischen 2006 und 2011 führte dazu, dass die Preisspitzen (10-14 Uhr) deutlich gekappt wurden. Damit sanken die Ausspeichererlöse für Pumpspeicher in 2011 im Vergleich zu 2006. Die gegenüber 2006 in Bezug auf den Tagespreis höheren Offpeakpreise in 2011 sind einerseits durch die zwischenzeitliche Stilllegung von Kernkraftwerken in 2011 (Verkürzung der Angebotskurve, teurere Kraftwerke setzten den Preis) und den im Vergleich zu 2006 höheren Steinkohlepreisen zu erklären.

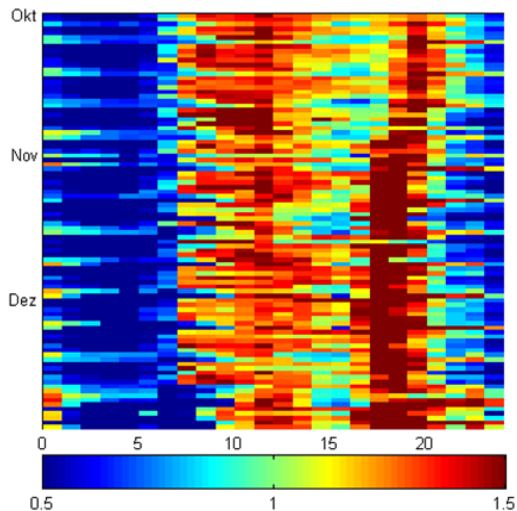


Abbildung 6: Winter 2007: Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis (Windeinspeisung gering)

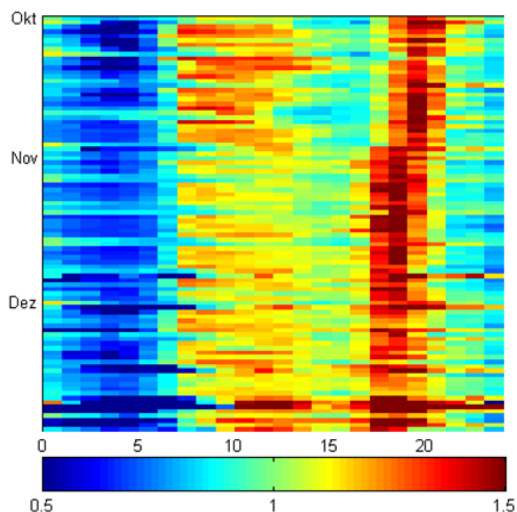


Abbildung 7: Winter 2011: Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis (Einfluss Windeinspeisung hoch)

Für die Wirkung der Windeinspeisung werden für die Jahre 2007 und 2011 die drei Monate Oktober bis Dezember verglichen (Abb. 6 und 7). In 2007 war der Spread zwischen Offpeak- und Peakpreisen deutlich größer als in 2011. Vor allem der 9-12 Uhr Block fällt in 2011 deutlich geringer aus als in 2007.

Es zeigt sich außerdem, dass die in 2011 deutlich höhere Windeinspeisung (bzw. Einspeiseprognose, die relevant ist für den Spotpreis) nicht – wie vielleicht vermutet – punktuell auf den Preis wirkt, sondern die stündlichen Strompreise über den gesamten Tag dämpft.

### Günstige Grundlastkraftwerke senken Offpeakpreise

#### Fazit:

Zusammenfassend wirken folgende Faktoren auf Höhe und Struktur der Strompreise und bestimmen damit indirekt die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern.

#### PV- Einspeisung:

PV kappt zunächst die Preisspitzen. Dies wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern aus. Erst wenn die Erzeugung aus PV hoch genug ist, um die residuale Last soweit zu senken, dass ein untätiges Preistal entsteht, kann dies einen weiteren Speicherzyklus für den Pumpspeicher ermöglichen. In diesem Fall würde der Pumpspeichereinsatz sich jedoch von dem heute typischen Nacht-Tag-Zyklus (1 x Einspeichern, 1 x Ausspeichern) zu einem Nacht-Tag-Tag-Nacht-Zyklus (2 x Einspeichern, 2 x Ausspeichern) verändern.

#### Wind-Einspeisung:

Die Windeinspeisung reduziert nicht punktuell die residuale Last (und wirkt damit preisdämpfend), sondern ist über längere Zeiträume aktiv. Da Tagespeicher täglich optimieren, kann aus längerfristigen Einspeise- und damit Preisschwankungen kein wesentlicher Vorteil gezogen werden.

Wenn jedoch die Winderzeugung die residuale Last so stark beeinflusst, dass für wenige Stunden in der Merit-Order-Kurve Kraftwerke auf Grund ihrer Startkosten und Mindesteinsatzstunden übersprungen werden (müssen), dann kann es zu künstlichen

Knappheitssituationen kommen, die zu kurzfristigen Preissprüngen führen. Diese könnten dann von Pumpspeicherkraftwerken profitabel genutzt werden.

### Zusammensetzung der preissetzenden Kraftwerke:

Die Differenz der Erzeugungskosten der preissetzenden Kraftwerke ist entscheidend für den Einsatz und den erzielbaren Deckungsbeitrag eines Pumpspeichers. Relevant sind dabei einerseits die Verhältnisse der fossilen Erzeugungskosten (Braun- zu Steinkohle; Steinkohle zu Gas), andererseits die Zusammensetzung des preissetzenden Kraftwerk-parks. Bei einem zukünftig abnehmenden Anteil an Grundlastkraftwerken (Atomkraft, Braunkohle) und einem Anstieg an Gas-Kraftwerken nimmt die Preisspanne der preisrelevanten Erzeugungskosten ab.

Die Untersuchung zeigt, dass der Spotmarkt in der Vergangenheit alleine nicht ausgereicht hat um ein Pumpspeicherkraftwerk wirtschaftlich zu betreiben. Mittelfristig wird nicht erwartet, dass der Einfluss der erneuerbaren Energien die Preisspreizung auf dem Spotmarkt soweit erhöhen kann, dass dies möglich sein wird.

Der Regel- und Intradaymarkt ist für die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeichers daher ebenfalls maßgeblich. Der Regelenergie- und vor allem der Intradaymarkt gewinnen zudem durch den Einfluss der EE zunehmend an Bedeutung.

Unter Berücksichtigung dieser Teilmärkte können sich Pumpspeicher durchaus wirtschaftlich abbilden lassen und bieten bei geeigneten Anlagenparametern eine interessante Investitionsmöglichkeit.

Hierzu wird in einem folgenden enerviews „Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicherkraftwerke? Teil II“ die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern an allen Teilmärkten (inkl. Regelenergie- und Intradaymarkt) betrachtet.

Weiterhin bieten wir zum Thema **„Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern im Strommarkt“** am **13.03.2012** in Köln einen **Workshop** an, zu dem wir Sie gerne einladen.

### Ansprechpartner bei enervis

Frau Angela Pietroni

angela.pietroni@enervis.de

Tel. 030 695 175 29

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