

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im August 2010

Kraftwerksoptimierung am Intradaymarkt

Einsatzmöglichkeiten für flexible Kraftwerke

Die Vermarktung von Kraftwerken erfolgt an unterschiedlichen Märkten – dem Terminmarkt zur finanziellen Absicherung und dem day-ahead Spotmarkt zur tatsächlichen Kraftwerksoptimierung. Der Intradaymarkt bietet eine zusätzliche Möglichkeit, den Kraftwerkseinsatz zu optimieren.

Bei Kraftwerksausfällen, aber auch bei Abweichungen der day-ahead und Intradayprognosen von EEG-Einspeisungen (v.a. Wind) muss am Intradaymarkt nachgehandelt werden.

Strom muss gekauft werden bei:

- KW-Ausfällen
- EEG day-ahead Prognosen > EEG Intradayprognosen

Strom muss verkauft werden bei:

- EEG day-ahead Prognosen < EEG Intradayprognosen

Da am Intradaymarkt kontinuierlich gehandelt wird, stellt sich eine Bandbreite von Preisen ein – Kraftwerke können diese, abhängig von ihrem KW-Einsatz und den technischen Restriktionen, auf unterschiedliche Art und Weise nutzen.

Einsatzstunden optimieren

Start- und Abfahrtrampen können zu niedrigen Intradaypreisen (< variable Kosten) gekauft werden und damit nach hinten (Startrampe später) bzw. nach vorne (Abfahrtrampe früher) verschoben werden (siehe Abbildung 2). Bei hohen Intradaypreisen hingegen können die Start- und Abfahrtrampen verkauft werden

und damit nach vorne (Startrampe früher) bzw. nach hinten (Abfahrtrampe später) verschoben werden (siehe Abbildung 3).

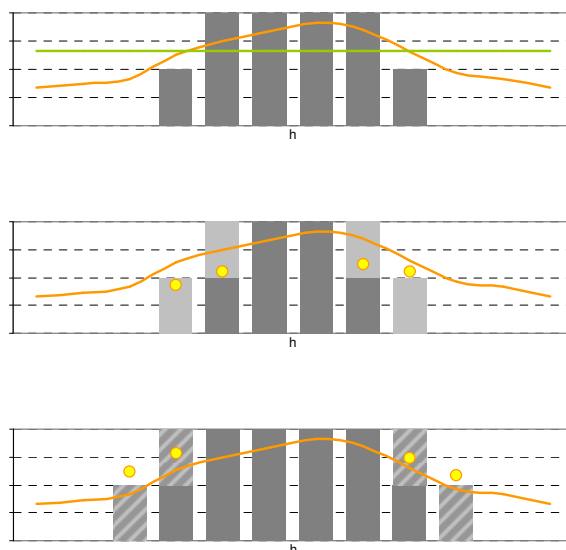
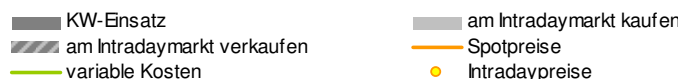


Abbildung 1 (oben): KW-Einsatz nach Spotpreisen

Abbildung 2 (mitte) : KW-Einsatz verändert nach Intradaypreisen (Mengen kaufen)

Abbildung 3 (unten) : KW-Einsatz verändert nach Intradaypreisen (Mengen verkaufen)



Ist das Kraftwerk in Betrieb, so können niedrige Intradaypreise durch das Abfahren in den Teillastbetrieb genutzt werden (siehe Abbildung 4). Dabei haben flexible Kraftwerke mit einer hohen Lastwechselgeschwindigkeit den Vorteil einzelne Stunden nutzen zu können.

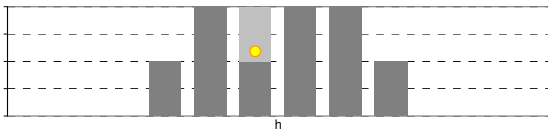


Abbildung 4: KW-Einsatz verändert nach Intradaypreisen (Mengen kaufen)

Am Beispiel 01/2009 – 06/2010 soll gezeigt werden, wann und wie eine GuD ihre Fahrweise am Intradaymarkt optimieren kann.

Einsatzoptimierung am Beispiel einer GuD

Abbildung 5 zeigt den stundengenauen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Teillastzuständen, Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, An- und Abfahrtrampen und Startkosten¹. Der horizontale Verlauf stellt den Tagesverlauf (24h) dar, der vertikale den täglichen (365 +181 Tage, skaliert nach Jahren).

Graue Flächen stellen den unveränderten Kraftwerkseinsatz (nach Spotpreisen) dar. In den pinken Stunden kann der KW-Einsatz durch Zukäufe am Intradaymarkt substituiert werden. In den grünen Stunden kann der KW-Einsatz durch Verkäufe am Intradaymarkt erweitert werden.

Rund 60% der ursprünglichen Startrampen und rund 75% der Abfahrtrampen wurden durch Zu- bzw. Verkäufe verschoben.

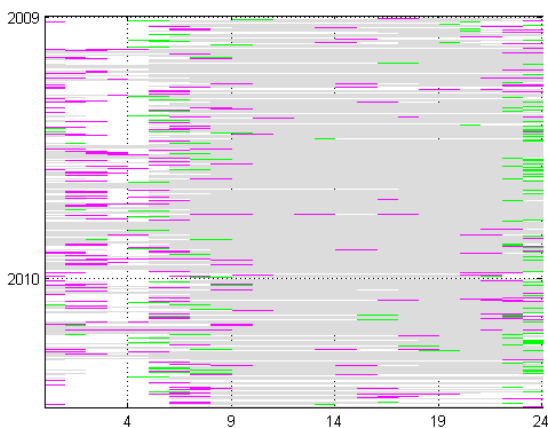


Abbildung 5: Veränderter KW-Einsatz im Beispieljahr (pink=weniger (durch Zukäufe), grün=mehr (durch Verkäufe))

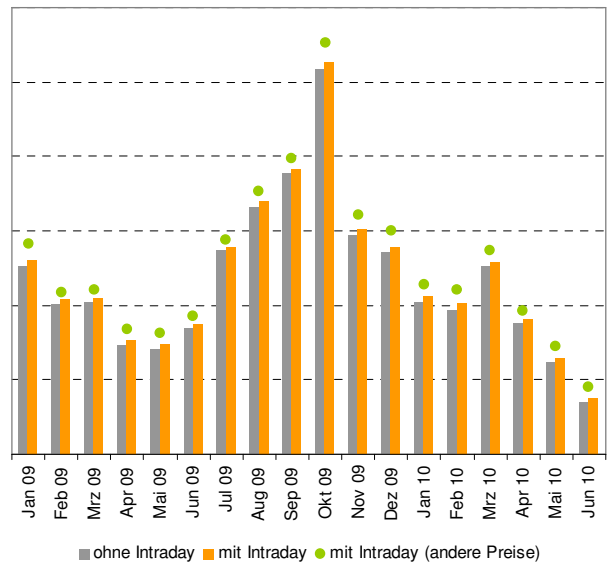


Abbildung 6: Vergleich monatlicher Deckungsbeiträge einer GuD in 2009 und 2010 (mit ID: mittlere Intradaypreise für Zu- und Verkäufe; zum Vergleich mit anderen Preisen: maximaler Intradaypreis für Verkäufe, minimaler Intradaypreis für Zukäufe)

Damit wurden in rund 10% der Einsatzstunden Geschäfte am Intradaymarkt getätigt. Das Ergebnis dieser Optimierung zeigt sich im Vergleich der Deckungsbeiträge. Das Ergebnis konnte über den Zeitraum um rund 4% verbessert werden.

Da es sich bei dieser Betrachtung um eine durchaus konservative Abschätzung handelt, zeigt Abbildung 6 zusätzlich die Spannweite der zusätzlichen Deckungsbeiträge wenn maximale Intradaypreise für Verkäufe bzw. minimale Preise für Zukäufe vergütet werden.

Tatsächliches Potenzial ist von vielen Faktoren abhängig

Wie hoch das tatsächliche Potenzial für jede einzelne Anlage ist, hängt allerdings von weiteren Faktoren ab.

Liegt kein flexibler Gasbezug vor, so müssen Ausgleichsenergiekosten berücksichtigt werden. Für Zukäufe müssen damit die Intradaypreise niedriger sein, für Verkäufe höher.

Da alle anfallenden Kosten für die veränderte Fahrweise (ggf. inkl. Rampenenergie) sowohl der jeweiligen Stunden als auch ggf. der Nachbarstunden den Benchmark für den

jeweils benötigten Intradaypreis darstellen, kann dieser Markt ohne signifikantes Risiko bedient werden. Die Höhe des wirtschaftlichen Potenzials hängt davon ab, für welchen Preis dann tatsächlich verkauft / gekauft wurde. Letztlich sind das Geschick und die Geduld des zuständigen Intraday-Traders entscheidend.

Anmerkung 1: weitere Annahmen: TTF-Notierungen, EEX CO₂-Spotnotierung, Transportkosten Leistungspreis, flexibler Gasbezug, mittlere EEX-Intradaypreise für Zu- und Verkäufe (konservative Abschätzung), An- und Abfahrtsrampen nur um jeweils eine Stunde verschoben (konservative Abschätzung)

Ansprechpartner bei enervis

Angela Pietroni	angela.pietroni@enervis.de Tel. 030 695 175 29
Uwe Hilmes	uwe.hilmes@enervis.de Tel. 030 695 175 11
Dr. Andreas Kauffmann	andreas.kauffmann@enervis.de Tel. 030 695 175 18

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.