Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung

Gutachten im Auftrag der EnBW

Prof. Dr. Christoph Weber

Version 11.8.2015

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Energiewirtschaftliches Umfeld, Redispatch und Intraday-Handel 2

3 Intraday-Optionalitäten von Erzeugungsanlagen und deren Bewertung 5

3.1 Grundüberlegungen 5

3.2 Bewertung der Intraday-Optionalität eines thermischen Kraftwerkes 7

3.3 Bewertung der Intraday-Optionalität eines Pumpspeicherkraftwerkes 9

4 Vorschlag für ein standardisiertes Verfahren zur Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Redispatch-Prozess 12

4.1 Vorgehen für die Vergütungsermittlung nach Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion 12

4.2 Vorgehen für die Vergütungsermittlung nach der Day-ahead-Auktion aber vor Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion 14

4.3 Vorgehen für die Vergütungsermittlung vor der Day-ahead-Auktion 15

5 Empirische Überprüfung des Vorschlags und Vergleich mit anderen Methoden 16

5.1 Grundlegende Sensitivitäten des Optionswertes 16

5.2 Bewertung der Intraday-Optionalitäten nach Abschluss der Eröffnungsauktion 18

5.3 Bewertung der Intraday-Optionalität nach der Day-ahead-Auktion aber vor Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion 20

6 Fazit 23

Anhang: Verwendete Methoden und empirische Ergebnisse 24

A.1 Bestimmung des Grenzpreises für die Pumpspeicherkraftwerke 24

A.2 Charakteristika der Preisdifferenzen Intraday 25

A.3 Charakteristika der Preisdifferenzen zwischen Intraday- und Day-ahead-Preis 27

Quellenverzeichnis 29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Handelsablauf im Day-Ahead- und Intraday-Handel 4

Abbildung 2: Ermittlung des Grenzpreises für Pumpspeicher 10

Abbildung 3: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität von den variablen Kosten bei einer Preiserwartung von 40 €/MWh 16

Abbildung 4: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität vom erwarteten Preis bei variablen Kosten von 35 EUR/MWh 17

Abbildung 5: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität von der Preisunsicherheit (Standardabweichung) 17

Abbildung 6: Wert der Intraday-Optionalität nach der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage 18

Abbildung 7: Wert der Intraday-Optionalität nach der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage bei Verwendung des volumengewichteten Intraday-Preises der EPEXSPOT. 19

Abbildung 8: Wert der Intraday-Optionalität nach der Day-Ahead-Auktion vor der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage 21

Abbildung 9: Mittlerer intrinsischer Wert der Option für Werktage vor der Intraday-Eröffnungsauktion 22

Abbildung 10: Ermittlung des Grenzpreises für Pumpspeicher 24

Abbildung 11: Mittelwert der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen vor Gate Closure und Intraday-Viertelstundenpreisen bei der Eröffnungsauktion 25

Abbildung 12: Mittelwerte der Intraday-Viertelstundenpreisen an Werktagen bei der Eröffnungsauktion 26

Abbildung 13: Standardabweichung der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen vor Gate Closure und Intraday-Viertelstundenpreisen bei der Eröffnungsauktion 26

Abbildung 14: Erwartungswert der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen und Day-Ahead-Stundenpreisen 27

Abbildung 15: Standardabweichung der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen und Day-Ahead-Stundenpreisen 28

Abbildung 16: Mittelwerte der Intraday-Viertelstundenpreisen an Werktagen 28

1 Einleitung

Im Rahmen der deutschen Energiewende ergeben sich vielfältige Herausforderungen für die unterschiedlichen Akteure in der Energiewirtschaft. Hierzu gehören einerseits die in den letzten Jahren zunehmenden Engpässe im deutschen Übertragungsnetz, die von den Netzbetreibern nur mit Hilfe von sogenannten Redispatch-Maßnahmen behoben werden können. Zum anderen gewinnt der Intradayhandel durch die zunehmende Einspeisung aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solar an Bedeutung. Die Liquidität im Intradayhandel hat in den letzten Jahren bereits sehr deutlich zugenommen und insbesondere für die Betreiber von flexiblen Erzeugungsanlagen wie Wasserkraftwerken aber auch für thermische Anlagen ergeben sich hier erhebliche Erlöspotenziale. Dies führt zugleich dazu, dass solche Kraftwerksbetreiber mit erheblichen Erlösausfällen rechnen müssen, wenn die Netzbetreiber ihre Anlagen im Rahmen des Redispatch einsetzen. Die durch die Bundesnetzagentur bislang vorgegebenen Regeln zur Vergütungspraxis für Redispatch berücksichtigen jedoch diese entgangenen Erlöse nicht.

Vor diesem Hintergrund soll in diesem Gutachten ein Vorschlag für eine adäquate Ausgestaltung der Vergütungspraxis von Redispatch unter Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten erstellt werden. Dazu wird nachfolgend erst in Abschnitt 2 das energiewirtschaftliche Umfeld mit einem besonderen Schwerpunkt auf Redispatch und Intraday-Handel beleuchtet. Dann wird in Abschnitt 3 auf die Intraday-Optionalitäten von Erzeugungsanlagen eingegangen und erörtert, wie diese sachgerecht bewertet werden können. Abschnitt 4 umfasst den Vorschlag für die Bewertung der Intraday-Optionalitäten im Rahmen des Redispatch-Verfahrens. In Abschnitt 5 wird dieser Vorschlag anhand von vergangenen Daten aus dem Intraday-Handel auf seine empirischen Implikationen hin überprüft und es wird die Sensitivität verschiedener Annahmen geprüft. Daran schließt sich dann ein kurzes Fazit in Abschnitt 6 an.

2 Energiewirtschaftliches Umfeld, Redispatch und Intraday-Handel

Mit der Energiewende verfolgt die Bundesregierung ein ambitioniertes Programm zur Umgestaltung des Energieversorgungssystems. Dabei soll bis 2050 80 % der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien bereitgestellt werden, für 2020 sind bereits mindestens 35 % vorgesehen (vgl. Bundesregierung 2010, EEG 2014).

Da der überwiegende Teil der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien von den fluktuierenden Quellen Windenergie und Solarenergie bereitgestellt wird, ergeben sich zwei wesentliche neue Herausforderungen für das Elektrizitätssystem: 1) kurzfristig muss in deutlich stärkerem Maß als bisher die Produktion konventioneller Kraftwerke angepasst werden, um unvermeidliche Prognoseabweichungen bei den Erneuerbaren Energien kompensieren zu können. 2) die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke muss auch angepasst werden, um Überlastungen im Netz zu vermeiden. Im Übertragungsnetz treten Überlastungen vor allem dann auf, wenn Wind in hohem Maße eingespeist wird und dementsprechend ein hoher Transportbedarf zwischen den Winderzeugungsschwerpunkten im Norden Deutschlands und den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und in der Mitte Deutschlands erforderlich ist.

Um Netzüberlastungen zu vermeiden führen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sogenannte Redispatch-Maßnahmen durch, d. h. sie weisen die Kraftwerke an, ihre zuvor aufgrund marktlicher Gegebenheiten geplante Fahrweise abzuändern (vgl. BNetzA 2015). Wenn eine Überlastung der Transportleitungen in Nord-Süd-Richtung droht, werden Kraftwerke im Norden angewiesen, ihre Erzeugungsleistung zu reduzieren. Hingegen wird zusätzliche Leistung im Süden mobilisiert, um das Gesamtgleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage aufrechtzuerhalten.

Diese Eingriffe in den Elektrizitätsmarkt können von den Netzbetreibern zur Sicherstellung eines störungsfreien Netzbetriebs auf der Basis von § 13 EnWG durchgeführt werden - dennoch handelt es sich hier um Eingriffe in den Markt. Diese beeinträchtigen die Möglichkeiten der Kraftwerksbesitzer, ihre Produktionsmittel nach eigenem Ermessen und damit gewinnmaximierend einzusetzen. Insbesondere führt ein Eingriff des Netzbetreibers im Laufe eines Tages dazu, dass das entsprechende Kraftwerk nicht mehr im Intraday-Markt eingesetzt werden kann.

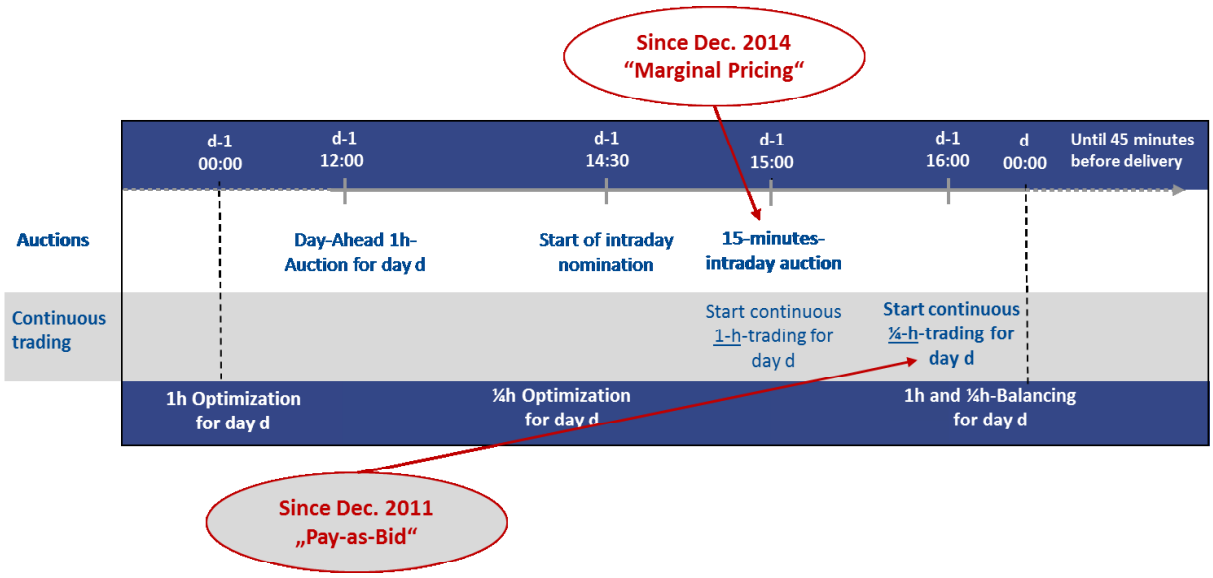
Der Intradaymarkt bezeichnet den Handel mit physischen Stromlieferungen zwischen 15 h des Vortages bis zur sogenannten „Gate Closure“, d. h. dem Handelsende, das bisher an der EPEX Intraday bei 45 Minuten vor Lieferung lag, ab 16. Juli 2015 aber auf 30 Minuten vor

Lieferung verlegt worden ist[1]. Die Bedeutung dieses Intradaymarktes ist in den letzten Jahren sehr stark gewachsen, nicht zuletzt wegen der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen und den damit einhergehenden zunehmenden Prognoseabweichungen.

In zwei Punkten unterscheidet sich der Intradayhandel wesentlich vom konventionellen Day-ahead Spothandel: Zum einen kann am Intradaymarkt kontinuierlich gehandelt werden, zum anderen können neben Stundenprodukten auch Viertelstundenprodukte gekauft und verkauft werden. Der kontinuierliche Handel hat insbesondere den Vorteil, dass neue Informationen (z. B. Updates von Windprognosen) unmittelbar in Handelsgeschäfte umgesetzt werden können (vgl. Bellenbaum et al. 2014). Der Handel mit Viertelstundenprodukten ermöglicht es den Bilanzkreisverantwortlichen, die Fahrpläne bei den Netzbetreibern anmelden müssen, diese im gleichen Zeitraster auch im Energiehandel auszugleichen. Da Viertelstundenprodukte im Day-ahead-Handel nicht gehandelt werden, hat die EPEXSpot seit Dezember 2014 eine Eröffnungsauktion für den Intraday-Handel eingeführt, bei der erstmals Preise für die Viertelstundenprodukte festgestellt werden. Diese Auktion wird um 15 Uhr durchgeführt und ab 16 Uhr des Vortages können die Viertelstundenprodukte im kontinuierlichen Handel gehandelt werden.

Insgesamt ergibt sich somit der in Abbildung 1 skizzierte Handelsablauf. Je nach Zeitpunkt der Durchführung einer Redispatch-Maßnahme durch den Netzbetreiber ergeben sich für den Kraftwerksbetreiber unterschiedliche Handelsmöglichkeiten, die er nicht mehr ausnutzen kann.

[1] An der ELBAS liegt die Vorlaufzeit schon länger bei 30 Minuten, im außerbörslichen OTC-Handel bei 15 Minuten.



Quelle: Pape (2015)

Abbildung 1: Handelsablauf im Day-Ahead- und Intraday-Handel

Führt der Netzbetreiber bereits vor dem Day-ahead-Handel einen („präventiven" Redispatch) durch, so kann der Kraftwerksbetreiber weder Day-ahead noch Intraday das Kraftwerk vermarkten. Wird vom Netzbetreiber eine Redispatch-Maßnahme zwischen 12 Uhr und 15 Uhr am Vortag angeordnet, so hat der Kraftwerksbetreiber zwar Erlöse aus dem Day-ahead-Handel, kann aber keine Erlöse Intraday erwirtschaften und insbesondere eine flexible Produktion nicht im Viertelstundenraster vermarkten. Bei Anordnung eines Redispatch nach 15 Uhr am Vortag entgehen dem Kraftwerksbetreiber lediglich Erlöse aus dem kontinuierlichen Intraday-Handel – diese können jedoch auch von Bedeutung sein, da insbesondere kurz vor der tatsächlichen Realisierung die Einspeiseprognosen für die Erneuerbaren verbessert werden können.

Im Rahmen des Gutachtens ist daher eine Methodik zu entwickeln, die die erwarteten Erlöse aus den verschiedenen Handelsmöglichkeiten abschätzt. Diese kann dann entsprechend den Vorgaben des OLG Düsseldorf (Urteile vom 28.4.2015) als Grundlage zur Ermittlung einer angemessenen Vergütung durch den Netzbetreiber im Fall von Redispatch verwendet werden.

3 Intraday-Optionalitäten von Erzeugungsanlagen und deren Bewertung

Nachfolgend werden zunächst allgemeine Überlegungen zu den Intraday-Optionalitäten von Kraftwerken dargestellt, anschließend werden diese für den Fall thermischer Kraftwerke einerseits und hydraulischer (Pumpspeicher-)Kraftwerke andererseits konkretisiert.

3.1 Grundüberlegungen

Ein flexibel betreibbares Kraftwerk stellt aus Sicht des Betreibers eine Erzeugungsmöglichkeit dar, die ähnlich wie eine finanzwirtschaftliche Option bewertet werden kann (vgl. etwa Tseng, Barz 2002, Weber 2005). Genauer gesagt entspricht ein flexibles thermisches Kraftwerk einer Sequenz („Strip“) von Call-Optionen, d. h. Optionen zum Abruf einer vorderdefinierten Leistung (entsprechend der Kraftwerkskapazität). Die variablen Erzeugungskosten des Kraftwerks entsprechen dabei dem Ausübungspreis, dem sogenannten Strike-Preis der Option.

Zum Zeitpunkt der Ausübung der Option ergeben sich drei mögliche Zustände:

1) Der Marktpreis ist höher als die variablen Erzeugungskosten – die Option ist „im Geld“ und das Kraftwerk erwirtschaftet einen Deckungsbeitrag in Höhe der Differenz zwischen Marktpreis und variablen Erzeugungskosten.
2) Der Marktpreis ist niedriger als die variablen Erzeugungskosten – die Option ist „aus dem Geld“ und das Kraftwerk wird nicht betrieben (Deckungsbeitrag Null).
3) Der Marktpreis ist genauso hoch wie die variablen Erzeugungskosten – die Option ist „am Geld“ und sowohl beim Betrieb als auch bei Stillstand des Kraftwerks ergibt sich ein Deckungsbeitrag von Null.

Dabei stellt der dritte Fall offensichtlich den Grenzfall zwischen den beiden zuvor genannten dar.

Die entscheidende Bewertungsfrage stellt sich jedoch vor dem Zeitpunkt der Ausübung der Option: Wie wahrscheinlich ist es, dass Fall 1) eintritt und welche Erlöse sind in diesem Fall zu erwarten? Die erwarteten zukünftigen Erlöse stellen den Wert der Optionalität aus jetziger Sicht dar und sollten bei der Ermittlung einer marktgerechten Vergütung – z. B. im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen - zugrunde gelegt werden.

Hier soll zunächst der Fall einer Redispatch-Festlegung nach Ende der Intraday-Auktion betrachtet werden. Die Verallgemeinerung auf Redispatch-Festlegungen zu früheren Zeitpunkten erfolgt dann in Abschnitt 4.

Offensichtlich ist der Wert der Intraday-Optionalität zu einem gegebenen Zeitpunkt abhängig vom aktuell erwarteten Preisniveau, aber auch von der Unsicherheit bezüglich der Preise. Wenn das aktuell erwartete Preisniveau knapp unter den variablen Kosten des Kraftwerks liegt und gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit von Preisanstiegen hoch ist, dann wird der Werte der Optionalität am höchsten sein.

Dies wird in finanzmathematischen Modellen zur Optionsbewertung in der Regel dadurch modelliert, dass die Preisentwicklung als stochastischer Prozess modelliert wird, und zwar häufig als sogenannte Geometrische Brown'sche Bewegung (vgl. etwa Hull 2014). Dabei wird davon ausgegangen, dass aufeinanderfolgende Preisänderungen voneinander statistisch unabhängig sind und dass die relativen Preisänderungen (Renditen) normalverteilt sind. Letztere Annahme ist zwar für Aktienkurse plausibel, hat aber zur Folge, dass bei einem positiven Startpreis auch die Folgepreise durchweg positiv bleiben. Dies ist bei Strompreisen nicht durchweg gegeben – gerade in wind- bzw. sonnenreichen Zeiten mit niedriger Nachfrage werden die Preise auch gelegentlich negativ. Daher sollten eher die absoluten Preisänderungen (in EUR/MWh) als (normalverteilte) Zufallszahlen modelliert werden. Damit können sich auch negative Strompreise ergeben. Verschiedene empirische Untersuchungen (z. B. Huisman, Mahieu 2003) deuten zudem darauf hin, dass die Preisänderungen bei Strompreisen nicht normalverteilt sind. Die Annahme normalverteilter Strompreise vereinfacht aber die Bewertung der Optionalität erheblich. Dementsprechend soll diese Annahme zunächst beibehalten werden, jedoch ist dies bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Art der Optionalität. Offensichtlich kann kontinuierlich im Rahmen des Intradayhandels die Entscheidung getroffen werden, ein flexibles Kraftwerk anzufahren – oder wenn es bereits in Betrieb ist, es abzuschalten. Diese Möglichkeit der vorzeitigen Entscheidung entspricht einer sogenannten amerikanischen Option im Wertpapierhandel. Es lässt sich allerdings zeigen, dass der Wert der amerikanischen Option allein durch die möglichen Preisschwankungen am Ende des Ausübungszeitraums bestimmt wird – es sei denn Dividendenzahlungen, Zinseffekte oder ein Preistrend machen eine frühere Ausübung attraktiv. Da aber Dividendenzahlungen per Definitionem, Zinseffekte aufgrund der Kurzfris-

tigkeit und Preistrends aufgrund der Liquidität und Effizienz[2] des Marktes keine Rolle im Intradaymarkt spielen, kann die Optionalität auch als europäische Option auf Basis der Preisschwankungen am Ende des Ausübungszeitraums bewertet werden[3].

3.2 Bewertung der Intraday-Optionalität eines thermischen Kraftwerkes

Entsprechend den vorangegangenen Überlegungen sollen für die Bestimmung des Wertes der Intraday-Optionalität die Schwankungen des Intraday-Marktpreises als arithmetische Brown'sche Bewegung abgebildet werden. Im Mittel wird der Schlusspreis des Intraday-Markt dann dem Preis der Eröffnungsauktion entsprechen – andernfalls ergäben sich systematische Arbitragemöglichkeiten für Händler (s. o.). Die Verteilung der Preise um den mittleren Preis wird dann durch eine Normalverteilung mit Mittelwert μ und Standardabweichung σ beschrieben.

Für die Vergütung sind dann zwei Fälle zu unterscheiden:

1) Das Kraftwerk ist bislang nicht vermarktet worden, soll nun aber im Rahmen des Redispatch Elektrizität bereitstellen („positiver Redispatch")
2) Die Kraftwerksleistung ist bereits am Markt verkauft worden, nun soll das Kraftwerk aber im Rahmen des Redispatch die Leistung reduzieren („negativer Redispatch")

Der erste Fall entspricht konzeptionell einer Call-Option[4]. Der Wert des Kraftwerkes ergibt sich aus den am Markt erwartbaren Deckungsbeiträgen – gewichtet über alle möglichen Preisrealisationen (Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f_p(p)$).

Der Wert der Option pro Leistungseinheit ergibt sich dann aus:

---

[2] Bei effizienten Märkten sind keine systematischen Preistrends (jenseits einer erwarteten Verzinsung des eingesetzten Kapitals) zu erwarten, da sonst Händler durch zeitliche Arbitrage systematisch Gewinne erwirtschaften könnten (vgl. Fama 1979).

[3] Dies gilt sowohl für sogenante Call- als auch Put-Optionen (s.u.). Das Standard-Ergebnis (etwa bei Hull 2014), dass bei einer amerikanischen Put-Option ein Mehrwert durch vorzeitige Ausübung erzielt werden kann, beruht auf einem Verzinsungseffekt und dem daraus resultierenden Preistrend des Underlying. Beide sind hier nicht relevant (s. o.).

[4] Das eigene Kraftwerk bietet dem Betreiber hier die Möglichkeit, flexibel Strom zu beziehen (Call), Dieser kann dann vom Betreiber am Markt verkauft werden. Der Wert des verkauften Stroms für den Kraftwerkbetreiber entspricht dem Wert des aus dem Kraftwerk bezogenen Stroms. Bei (positivem) Redispatch verliert der Kraftwerksbetreiber die flexible Bezugsoption aus dem Kraftwerk – und damit den daran gekoppelten Verkaufserlös. Für die Bewertung des entgangenen Verkaufserlöses ist daher die reale Bezugsoption aus dem Kraftwerk wirtschaftlich zu bewerten.

$$V_C = \int_{-\infty}^{+\infty} max(p - X, 0) f_p(p) dp = \int_{X}^{+\infty} (p - X) \cdot f_p(p)\, dp$$

d. h., er entspricht dem Erwartungswert der Deckungsbeiträge für alle Fälle, in denen der realisierte Preis p den Strike-Preis X übersteigt.

Bei normalverteilten Preisen mit Mittelwert μ und Standardabweichung σ kann für die Bewertung eine analytische Formel hergeleitet werden:

$$V_C(X, \mu, \sigma) = (\mu - X)\left(1 - F_p(X)\right) + \sigma^2 f_p(X) = \sigma\big(d\Phi(d) + \phi(d)\big)$$

mit $d = \frac{\mu - X}{\sigma}$

Dabei sind Φ und ϕ die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Standardnormalverteilung.

Im Strike-Preis X sind hierbei neben den variablen Erzeugungskosten sofern relevant Anfahrkosten einzurechnen[5]. Die Vergütung für Redispatch muss in diesem Fall die Erstattung der Aufwendungen (d. h. X) und darüber hinaus die erwartbaren Deckungsbeiträge in Höhe von V_C umfassen.

Der zweite Fall eines bereits vermarkteten Kraftwerks entspricht konzeptionell einer Put-Option. Der Zusatzwert des Kraftwerkes ergibt sich aus der Möglichkeit, am Markt die vermarktete Strommenge ggf. günstiger zurückzukaufen.

Dementsprechend gilt für den Wert der Option dann:

$$V_P = \int_{-\infty}^{+\infty} max(X - p, 0) f_p(p) dp = \int_{-\infty}^{X} (X - p) \cdot f_p(p)\, dp$$

Auch hier lässt sich im Fall normalverteilter Preisänderungen wieder eine geschlossene Formel angeben:

---

[5] Anfahrkosten sind offensichtlich relevant, wenn das Kraftwerk bisher nicht vermarktet war und stillstand. Dabei ist sowohl der Brennstoffmehrverbrauch als auch der zusätzliche Verschleiß bei den Anfahrkosten zu berücksichtigen. Falls ein positiver Redispatch über mehrere konsekutive Stunden angeordnet wird, so sind die Anfahrkosten auf die Betriebsstunden aufzuteilen. Aus pragmatischen Gründen erscheint hierbei eine gleichmäßige Aufteilung angemessen.

Für die Entscheidungsunterstützung beim Redispatch ist es jedoch vorteilhaft, die Anfahrkosten bereits ex-ante in das Entscheidungskalkül einzubeziehen. Dies kann näherungsweise unter Verwendung von Vergangenheitsdaten mit einem einfachen Verfahren erfolgen. Dazu werden die Anfahrkosten der Vergangenheit (z.B. eines Jahres) auf die erzeugte Energiemenge umgelegt. Daraus ergibt sich ein Aufschlag (in €/MWh) auf die variablen Einsatzkosten. Für eine weitere Vereinfachung können auch pauschale Anfahrkosten (in €/MWh nach obigem Verfahren) je Kraftwerkstyp angenommen werden.

$$V_P(X,\mu,\sigma) = (X-\mu)F_p(X) + \sigma^2 f_p(X) = \sigma\big(\phi(d) - d\Phi(-d)\big)$$

mit $d = \frac{\mu - X}{\sigma}$

Bei Durchführung einer Redispatchmaßnahme (die zum Nicht-Betrieb eines Kraftwerks führt) hat der Netzbetreiber dann den Optionswert dem Kraftwerksbetreiber zu vergüten – als Ersatz für entgangene Gewinnmöglichkeiten im Intraday-Handel. Sofern Geschäfte bereits abgewickelt und durch den Redispatch nicht rückabgewickelt werden (das ist der Regelfall sowohl bei Börsen- als auch bei nicht-börslichen Geschäften), sind die für den Kraftwerksbetrieb vorgesehenen Aufwendungen *X* dagegen zu rechnen, da diese vom Kraftwerksbetreiber eingespart werden.

3.3 Bewertung der Intraday-Optionalität eines Pumpspeicherkraftwerkes

Bei Pumpspeicherkraftwerken stellt sich die Situation insofern anders als bei thermischen Kraftwerken dar, als diese keine festen Brennstoffkosten haben, sondern die Beschaffungskosten für den zu produzierenden Strom abhängig sind vom Strompreis in anderen (Niedrig-Preis-)Stunden. Im einfachen Zwei-Perioden-Fall stellt das Pumpspeicherkraftwerk eine sogenannte Spread-Option dar, d. h. der Pumpspeicher wird genutzt, wenn der Preisabstand zwischen Pump- und Turbinierpreis hinreichend groß ist, so dass trotz Wirkungsgradverlust beim Pumpen und Turbinieren ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

Diese Herangehensweise lässt sich auf den Fall von *n* Perioden innerhalb eines Tages[6] verallgemeinern, wenn man annimmt, dass es einen im Tagesverlauf konstanten Grenzpreis λ gibt, zu dem ein Pumpen bzw. Turbinieren erfolgt. Diese Annahme ist bei hinreichend großen Speichern gültig (vgl. etwa Steffen, Weber 2015) und auch grundsätzlich bei den deutschen Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen der Tageseinsatzplanung gerechtfertigt. Falls im Einzelfall Beckenrestriktionen für den Redispatch bindend sind, ist dies bei der Ermittlung der entgangenen Optionalitäten zu berücksichtigen, indem nur die tatsächlich relevanten Stunden bewertet werden. Dabei sollte aus pragmatischen Gründen zur Ermittlung der Optionalität jedoch auf den einheitlichen Grenzpreis zurückgegriffen werden.

---

[6] *n* = 96 bei Berücksichtigung des Viertelstundenhandels bzw. der viertelstündlichen Fahrplananmeldungen

Der Grenzpreis λ lässt sich für jeden Tag aus der Preisdauerlinie bestimmen (vgl. Abbildung 2 und Anhang A.1)[7]. Eine einfache Option ist es, den Grenzpreis aus dem tagesmittleren Preis p_m zu bestimmen, indem die halben Wälzungsverluste aufgeschlagen werden:

$$\lambda = p_m + p_m(1-\eta)/(1+\eta)$$

Analog ergibt sich dann für den Grenzpreis beim Pumpen:

$$\lambda_P = p_m - p_m(1-\eta)/(1+\eta)$$

Dies stellt nur eine Näherung dar, vermeidet aber die in Anhang A.1 dargestellte iterative Berechnung.

Wenn beim Pumpen Netznutzungsentgelte in Höhe von c_{NNE} zu berücksichtigen sind, so sind die Näherungsformeln wie folgt zu modifizieren:

$$\lambda = p_m + (p_m(1-\eta) + c_{NNE})/(1+\eta)$$

$$\lambda_P = p_m - (p_m(1-\eta) + c_{NNE})/(1+\eta)$$

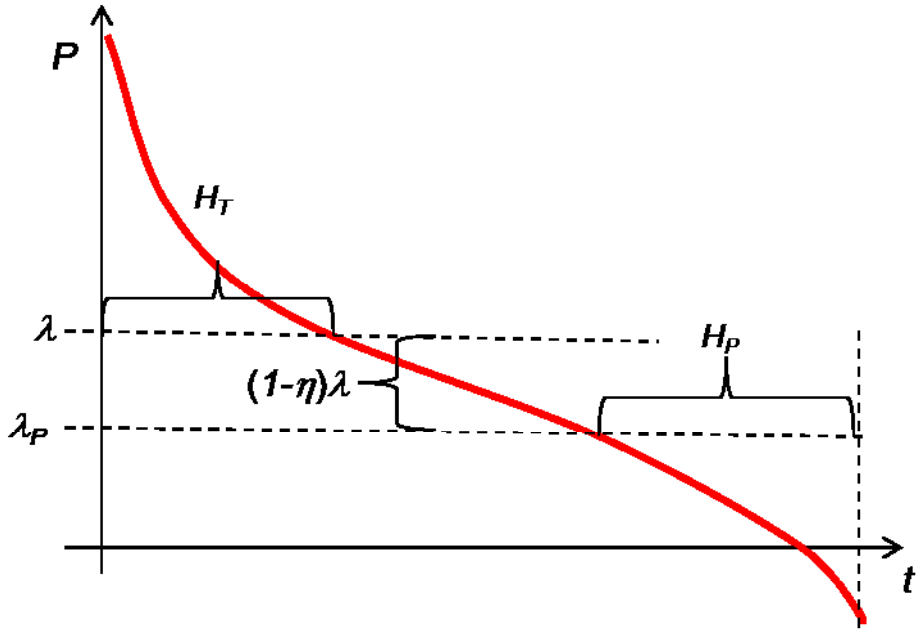


Abbildung 2: Ermittlung des Grenzpreises für Pumpspeicher

[7] Dies gilt für reine Pumpspeicherkraftwerke mit Tagspeichern. Bei Speicherkraftwerken und Speicherkraftwerksgruppen mit größeren Reservoirs, sind die Grenzpreise über andere Verfahren zu ermitteln. Hierzu kann ggf. auf das bereits bisher in diesem Bereich angewandte Prozedere zurückgegriffen werden.

Relativ zu diesem Grenzpreis lässt sich dann das Turbinieren als Spread-Option beschreiben, ebenso wie das Pumpen. Im Unterschied zu thermischen Kraftwerken kann aber nicht davon ausgegangen werden, dass der Grenzpreis konstant bleibt. Vielmehr wird dieser sich Intraday auch ändern und für den Wert einer noch nicht genutzten Turbinenoptionalität V_{Tu} ist eine modifizierte Version der Call-Options-Bewertung einzusetzen:

$$V_{Tu0}(\mu_v, \lambda, \sigma_{Tu,v}) = V_C(0, S_{Tu,v}, \sigma_{Tu,v})$$

Dabei wird in der Notation durch den Index *v* auch deutlich gemacht, dass sich einige der Werte für jede betrachtete Viertelstunde ändern, andere jedoch nicht.

Mit dem Spread

$$S_{Tu,v} = \mu_v - \lambda$$

und der relevanten Standardabweichung

$$\sigma_{Tu,v} = \sqrt{\sigma_v^2 + \sigma_\lambda^2 - 2\rho\sigma_v\sigma_\lambda}$$

Für eine genutzte Turbinenoptionalität gilt entsprechend eine modifizierte Put-Options-Formel:

$$V_{Tu1}(\mu_h, \lambda, \sigma_{Tu,v}) = V_P(0, S_v, \sigma_{Tu,v})$$

Hingegen stellt eine ungenutzte Pumpoptionalität ebenfalls eine (modifizierte) Put-Option dar. Dabei ergibt sich unter Berücksichtigung der Netznutzungsentgelte c_{NNE} (ggf. zu 0 zu setzen) als Formel:

$$V_{Pu0}(\mu_v, \eta\lambda - c_{NNE}, \sigma_{Pu}) = V_P(0, S_{Pu,v}, \sigma_{Pu})$$

Mit dem Spread

$$S_{Pu,v} = \mu_v - (\eta\lambda - c_{NNE})$$

und der relevanten Standardabweichung

$$\sigma_{Pu} = \sqrt{\sigma_v^2 + \eta^2\sigma_v^2 - 2\rho\sigma_v\eta\sigma_\lambda}$$

Umgekehrt ist für eine genutzte Pumpoptionalität wiederum eine modifizierte Call-Options-Formel anzuwenden:

$$V_{Pu1}(\mu_v, \eta\lambda - c_{NNE}, \sigma_{Pu}) = V_C(0, S_{Pu,v}, \sigma_{Pu})$$

4 Vorschlag für ein standardisiertes Verfahren zur Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Redispatch-Prozess

Wesentlich für die Anwendung der zuvor beschriebenen methodischen Ansätze im Rahmen des Redispatch-Prozesses ist ein praktikables Verfahren für die Umsetzung. Diese sollte insbesondere die folgenden Anforderungen erfüllen:

1. Transparente Vorgehensweise
2. Verwendung von hinreichend verfügbaren Daten
3. Begrenzter Rechenaufwand
4. Nachvollziehbare Ergebnisse.

Die im vorangegangenen Kapitel dargestellte Vorgehensweise scheint prinzipiell geeignet, um die Kriterien 3 und 4 zu erfüllen. Durch die angegebenen analytischen Formeln ist der Rechenaufwand bei Verwendung von Excel oder spezifischer Anwendungssoftware sehr begrenzt. Dies gilt insbesondere, wenn auf die vereinfachte Version zur Ermittlung des Grenzpreises bei Pumpspeicherkraftwerken zurückgegriffen wird.

Entscheidend ist somit die Sicherstellung der transparenten Vorgehensweise und der Datenverfügbarkeit. Hierzu werden nachfolgend Vorschläge für die verschiedenen Redispatch-Zeithorizonte (vgl. Abschnitt 2) unterbreitet. Dabei erfolgt zunächst eine Betrachtung des Intraday-Redispatching nach Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion, danach wird sukzessive ein längerer zeitlicher Vorlauf betrachtet.

4.1 Vorgehen für die Vergütungsermittlung nach Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion

Entsprechend der Darstellung in Abschnitt 3 wird der Wert der Intraday-Optionalitäten eines Kraftwerks im Wesentlichen durch drei Parameter bestimmt:

1) Den Erwartungswert des Intraday-Preis p bei Fälligkeit der Option
2) Die Standardabweichung σ der noch unbekannten Intraday-Preise.

3a) Die variablen Kosten X bei einem thermischen Kraftwerk

3b) Den Grenzpreis λ bei einem Pumpspeicherkraftwerk

4) Die zu vergütende Leistung

Für die Bestimmung dieser Parameter wird folgende Vorgehensweise vorgeschlagen:

Zu 1): Die Ergebnisse der Intradayauktion bilden die Erwartungswerte zum Auktionszeitpunkt bzgl. den Preisen bei Fälligkeit (Gate Closure) ab. Die entsprechenden Preise des jeweiligen Tages sollten daher bei der Ermittlung des Werts für die Intraday-Optionalität zugrunde gelegt werden.

Begründung: Die Preise sind abhängig von der Marktsituation und ändern sich somit fast täglich. Eine Verwendung von mittleren Vergangenheitswerten (z. B. aus dem Vormonat) würde zu einer inadäquaten Einschätzung des Werts der Optionalität führen. Die Preise werden von der EPEXSpot publiziert und sind dementsprechend sowohl für Netzbetreiber als auch Kraftwerksbetreiber verfügbar.

Zu 2): Die Standardabweichung für jedes Viertelstundenprodukt sollte einmal pro Monat auf der Basis der Daten der vorangegangenen zwölf Monate ermittelt werden. Als Datengrundlage ist die Differenz zwischen den volumengewichteten Preisen der letzten drei Stunden vor Handelsschluss und den Preisen der Intraday-Eröffnungsauktion zu nehmen. Solange keine Historie von zwölf Monaten für die Intradayauktion vorliegt, sind die vorhandenen Daten als Schätzgrundlage zu verwenden.

Begründung: Die Standardabweichung einer zukünftigen Größe ist nicht direkt beobachtbar. Entscheidend ist aber eine adäquate Abschätzung der verbleibenden Unsicherheit. Diese kann durch Analyse der historischen Differenzen zwischen Erwartungswert und Realisierung bestimmt werden. Hierzu sollte aber eine hinreichend große Stichprobe verwendet werden. Zudem ist bei der Datengrundlage darauf zu achten, dass sie nicht zu sensitiv auf Ausreißer reagiert und auch nicht durch einzelne Marktteilnehmer manipulierbar ist. Dies legt nahe, nicht den letzten Deal vor Handelsschluss als Preisreferenz zu nehmen sondern einen gewichteten Mittelwert über einen etwas längeren Zeitraum. Die EPEXSpot und die EEX publizieren bzw. verwenden im Rahmen der sogenannten Cap-Future-Produkte einen gewichteten Dreistunden-Mittelwert. Daher ist dieser unmittelbar verfügbar und sollte verwendet werden.

Zu 3a): Die variablen Kosten werden (wie bisher) von den Kraftwerksbetreibern den Netzbetreibern mindestens einmal im Monat im Voraus als konstanter Wert übermittelt.

Begründung: Die variablen Kosten eines Kraftwerkes ändern sich im Verlauf eines Monates zumeist nicht sehr stark. Auch können dadurch die Daten vorab validiert werden.

Zu 3b): Der Grenzpreis für ein Pumpspeicherkraftwerk wird auf der Basis der aktuellen Eröffnungsauktionspreise ermittelt. Dazu wird das in Anhang A.1 dargestellte Verfahren (automatisiert) durchgeführt.

Begründung: Der Grenzpreis ist stark von der jeweiligen Marktsituation abhängig. Daher sollten hier jeweils die aktuellen Werte ermittelt werden.

Zu 4): Der Wert der Optionalität sollte für die Leistung vergütet werden, für die durch die Redispatch-Maßnahme die Optionalität eingeschränkt wird, auch wenn im Rahmen des Redispatch nicht die komplette Kraftwerksleistung angefordert wird.

Beispiel: Wenn zum Beispiel ein Netzbetreiber bei einem noch nicht vermarkteten Kraftwerk mit einer Kapazität von 500 MW eine positive Redispatchleistung von 300 MW anfordert, so ist die Vergütung für 300 MW zu gewähren, wenn der Kraftwerksbetreiber die verbleibenden 200 MW weiter selbständig vermarkten kann[8]. Wenn der Netzbetreiber hingegen auf einer Einspeiseleistung von exakt 300 MW besteht, so sind bei der Vergütung die entsprechenden Opportunitätskosten ebenfalls zu berücksichtigen, d. h. die Vergütung ist auf die gesamte Kraftwerksleistung von 500 MW anzuwenden.

Begründung: Bei Vorgabe eines exakten Einspeisefahrplans entfällt die Optionalität nicht nur für den festgelegten Teil der Kraftwerksleistung sondern für die gesamte flexibel einsetzbare Kraftwerksleistung. Dementsprechend ist in diesem Fall auch die Vergütung für die gesamte flexibel einsetzbare Leistung zu zahlen.

4.2 Vorgehen für die Vergütungsermittlung nach der Day-ahead-Auktion aber vor Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion

In diesem Fall ändert sich gegenüber dem vorangegangenen Fall die Informationslage bzgl. den Punkten 1) und 3b). Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass eine Vermarktung zu Viertelstundenpreisen noch nicht erfolgt ist. Dementsprechend sind auch die entsprechenden erwarteten zusätzlichen Vermarktungserlöse (sogenannter intrinsischer Wert der Option) zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der Informationslage ist zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse der Intraday-Eröffnungsauktion noch nicht vorliegen. Hier sind daher bestmögliche alternative Abschätzungen zu verwenden. Dabei bietet sich folgendes Vorgehen an:

---

[8] Da die entsprechend frei vermarktete Leistungsveränderung in die gleiche Richtung erfolgt wie bei der Redispatchmaßnahme, sollten dem auch keine netztechnischen Restriktionen entgegenstehen – in der Regel sollte der Netzengpass durch solch eine Vermarktung sogar zusätzlich entlastet werden.

Zu 1): Die erwarteten Preise der Intraday-Eröffnungsauktion werden aus den Preisen der Day-Ahead Auktion mit Hilfe eines viertelstundenscharfen Auf- bzw. Abschlags ermittelt. Der viertelstündliche Auf-bzw. Abschlag wird als Mittelwert aus den Handelsergebnissen der letzten zwölf Monate geschätzt.

Begründung: Es sind derzeit erhebliche systematische Abweichungen zwischen den stündlichen Preisen und den Preisen der entsprechenden einzelnen Viertelstunden im Intraday-Handel zu beobachten (s. Abschnitt 4). Eine Berücksichtigung dieser systematischen Abweichungen ist erforderlich, um den Wert von Intraday-Optionalitäten angemessen ermitteln zu können. Da keine exakten Werte verfügbar sind, werden Mittelwerte über einen längeren Zeitraum als verlässlicher und reproduzierbarer Schätzer verwendet.

Zu 3b): Der Grenzpreis wird auf Basis der Day-ahead-Preise ermittelt. Falls das Verfahren nach Anhang A.1 zu keinem eindeutigen Ergebnis führt, wird ersatzweise der Grenzpreis auf der Basis des tagesmittleren Preises wie in Abschnitt 3.3 beschrieben ermittelt.

Begründung: Der Grenzpreis ändert sich von Tag zu Tag u. U. deutlich. Zugleich ist zu erwarten, dass Day-ahead- und Intraday-Preise zu ähnlichen Grenzpreisen führen, da die Intraday-Preise im Wesentlichen um die jeweiligen stündlichen Day-ahead-Preise schwanken. Daher erscheint eine Ermittlung auf Basis der Day-ahead-Preise zielführend.

4.3 Vorgehen für die Vergütungsermittlung vor der Day-ahead-Auktion

Zu diesem Zeitpunkt sind keine verlässlichen, allgemein verfügbaren Preise für den betrachteten Tag vorhanden. Zwar werden außerbörslich (OTC) teilweise entsprechende Produkte gehandelt, die entsprechende Preis-Information ist jedoch nicht allgemein zugänglich. Daher ist es naheliegend, in diesem Anwendungsfall für die Vergütungsermittlung durchweg mittlere Preise der letzten zwölf Monate heranzuziehen.

Außerdem sind hier in der Anwendung sowohl die erwarteten Erlöse in der Day-ahead- als auch in der Intraday-Eröffnungsauktion zu berücksichtigen.

5 Empirische Überprüfung des Vorschlags und Vergleich mit anderen Methoden

Nachfolgend sollen ausgewählte empirische Analysen die Implikationen des vorgeschlagenen Bewertungsverfahrens verdeutlichen. Dabei werden zunächst grundlegende Sensitivitäten des Optionswerts bezüglich der wesentlichen Parameter dargestellt. Dann werden Optionswerte für die beiden in 4.1 und 4.2 vorgeschlagenen Verfahren bestimmt und mit alternativen Berechnungsverfahren verglichen.

5.1 Grundlegende Sensitivitäten des Optionswertes

In diesem Teilabschnitt wird als Ausgangspunkt ein thermisches Kraftwerk mit variablen Kosten von 40 EUR/MWh bei einem erwarteten Preis von 35 EUR/MWh und einer Standardabweichung von 12,5 EUR/MWh betrachtet. Mittelwert und Standardabweichung sind hier angelehnt an die mittleren Werte in der Stichprobe für 2015. Der Optionswert für diese Ausgangskonfiguration beträgt dann 2,88 EUR/MW/h.

Werden nun die variablen Kosten variiert, so ergibt sich das in Abbildung 3 gezeigte Bild. Die höchste Optionalität tritt auf, wenn variable Kosten und erwarteter Preis übereinstimmen. Ansonsten ist die Kurve symmetrisch, die rechte Hälfte umfasst die Put-Optionalität, wenn das Kraftwerk bereits vorab vermarktet wurde, die linke Hälfte umfasst die Call-Optionalität. Bei 10 EUR/MWh Abstand zwischen Strike-Preis und erwartetem Preis sinkt der Optionswert bereits auf 0,7 EUR/MW/h.

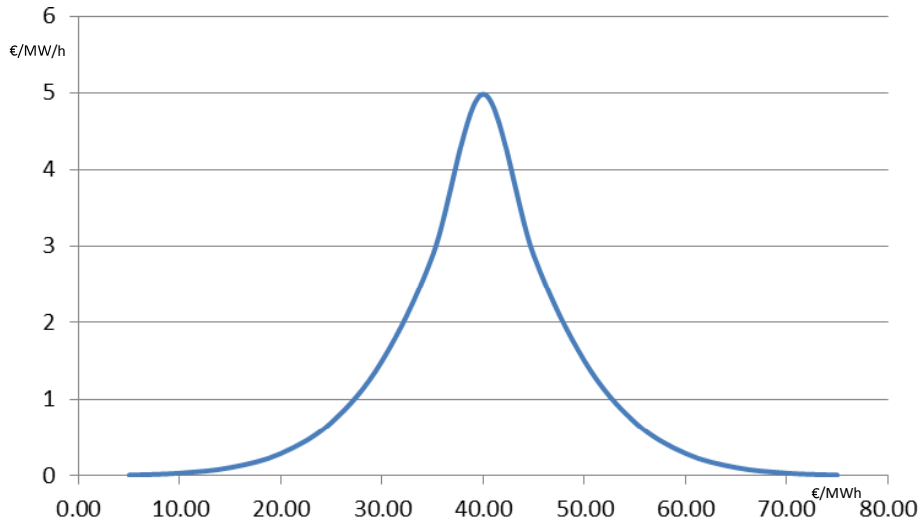


Abbildung 3: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität von den variablen Kosten bei einer Preiserwartung von 40 €/MWh

Für eine Variation des erwarteten Preises ergibt sich ein vergleichbares Bild (vgl. Abbildung 4). Dies ist auch zu erwarten, da in den Formeln nur die Differenz zwischen Strike-Preis und Ausübungspreis eingeht

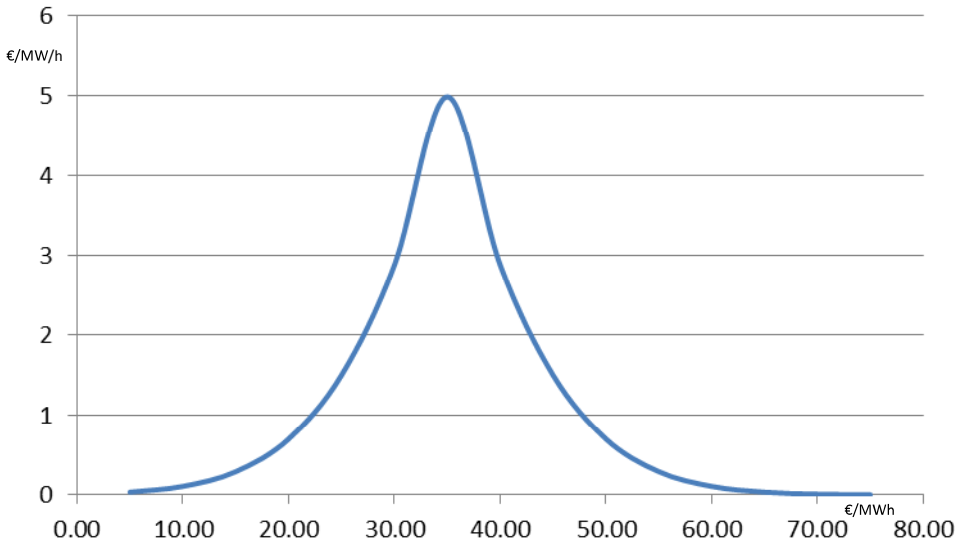


Abbildung 4: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität vom erwarteten Preis bei variablen Kosten von 35 EUR/MWh

Variiert man nun die Preisunsicherheit – gemessen über die Standardabweichung - so ergibt sich das in Abbildung 5 gezeigte Bild.

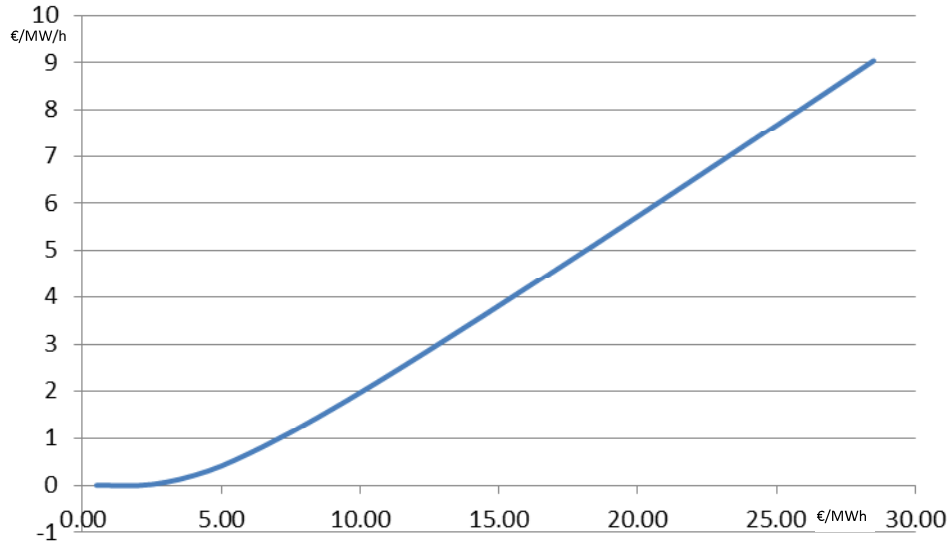


Abbildung 5: Abhängigkeit des Wertes der Intraday-Optionalität von der Preisunsicherheit (Standardabweichung)

5.2 Bewertung der Intraday-Optionalitäten nach Abschluss der Eröffnungsauktion

Für die empirische Analyse dieser Fragestellung kann bislang nur auf Daten für die Intraday-Eröffnungsauktion seit Mitte Dezember zurückgegriffen werden. Da die ersten Tage ggf. durch Einschwingverhalten gekennzeichnet sind und zudem dann die Weihnachtsfeiertage folgten, erfolgt nachfolgend eine Auswertung auf der Basis der Beobachtungen vom 1.1.2015 bis 31.5.2015. Die entsprechenden Charakteristika der Preise sind in Anhang A.2 zusammengefasst. Die Ergebnisse für die Optionswerte in den einzelnen Viertelstunden sind beispielhaft für eine Option mit Strike-Preis 40 EUR/MWh in Abbildung 6 dargestellt. Die Werte sind durch 4 zu teilen um den Wert pro Viertelstunde zu erhalten. Im Mittel ergibt sich ein Optionswert von 1,91 EUR/MW/h an Werktagen.

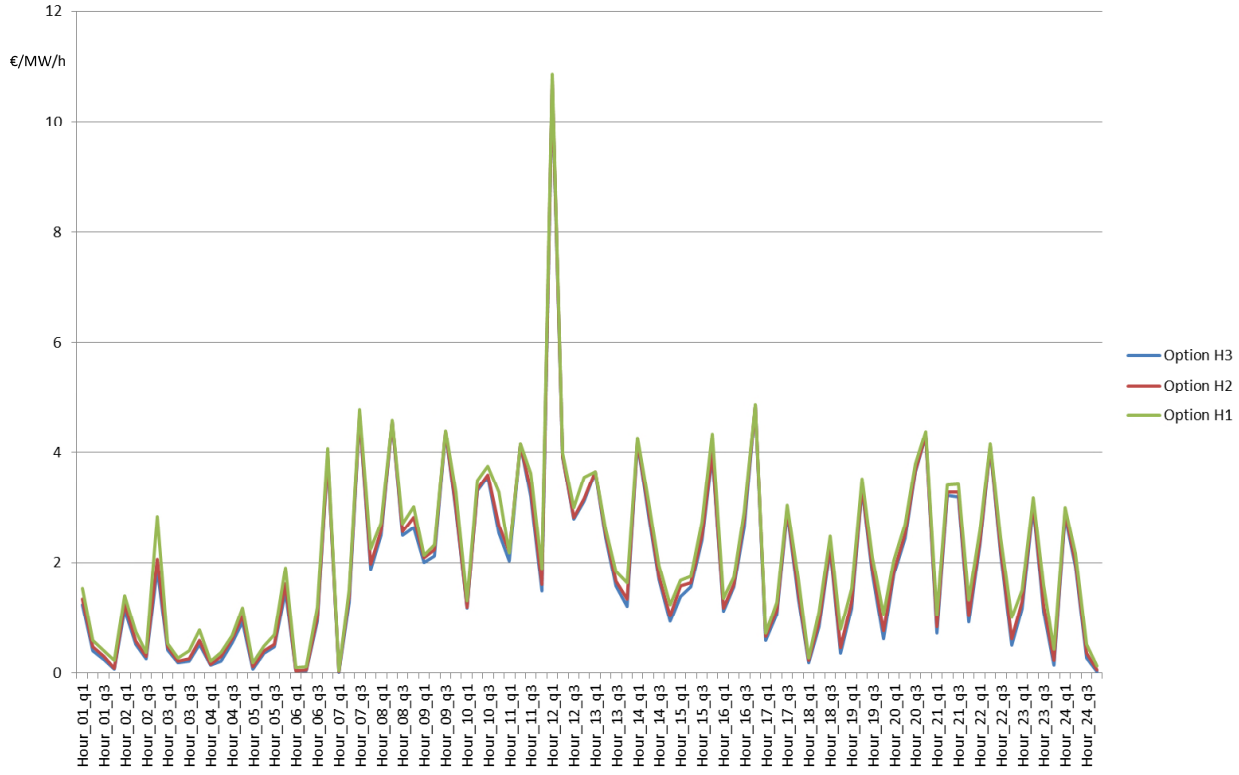


Abbildung 6: Wert der Intraday-Optionalität nach der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage

Offensichtlich werden die höchsten Werte der Option in den Stunden erreicht, in denen der Erwartungswert der Preise hoch und zugleich die Standardabweichung hoch ist.

Neben der vorgeschlagenen Berechnung (Option H3) sind noch zwei weitere Berechnungsvarianten dargestellt, bei denen die Intraday-Schlusspreise anders approximiert wurden. Statt ein Mittel über die letzten 3 Stunden bis Gate Closure zu bilden, wird der Mittelwert der Preise über 2 Stunden (Option H2) bzw. 1 Stunde (Option H1) gebildet. Es wird deutlich, dass die

entsprechenden Optionswerte etwas höher ausfallen, im Mittel werden bei Option H2 1,99 EUR/MW/h erzielt und bei Option H1 2,15 EUR/MW/h. Der Unterschied beträgt somit etwas mehr als 10 % zur Variante H3. Dies ist wegen der nicht stationären Preisentwicklung zu erwarten. Dennoch wird hier die Option H3 als die vorteilhafteste angesehen, da sie direkt auf von der EPEXSPOT berechneten Daten aufbauen kann und auch die Preisermittlung robuster ist.

Abbildung 7 verdeutlicht, dass der Optionswert jedoch deutlich sinkt, wenn statt einem Mittelwert über die letzten Stunden vor Handelsschluss der bislang von der EPEXSPOT vor allem publizierte Wert des volumengewichteten Intraday-Preises verwendet wird. Im Mittel reduziert sich der Optionswert hier auf 1,49 EUR/MW/h, d. h. um rund ein Viertel. Da auch methodisch die Verwendung dieses mengengewichteten Durchschnittspreises nicht vorteilhaft ist, sollte darauf nicht zurückgegriffen werden.

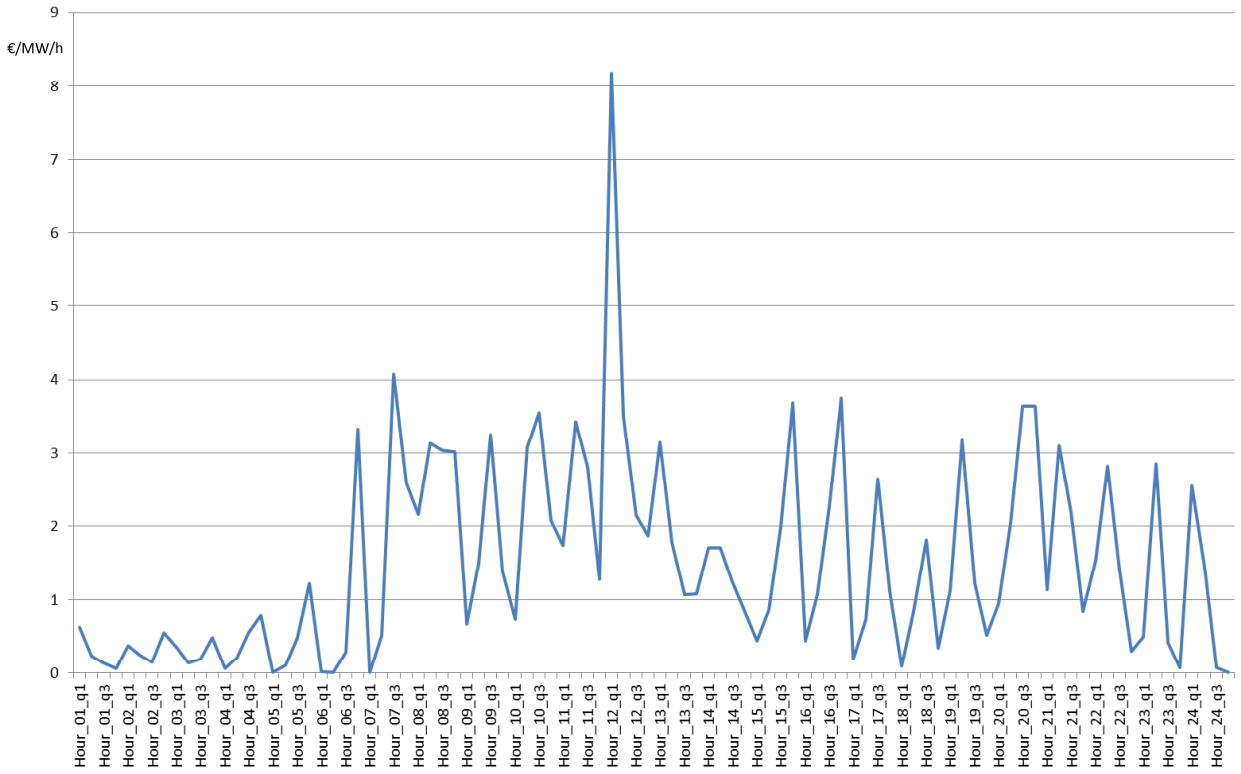


Abbildung 7: Wert der Intraday-Optionalität nach der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage bei Verwendung des volumengewichteten Intraday-Preises der EPEXSPOT.

5.3 Bewertung der Intraday-Optionalität nach der Day-ahead-Auktion aber vor Abschluss der Intraday-Eröffnungsauktion

Das Vorgehen für die Bestimmung des Optionswertes Intraday, wenn noch keine Ergebnisse der Eröffnungsauktion vorliegen, kann wie zuvor beschrieben weitgehend analog erfolgen. Allerdings ist bei der Gesamtbewertung zu berücksichtigen, dass in der Day-ahead-Auktion nur Stundenprodukte vermarktet wurden. Bei systematischen Differenzen zwischen Viertelstunden- und Stundenpreisen ergeben sich jedoch schon Erlöspotenziale auf Basis der erwarteten Abweichungen zwischen Day-ahead- und Intraday-Preis („intrinsischer Wert“ des Kraftwerks bei Bewertung mit den erwarteten Preisen).

Für die Bestimmung des Optionswertes sind hier die erwarteten Intraday-Preise aus den Day-ahead Stundenpreisen und mittleren Auf- bzw. Abschlägen für die Viertelstunden zu bestimmen. Die Charakteristika der entsprechenden Preisdifferenzen sind in Anhang A.3 zusammengefasst.

Werden die entsprechenden Berechnungen wiederum beispielhaft für eine Option mit Strike-Preis 40 EUR/MWh durchgeführt, so ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Werte der reinen Optionalität (ohne intrinsischer Wert) bei Verwendung des 3-Stunden Mittels der Intraday-Preise. Die Werte sind wiederum durch 4 zu teilen um den Erlös pro Viertelstunde zu erhalten.

Im Mittel ergibt sich hier ein Optionswert von 2,20 EUR/MW/h an Werktagen. Dieser ist nicht direkt vergleichbar mit den Werten aus dem vorangegangenen Abschnitt, da hier als Datengrundlage der Zeitraum 1.1.2014 – 31.5.2015 verwendet wurde. Denn es mussten ja keine Daten der Eröffnungsauktion einbezogen werden. Durch den längeren Schätzzeitraum ist sicherlich auch zu erklären, dass weniger hohe Preisspitzen auftreten, und mehr Spitzen im mittleren Bereich. Der Unterschied von rund 10 % im mittleren Wert der Optionalität erscheint aber durchaus plausibel, dadurch dass die Unsicherheit bezüglich der zu erwartenden Preise vor Durchführung der Intraday-Auktion noch deutlich höher ist.

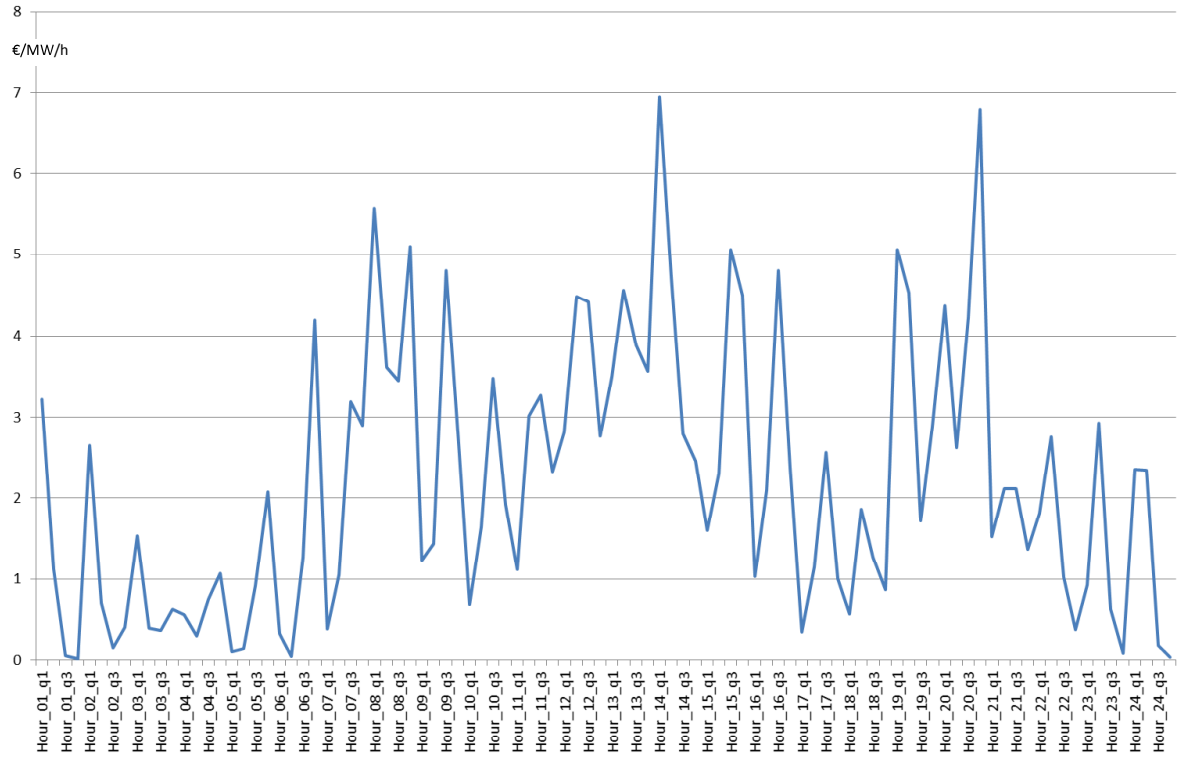


Abbildung 8: Wert der Intraday-Optionalität nach der Day-Ahead-Auktion vor der Intraday-Eröffnungsauktion für Werktage

Für den intrinsischen Wert der Option, der aus den systematischen (d. h. erwarteten) Preisdifferenzen zwischen Viertelstunden- und Stundenpreisen resultiert, ergibt sich für die betrachtete Option mit Strike-Preis 40 EUR/MWh das in Abbildung 9 gezeigte Bild. Dieser Wert ist nur in den Viertelstunden positiv, in denen der erwartete Preis über 40 EUR/MWh liegt. Dann entspricht er der Differenz zwischen erwartetem Preis und dem Strike-Preis. Dementsprechend ergeben sich intrinsische Werte bis zu 18 EUR/MWh, der mittlere Wert über alle Viertelstunden liegt bei 2,68 EUR/MW/h. Für die Bestimmung der Erlöse aus der Vermarktung eines MW sind diese Werte wiederum durch 4 zu teilen.

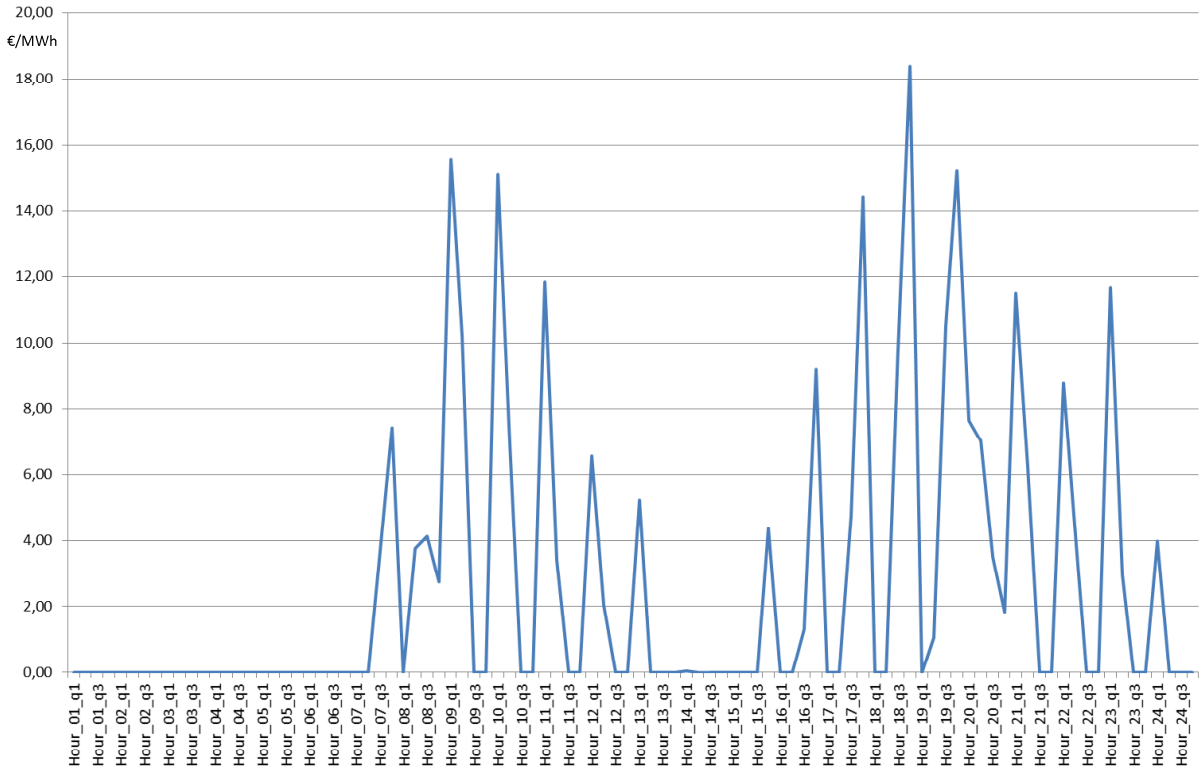


Abbildung 9: Mittlerer intrinsischer Wert der Option für Werktage vor der Intraday-Eröffnungsauktion

6 Fazit

Das vorgeschlagene Verfahren ermöglicht eine detaillierte Bewertung von Intraday-Optionalitäten mit einem begrenzten Aufwand.

Im Vergleich zu aufwendigeren und genaueren Verfahren wird die Vernachlässigung von zeitübergreifenden Restriktionen tendenziell zu einer Überschätzung der Optionalität führen. Auf der anderen Seite tragen folgende Vereinfachungen tendenziell zu einer Unterschätzung des Wertes bei: die Fat tails der Intraday-Preisverteilung werden vernachlässigt und damit die Möglichkeiten erhöhter Erlöse in Extremsituationen. Diese Extremsituationen werden zudem häufig mit Redispatcheingriffen korrelieren, da diese vor allem in Zeiten mit hoher Windeinspeisung erfolgen – die zugrunde gelegte mittlere Volatilität der Intraday-Preise unterschätzt daher vermutlich die relevante Volatilität. Ggf. können zudem Ineffizienzen im Marktprozess den Anbietern weitere Erlöspotenziale eröffnen, die hier nicht in die Bewertung einfließen.

Das Verfahren ist somit zugleich theoretisch fundiert ohne jedoch übermäßig methodisch anspruchsvoll zu sein. Es stellt daher einen sinnvollen Kompromiss zwischen mathematischer Präzision und Handhabbarkeit dar.

Die zur Berechnung benötigten Daten sind öffentlich verfügbar und die Berechnungen selbst sind mit gängiger Software in Sekunden durchführbar. Die Umsetzung des Verfahrens erfordert sicherlich einige Umstellungen in den Prozessen aller Beteiligten, sollte jedoch mit einer begrenzten Vorlaufzeit umsetzbar sein.

Anhang: Verwendete Methoden und empirische Ergebnisse

A.1 Bestimmung des Grenzpreises für die Pumpspeicherkraftwerke

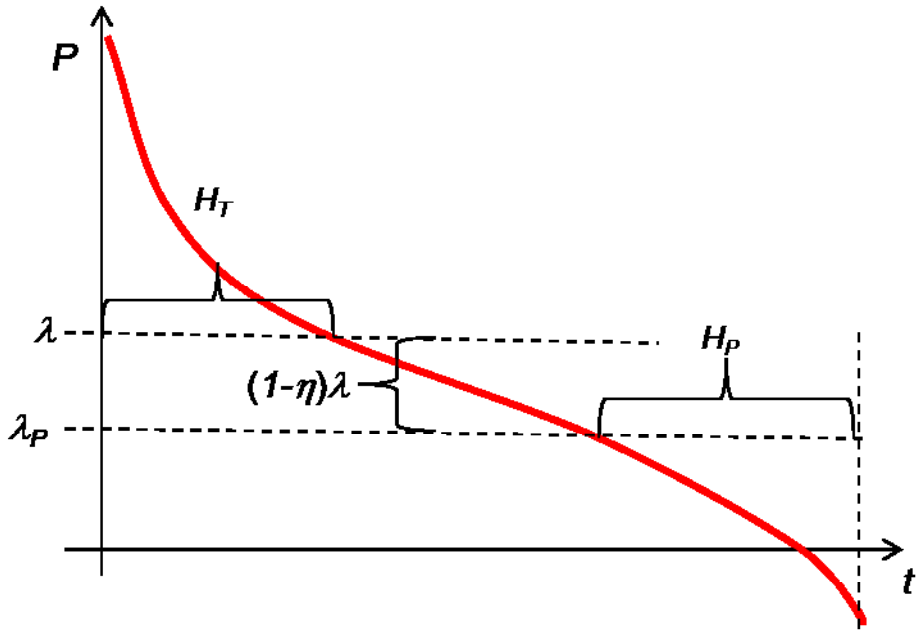


Abbildung 10: Ermittlung des Grenzpreises für Pumpspeicher

Ziel ist es, die Betriebsstunden H_P und H_T von Pumpe und Turbine sowie die zugehörigen Schattenpreise λ_P und λ so zu bestimmen, dass die folgenden Bedingungen erfüllt sind. Dabei bezeichnet G die Preisdauerlinie für den betrachteten Tag, K_P und K_T die elektrische Leistung von Pumpe und Turbine.

Bedingungen aus der Preisdauerlinie

$$\lambda_P = D(T - H_P)$$

$$\lambda \quad = D(H_T)$$

Bedingung aus der Energieumwandlung:

$$\eta \cdot H_P \cdot K_P = H_T \cdot K_T$$

Bedingung der ökonomischen Effizienz:

$$\lambda_P = \eta \cdot \lambda$$

Wenn Netzentgelte in Höhe von c_{NNE} beim Pumpen zu berücksichtigen sind, so ändert sich diese Bedingung in:

$$\lambda_P + c_{NNE} = \eta \cdot \lambda$$

Für die Ermittlung kann iterativ wie folgt vorgegangen werden:

1. Zu H_T wird zugehöriges λ aus Dauerlinie bestimmt.
2. Aus der Energieumwandlungsbedingung wird dazu passend H_P ermittelt.
3. Zu $H_P$erfolgt wiederum aus der Dauerlinie die Bestimmung von λ_P.
4. Solange $\lambda_P < \eta \cdot \lambda$ bzw. $\lambda_P + c_{NNE} < \eta \cdot \lambda$ wird H_T erhöht und wieder bei Schritt 1 fortgefahren.
5. Sonst wird H_T wieder eins zurückgesetzt bzw. der optimale Schattenpreis wird durch Interpolation bestimmt.

A.2 Charakteristika der Preisdifferenzen Intraday

Datenbasis: Intraday-Preise im Zeitraum 1.1.2015 bis 31.5.2015

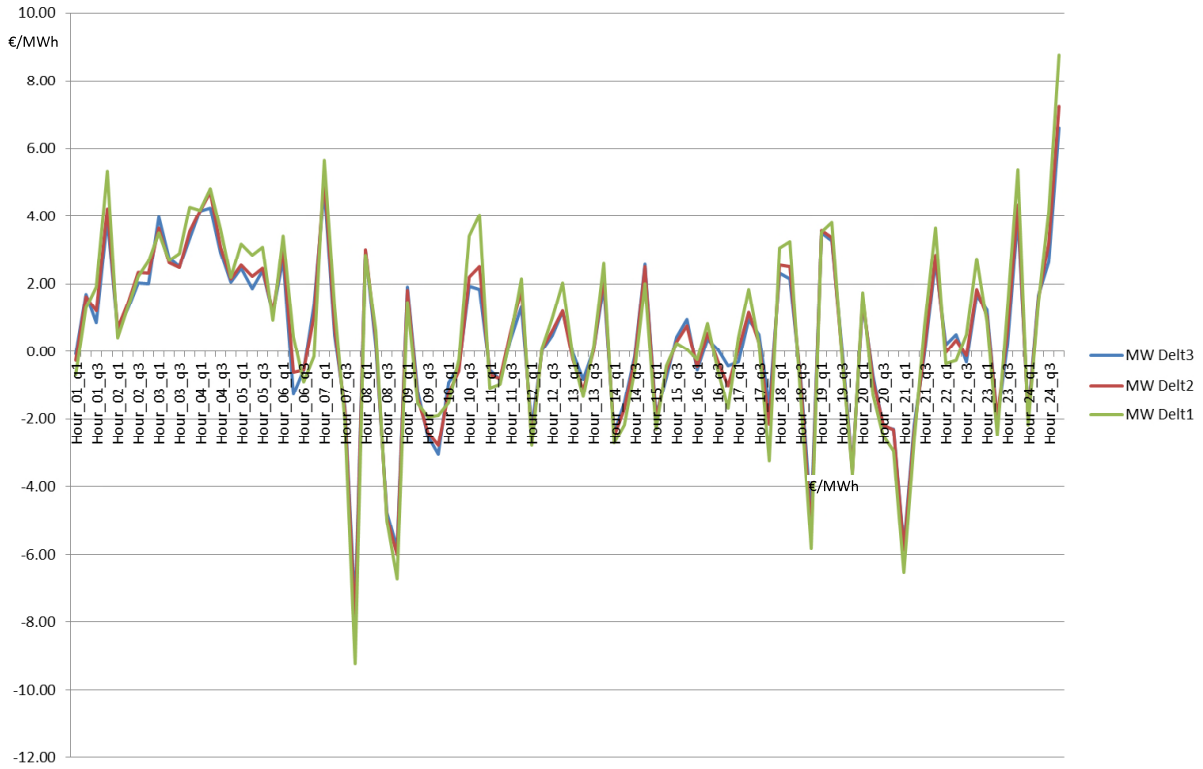


Abbildung 11: Mittelwert der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen vor Gate Closure und Intraday-Viertelstundenpreisen bei der Eröffnungsauktion

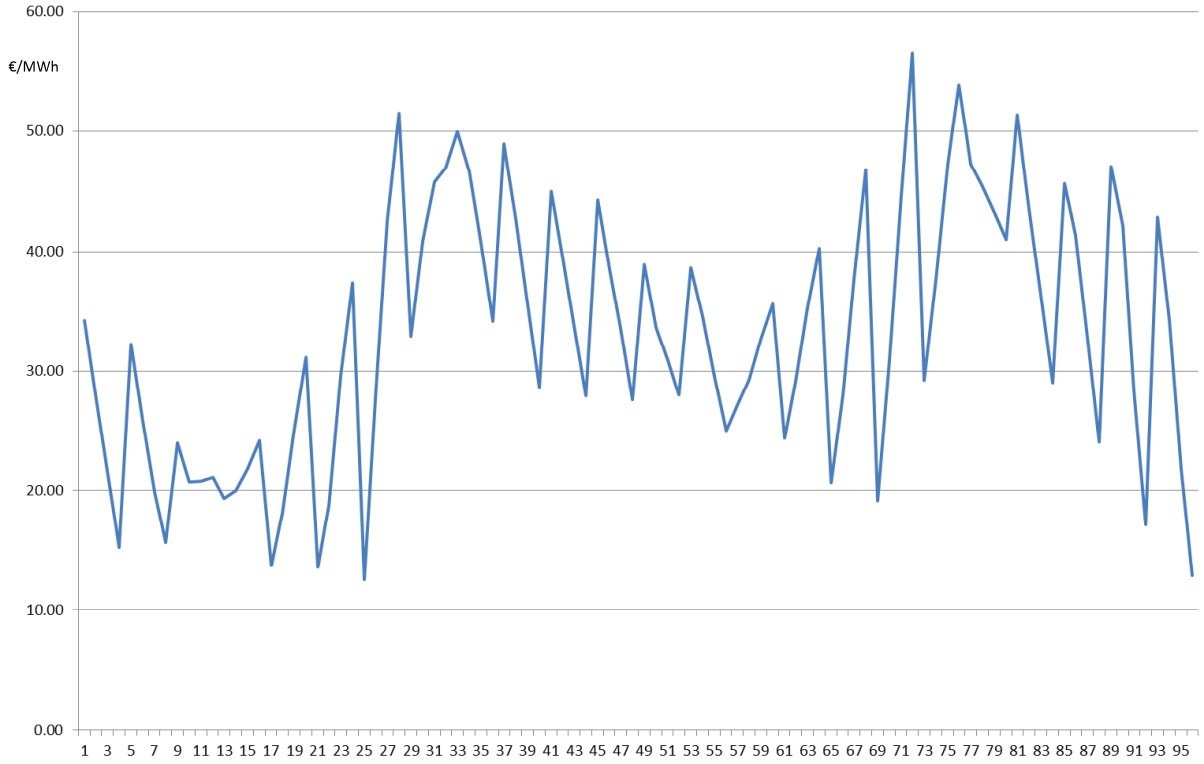


Abbildung 12: Mittelwerte der Intraday-Viertelstundenpreisen an Werktagen bei der Eröffnungsauktion

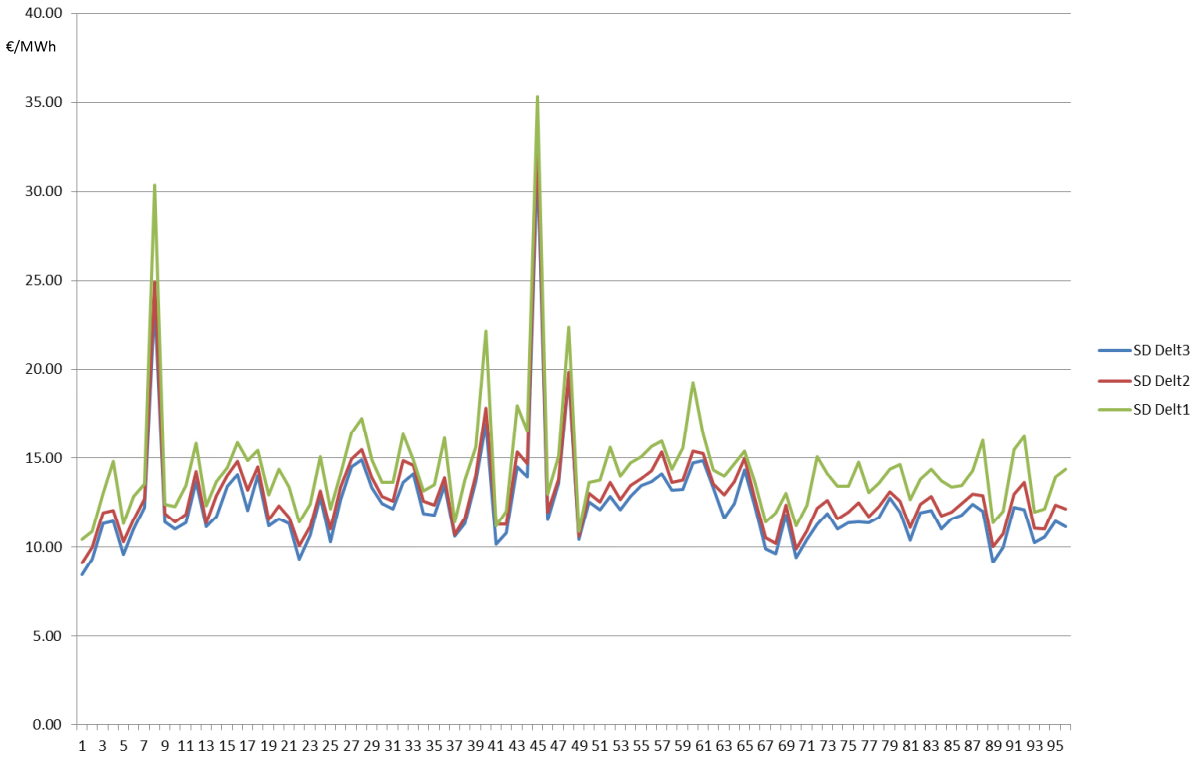


Abbildung 13: Standardabweichung der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen vor Gate Closure und Intraday-Viertelstundenpreisen bei der Eröffnungsauktion

A.3 Charakteristika der Preisdifferenzen zwischen Intraday- und Day-ahead-Preis

Datenbasis: Intraday-Preise und Day-ahead-Preise im Zeitraum 1.1.2014 bis 31.5.2015

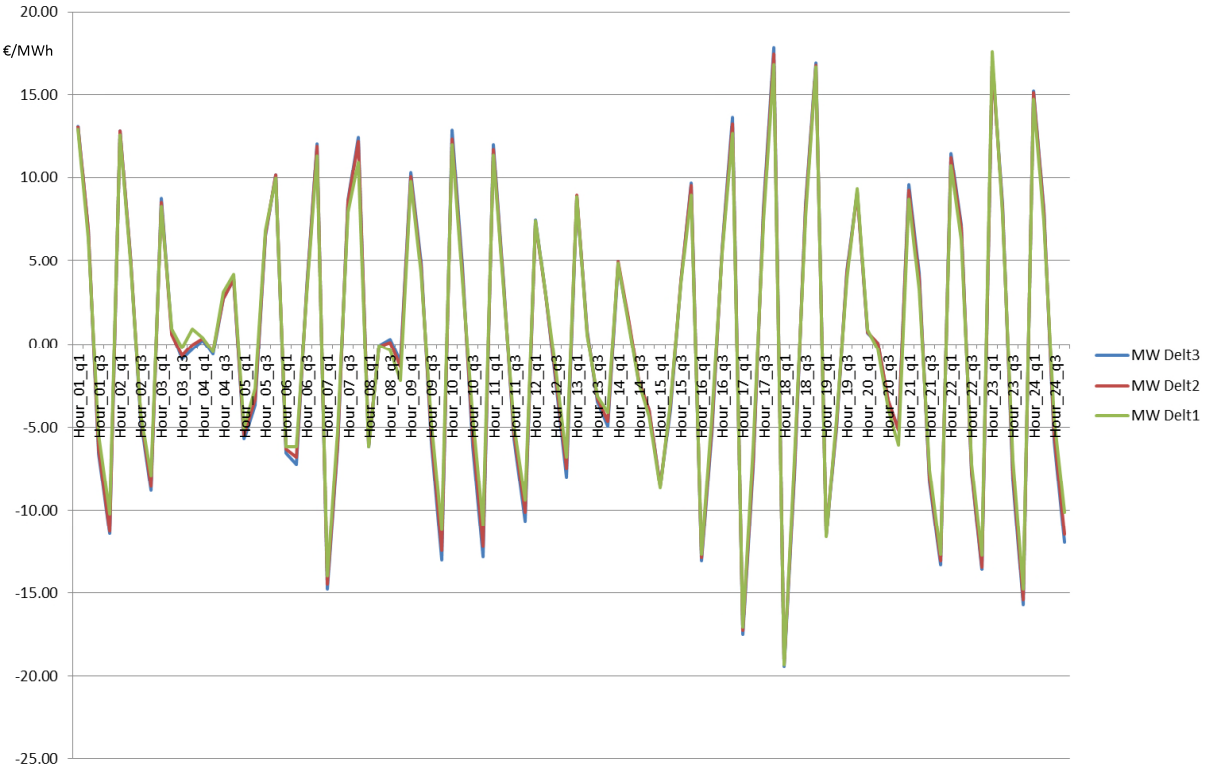


Abbildung 14: Erwartungswert der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen und Day-Ahead-Stundenpreisen

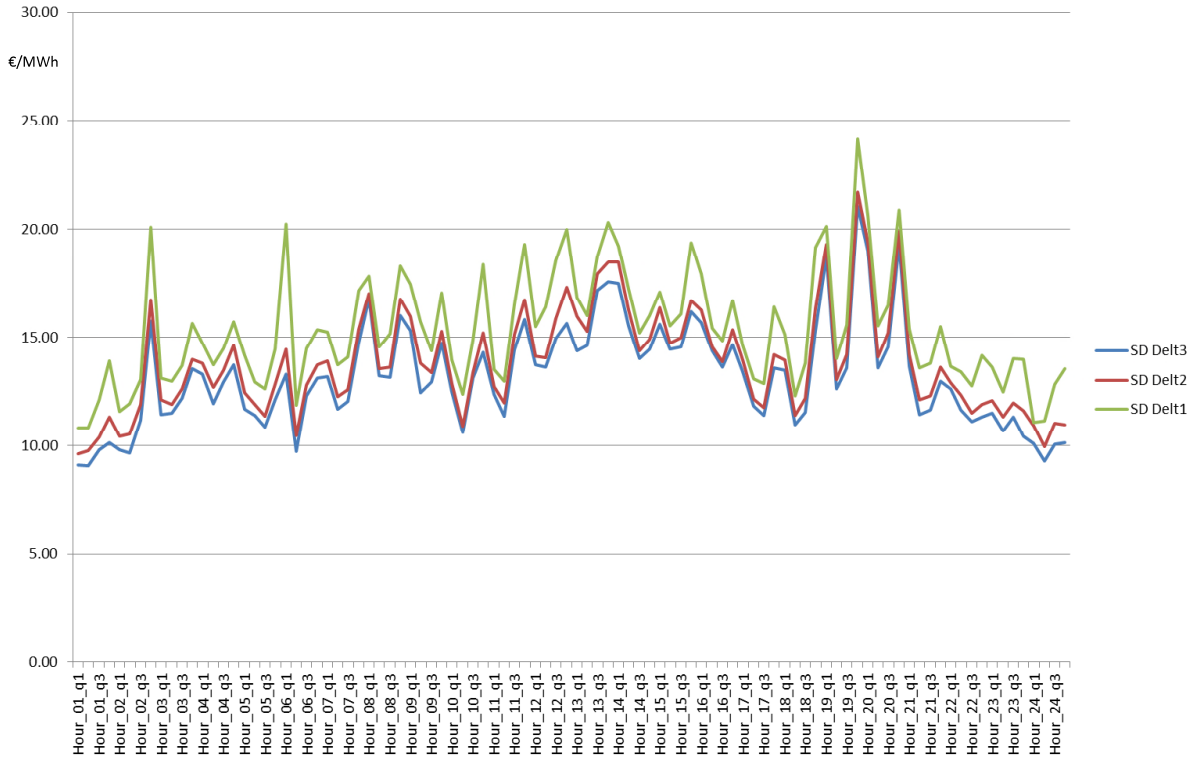


Abbildung 15: Standardabweichung der Differenz zwischen Intraday-Viertelstundenpreisen und Day-Ahead-Stundenpreisen

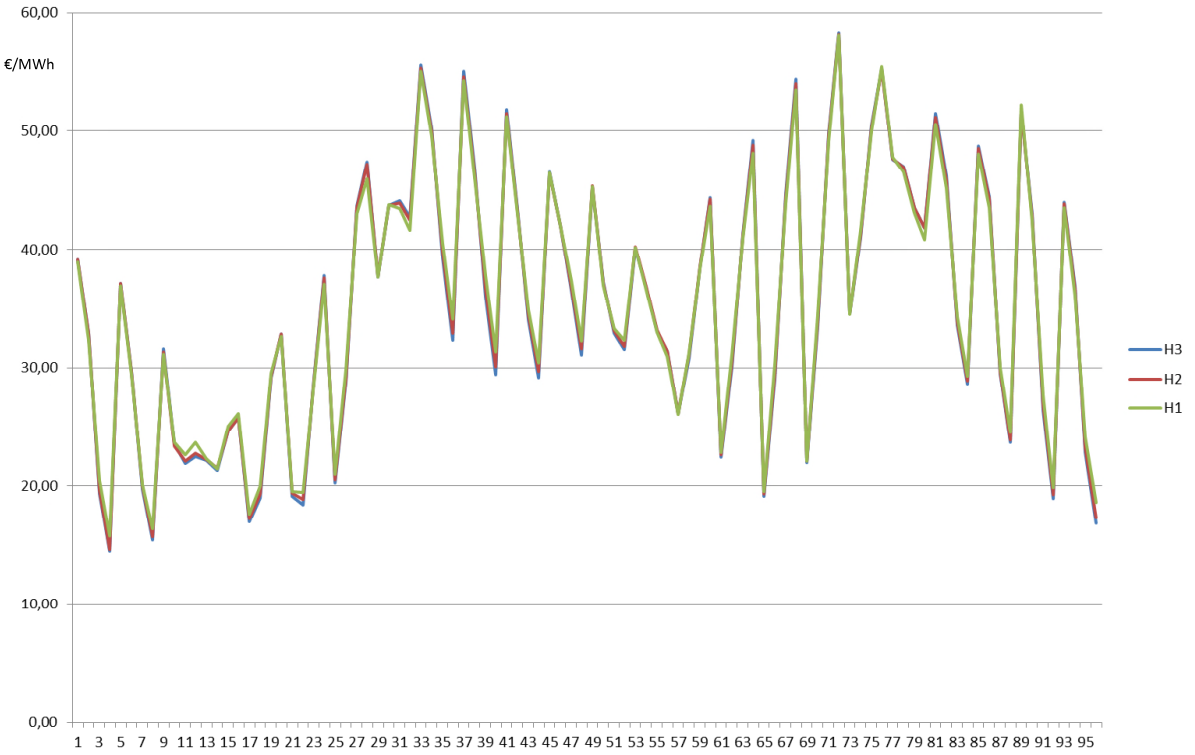


Abbildung 16: Mittelwerte der Intraday-Viertelstundenpreisen an Werktagen

Quellenverzeichnis

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010

BNetzA (2015): Redispatch. Stand 28.7.2015. s. http://www.bundesnetzagentur.de/DE /Sachgebiete /ElektrizitaetundGas/Unternehmen_ Institutionen/Versorgungssicherheit /Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch /redispatch-node.html

Bellenbaum J., M. Bucksteeg, T. Kallabis, C. Weber (2014): Intra-day cross-zonal capacity pricing. Study on behalf of Ofgem. Verfügbar unter: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/91663/udereportonintradaycross-zonalcapacitypricing.pdf

Fama, E. (1979): Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. In: Journal of Finance 25, pp. 383-417.

Hull J. C. (2014): Options Futures and Other Derivatives. 9th ed. Prentice Hall.

Huisman, R., R. Mahieu (2003): Regime jumps in electricity prices. In: Energy Economics 25, pp. 425-434.

Pape, C. (2015): Viertelstundenhandel im deutschen Spotmarkt - Empirische Ergebnisse und Perspektiven. Vortrag auf der E-World 2015, Workshop Aktuelle Fragen des Portfolio- und Risikomanagement.

Steffen, B., C. Weber (2015): Optimal operation of pumped-hydro storage plants with continuous time-varying power prices. EWL Working Paper Universität Duisburg-Essen

Tseng, C. L., G. Barz (2002): Short - Term Generation Asset Valuation: A Real Options Approach. In: Operations Research 50, pp 297 - 310.

Weber, C. (2005): Uncertainty in the Power Industry. Methods and Models for Decision Support. Springer.