

Spannungsfeld: Stromversorgung .vs. Stromhandel: Herausforderungen für das Management

White Paper

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche,
Gido Haarbrücker, Claus Liebenberger, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

29. August 2020

Würdigung: Die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die *innosuisse* mitunterstützt wurde.

1	Management Summary	3
2	Einführung und Motivation	7
3	Strombörsen: Spotprodukte und Futures	9
	3.1 Spot-Märkte.....	9
	3.2 Futures-Märkte.....	13
	3.3 Zusammenfassung.....	18
4	OTC-Handel mit Energiederivaten	19
	4.1 Forwards.....	19
	4.2 Stündliche Preis-Forward Kurve (HPFC) und ihre Unschärfe.....	25
	4.3 Energiederivate innerhalb der Bewertungshierarchie.....	30
5	Erkenntnisse aus den Finanzberichten Alpiq, Axpo und BKW (2017-2019)	32
	5.1 <i>Alpiq</i> (2017-2019).....	35
	5.2 <i>Axpo</i> (2017-2019).....	36
	5.3 <i>BKW</i> (2017-2019).....	38
	5.4 Zusammenfassung.....	39
6	Stromhandel als Drehscheibe zwischen Produktion und Vertrieb	40
	6.1 Bewirtschaftung von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken.....	41
	6.2 Vermarktung von Erneuerbaren Energien.....	45
	6.3 Absicherungsstrategien.....	48
	6.4 Vertriebsportfolien.....	50
	6.5 Zusammenfassung.....	52
7	Abgrenzung: Asset-backed Trading und spekulativer Eigenhandel	54
	7.1 Cases: <i>Alpiq, Axpo</i> und <i>BKW</i> (2009-2018).....	54
	7.2 Verständnis.....	61
	7.3 Zusammenfassung.....	67
8	Schlussfolgerungen	69
9	Quellenverweise	74

1 *Management Summary*

Mit der Liberalisierung hat der Stromhandel für die Stromversorgung eine zentrale Verantwortung übernommen. Unter Nutzung der Opportunitäten an Strombörsen und OTC-Handelsplattformen obliegt dem Stromhandel sowohl die Vermarktung und Absicherung der Stromproduktion wie auch die Eindeckung von Stromlieferverträgen mit Industrie, Gewerbe und Haushaltskunden. Die Stromhändler stehen vor der Herausforderung, sowohl Volumen- und Preisrisiken zu bewirtschaften. Während Stromhändler sehr vertraut sind mit den Preisen an Börsen und OTC-Handelsplätzen, sind die Verantwortlichen in der Produktion sehr vertraut mit der technischen Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten und des entsprechenden Produktionsvolumen. Die Mitarbeiter des Vertriebs haben eine Kundenbeziehung aufgebaut und können ihrerseits gut abschätzen, welche Dienstleistungen dem Stromkunden wichtig sind, um Vertragsabschlüsse zu erzielen. Wir erkennen, dass Stromhandel quasi als Drehscheibe fungiert, und damit eine effiziente und unbelastete Kommunikation zu Geschäftseinheiten Produktion und Vertrieb eine wichtige Basis darstellt, um gemeinsam im steigenden Wettbewerb erfolgreich zu bestehen.

Die Wertschöpfung der Drehscheibe Stromhandel definiert sich aus der Bewirtschaftung der Volumen- und Preisrisiken, die im Zusammenhang mit der Stromproduktion und dem Vertriebsportfolio entstehen. Den Kraftwerkseinsatz gilt es optimal auf die kurzfristigen Preis- und Volumenschwankungen auszurichten. Die inhärenten Volatilitäten der Preise und Volumina lassen sich durch adäquate Handelsstrategien monetarisieren. Diese stellen zusätzlich Erlöse zum Marktwert der physischen Lieferung dar. Für den Vertrieb übernimmt der Stromhandel Risiken, die im Zusammenhang mit der zugesicherten Stromlieferung entstehen. Für den Stromhandel gilt es jene Eindeckungsstrategien umzusetzen, die konkurrenzfähige Risikoprämien für die kontrahierten Stromlieferungen nach sich ziehen. Diese Risikoprämien werden den Endkunden weiterverrechnet.

Wir erkennen, dass die Drehscheibe Stromhandel für die Geschäftseinheiten Produktion und Vertrieb die Risiken bewirtschaftet und damit Erlöse generiert. Der Marktwert der physischen Lieferung dient als interner Verrechnungspreis, der die Erlöse der Geschäftseinheit Produktion definiert. Analog wird der Marktpreis des Eindeckungsportfolios plus Risikoaufschläge für die Vertriebsportfolien dem Vertrieb und in direkter Folge dem Endkunden verrechnet.

Zusätzlich wird dem Stromhandel noch gewährt, spekulativen Eigenhandel zu betreiben. Wird eine Lieferung im Spot- oder Forward-Märkten ohne Bezug zu verfügbare Kapazitäten, Produktion oder physischen Stromlieferungen geöffnet, was unter spekulativen Eigenhandel fällt, so muss diese vor Ende der Handelbarkeit dieses Lieferprodukts wieder geschlossen werden. Damit besteht für spekulative Handelsgeschäfte das finanzielle Risiko, die Position zu überhöhten bzw. zu billigen Preisen wieder schliessen zu müssen.

Die Bewirtschaftung der Risiken für Produktion und Vertrieb erfolgt innerhalb des Stromhandels im Rahmen des Asset-backed Trading. Handelsgeschäfte, die sich auf physische Kapazitäten bzw. auf physische Lieferungen oder Beschaffungen beziehen, sind dem Asset-backed Trading zuzuordnen.

Das Spannungsfeld öffnet sich gegenüber der Geschäftseinheit Produktion, sollte der Stromhandel die internen Verrechnungspreise für die Produktion zu tief ansetzen und damit das Wertschöpfungspotenzial der Kraftwerke nicht adäquat abbilden. Gegenüber der

Geschäftseinheit Vertrieb öffnet sich das Spannungsfeld, sollte der Stromhandel zu hohe Risikoaufschläge für die Eindeckung der Stromlieferungen an den Vertrieb und in Folge an die Endkunden verrechnen, und damit nicht adäquat dem Diversifikationspotenzial des Vertriebsportfolios Rechnung tragen. *In extremis* können Verluste im spekulativen Handel mit positiven Deckungsbeiträgen aus dem Asset-backed Trading finanziert werden, sollte keine klare Abgrenzung zwischen Asset-backed Trading und spekulativem Eigenhandel vorgenommen werden.

Unter Verwendung der historischen Marktdaten und auf Basis der in den Finanzberichten ausgewiesenen Produktionsvolumina der drei grossen Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* haben wir aus den Bruttogeldflüssen der Energiederivate und ihrer Fälligkeitsstruktur den jeweiligen Anteil an spekulativem Eigenhandel abgeschätzt. Für *Alpiq* erhalten wir ein Volumen im spekulativen Eigenhandel, das in etwa dem 20-24 fachen der jährlichen Produktion entspricht, für *Axpo* erhalten wir ca. das 12-16 fache ihrer jährlichen Produktion, und für *BKW* ca. das 8-10 fache.

Die grossen drei Schweizer Stromproduzenten bilanzieren ihre Energiederivate fast ausschliesslich als Level 2 Fair Values. Aus den Finanzberichten entnehmen wir, dass diese Level-2 Energiederivate mit arbitragefreien Preiskurven bewertet werden. Da der Strommarkt im Sinne der Finanzmarkttheorie unvollständig ist, bedeutet dies, dass es mehrere arbitragefreie Preiskurven gibt, die für ein Level-2 Energierivat zu unterschiedlichen Fair Values führen. Damit besteht eine Ambiguität in der Bilanzierung von Level-2 Energiederivaten, die sich unmittelbar auf die Bilanzposition Energiederivate überträgt, und damit zu einer Überschätzung des ausgewiesenen Eigenkapitals führen kann.

Weiter halten wir fest, dass diese Ambiguität in den Level 2 Fair Values zu Accounting Inkonsistenzen über zwei oder mehrere Gegenparteien führen kann: nehmen wir an, zwei Vertragsparteien A (Käufer) und B (Verkäufer) hätten via einem OTC-Handelsgeschäft ein Level-2-Energierivat geöffnet zu einem Preis von 37 EUR/MWh. Die Bewertung mittels zweier unterschiedlicher, aber arbitragefreier Preiskurven führe zu zwei unterschiedlichen Fair Values in Höhe von 35 EUR/MWh und 40 EUR/MWh. Der Käufer (A) dieses Level-2-Energierivats verwendet jene arbitragefreie Preiskurve, die für den Bilanzstichtag einen Fair Value von 40 EUR/MWh ausweist. Als Folge bilanziert diese Vertragspartei (A) per Bilanzstichtag einen positiven Wiederbeschaffungswert von 3 EUR/MWh. Der Verkäufer (B) dieses Level-2-Energierivats verwendet hingegen jene arbitragefreie Preiskurve, die für den Bilanzstichtag einen Fair Value von 34 EUR/MWh ausweist. Als Folge bilanziert auch diese Vertragspartei (B) das offene Handelsgeschäft mit einem positiven Wiederbeschaffungswert von 2 EUR/MWh. Damit bilanzieren beide Gegenparteien für ein und dasselbe Handelsgeschäft per Bilanzstichtag positive Wiederbeschaffungswerte. Das bedeutet, dass offene Handelsgeschäfte mit Level-2 Energiederivaten von beiden Vertragsparteien per Bilanzstichtag als Vermögen bilanziert werden können. Die Bilanzen dieser Vertragsparteien weisen somit Inkonsistenzen in den Vermögenswerten aus. Dies führt unmittelbar zu einer Überschätzung zumindest eines der beiden ausgewiesenen Eigenkapitalien.

Für die Jahre 2017 – 2019 erhalten wir auf Basis der bilanzierten Energiederivate für *Alpiq* eine mögliche Überschätzung ihres ausgewiesenen Eigenkapitals in Höhe von 12% - 25%, für das von *Axpo* ausgewiesene Eigenkapital eine mögliche Überschätzung von 12 – 38% und für das von *BKW* ausgewiesene Eigenkapital eine mögliche Überschätzung von 4-8%.

In den letzten 10 Jahren wurden in der Europäischen Stromwirtschaft teilweise massive Wertberichtigungen vorgenommen, die zu einem Einbruch des Eigenkapitals um bis zu 30% geführt haben. Im Zuge der politischen Diskussion zur Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft beschäftigen wir uns seit 2017 mit den Finanz- und Geschäftsberichten 2009-2018 der grossen Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*. Wir haben in mehreren Schritten ein Modell entwickelt, das auf Basis der operativen Ergebnisse die Bilanzen mit Fokus auf Stromhandel analysiert.

Wir betrachten im Folgenden die Jahre 2009-2018, um Periodeneffekte zu vermeiden. Über die Jahre 2009-2018 betrug das Produktionsvolumen (inkl. Bezugsverträge) von *Alpiq* 238 TWh und jenes von *Axpo* 335 TWh. Gestützt auf deren Finanzberichterstattungen der Jahre 2009-2018 haben *Alpiq* und *Axpo* Wertminderungen in Milliardenhöhe vorgenommen. Um Abschreibungen von den ausserordentlichen Abschreibungen zu unterscheiden, legen wir jene Kenngrösse des BFE in Höhe von 1,25 Rp./kWh zugrunde, die als Schätzung für die ordentlichen Abschreibungen dient. *Alpiq* hat bezogen auf ihre produzierten 238 TWh Abschreibungen von 3,36 Rp./kWh vorgenommen. Die ausserordentlichen Abschreibungen betragen somit 2,11 Rp./kWh. Dies führt für *Alpiq* zu einer Wertminderung in Höhe von gerundet 5,0 Mia. über den Zeitraum 2009-2018. *Axpo* hat bezogen auf ihre Gesamtproduktion von 335 TWh 2.15 Rp./kWh abgeschrieben. Dies führt zu einer ausserordentlichen Abschreibung von 0,9 Rp./kWh und damit zu einer Wertminderung von gerundet Mia. 3,0. Ergänzend sei noch erwähnt, dass in diesem Zeitraum *Alpiq* Rückstellungen in Höhe von Mia. 0,9 und *Axpo* in Höhe von Mia. 3,1 vorgenommen hat.

Im Vergleich zu *Alpiq* und *Axpo* betrug das Produktionsvolumen von *BKW* 114 TWh. Über den Zeitraum 2009-2018 hat *BKW* durchschnittlich 1,10 Rp./kWh abgeschrieben, was zu einer Wertschöpfung von 0,15 Rp./kWh führt. Dies entspricht über den Zeitraum 2009-2018 einer gesamten Wertschöpfung für *BKW* in Höhe von gerundet Mio. 175. *BKW* hat im Jahr 2013 Abschreibungen in Höhe von 3,57 Rp./kWh vorgenommen, und damit einmalig eine ausserordentliche Abschreibung in Höhe von 2,52 Rp./kWh getätigt. Im Durchschnitt über alle 10 Jahre 2009-2018 wurde dies aber wieder mehr als kompensiert. *BKW* hat im selben Zeitraum Rückstellungen in Höhe von Mio. 774 vorgenommen.

Um das Spannungsfeld zwischen Stromversorgung und Stromhandel aufzuzeigen, analysierten wir den Beitrag des Stromhandels zum gesamt ausgewiesenen EBIT von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* über die Jahre 2009-2018. Mit Blick auf die hohen Abschreibungsbeträge bei *Axpo* und *Alpiq* haben wir gestützt auf Kenngrössen des BFE für *Alpiq* die ausserordentlichen Abschreibungen in Höhe von Mia. 5,0 quantifiziert, und für *Axpo* in Höhe von Mia. 3,0. In Folge entlasten wir für *Alpiq* und *Axpo* den EBIT um diese ausserordentlichen Abschreibungen.

Strukturell definieren wir den EBIT der Geschäftseinheit Stromhandel aus der Summe des Absicherungserfolgs, des Asset-backed Trading und des spekulativen Eigenhandels. Der mit den realen Produktionsfahrplänen realisierte Erlös wurde aus Marktdaten und gestützt auf einschlägige Dokumente des BFE geschätzt. Diese Schätzung wird für den internen Verrechnungspreis gegenüber der Geschäftseinheit Produktion verwendet. In unseren Arbeiten wird der Absicherungserfolg sowie der Marktwert der Produktionsfahrpläne für jedes Geschäftsjahr getrennt nach den beiden Bilanzstichtagen 30. September und 31. Dezember dokumentiert. Das Erlöspotenzial aus dem Asset-backed Trading haben wir anhand eigener Modelle geschätzt, für das Erlöspotenzial aus Systemdienstleistungen stützen

wir uns auf einschlägige Dokumente des BFE sowie auf die Jahresrechnungen von *Swissgrid*. Diese Erlöspotenziale sind ebenfalls für jedes Geschäftsjahr getrennt nach den beiden Bilanzstichtagen 30. September und 31. Dezember dokumentiert.

Den Erfolg aus spekulativem Eigenhandel haben wir für jedes Geschäftsjahr als residuale Grösse aus dem um die ausserordentlichen Abschreibungen entlasteten EBIT abgeleitet: entlasteter EBIT aus Stromhandel abzüglich Absicherungserfolg, abzüglich Erlöspotenzial Asset-backed Trading ergibt den Erfolg aus spekulativem Eigenhandel. Über den Zeitraum 2009-2018 schätzen wir für *Alpiq* auf Basis des um Mia 5.0 entlasteten EBIT einen Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF Mia. 1,1. Über denselben Zeitraum erhalten wir für *Axpo* auf Basis des um Mia. 3,0 entlasteten EBIT einen Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF Mia. 4,6.

Für *BKW* schätzen wir den Verlust im spekulativen Eigenhandel auf CHF Mia. 1,7. Diese Schätzung erhalten wir auf Basis des über die Jahre 2009-2018 realisierten EBIT der *BKW*. Da von *BKW* über diesen Zeitraum *de facto* keine ausserordentlichen Abschreibungen vorgenommen wurden, sehen wir auch keine Notwendigkeit, eine Entlastung des EBIT vorzunehmen.

Anhand der geschätzten Verluste im spekulativen Eigenhandel und der im Rahmen der Segmentberichterstattung publizierten EBIT Zahlen schliessen wir, dass im Zeitraum 2009 – 2018 eine Quersubventionierung des spekulativen Handels durch das Asset-backed Trading stattgefunden hat.

Die Ursachen für diese Verluste sehen wir zum einen in den Ambiguitäten bei der Bestimmung der Level-2 Fair Values von Energiederivaten im OTC-Handel sowie in einer unzureichenden Abgrenzung zwischen Handelsgeschäften des Asset-backed Trading und dem spekulativen Eigenhandel. Wir verstehen Kraftwerke als «Dividendenpapiere», die nebst dem Marktwert für den Produktionsfahrplan über Asset-backed Trading zusätzlich «Dividenden» generieren. In unseren Ausführungen netten wir diese «Asset-Dividenden» weder mit Risikokapital noch mit allfälligen Verlusten im Eigenhandel. Der spekulative Eigenhandel ist aus unserer Sicht von Asset-backed Trading zu trennen, um gewährleisten zu können, dass keine Verrechnung bzw. kein Netting der «Asset-Dividenden» mit dem «Risikokapital» oder «allfälligen Verlusten im Eigenhandel» stattfindet, und in Folge keine falschen Anreize entstehen.

Die Revision des StromVG soll eine wirtschaftlich effiziente Stromversorgung gewährleisten. Dieses Ziel erfordert die Einbeziehung des vollständigen Erlöspotenzial aus dem Stromhandel. Um diese wirtschaftliche Effizienz sicherzustellen, muss aus unserer Sicht eine Quersubventionierung des spekulativen Eigenhandel durch das Asset-backed-Trading ausgeschlossen werden.

2 Einführung und Motivation

Mit der Liberalisierung hat der Stromhandel für die Stromversorgung eine zentrale Verantwortung übernommen. Unter Nutzung der Opportunitäten an Strombörsen und OTC-Handelsplattformen obliegt dem Stromhandel sowohl die Vermarktung und Absicherung der Stromproduktion wie auch die Eindeckung von Stromlieferverträgen mit Industrie, Gewerbe und Haushaltskunden. Die Stromhändler stehen vor der Herausforderung sowohl Volumen- und Preisrisiken zu bewirtschaften.

Die Wertschöpfung der Drehscheibe Stromhandel definiert sich aus der Bewirtschaftung der Volumen- und Preisrisiken, die im Zusammenhang mit der Stromproduktion und dem Vertriebsportfolio entstehen. Den Kraftwerkseinsatz gilt es optimal auf die kurzfristigen Preis- und Volumenschwankungen auszurichten. Die inhärenten Volatilitäten der Preise und Volumina lassen sich durch adäquate Handelsstrategien monetarisieren. Diese stellen zusätzlich Erlöse zum Marktwert der physischen Lieferung dar. Für den Vertrieb übernimmt der Stromhandel Risiken, die im Zusammenhang mit der zugesicherten Stromlieferung entstehen. Für den Stromhandel gilt es jene Eindeckungsstrategien umzusetzen, die konkurrenzfähige Risikoprämien für die kontrahierten Stromlieferungen nach sich ziehen.

Wir erkennen, dass die Drehscheibe Stromhandel für die Geschäftseinheiten Produktion und Vertrieb die Risiken bewirtschaftet und damit Erlöse generiert. Der Marktwert der physischen Lieferung dient als interner Verrechnungspreis, der die Erlöse der Geschäftseinheit Produktion definiert. Analog wird der Marktpreis des Eindeckungsportfolios plus Risikoaufschläge für die Vertriebsportfolien dem Vertrieb und in direkter Folge dem Endkunden verrechnet. Die Bewirtschaftung der Preis- und Volumenrisiken für Produktion und Vertrieb erfolgt innerhalb des Stromhandels im Rahmen des Asset-backed Trading.

Zusätzlich wird dem Stromhandel noch gewährt, spekulativen Eigenhandel zu betreiben. Wird eine Lieferung im Spot- oder Forward-Märkten ohne Bezug zu verfügbare Kapazitäten, Produktion oder physischen Stromlieferungen geöffnet, was unter spekulativen Eigenhandel fällt, so muss diese vor Ende der Handelbarkeit dieses Lieferprodukts wieder geschlossen werden. Damit besteht für spekulative Handelsgeschäfte das finanzielle Risiko, die Position zu überhöhten bzw. zu billigen Preisen wieder schliessen zu müssen.

In den letzten 10 Jahren wurden in der Europäischen Stromwirtschaft teilweise massive Wertberichtigungen vorgenommen, die zu einem Einbruch des Eigenkapitals um bis zu 30% geführt haben. Mit der Weiterentwicklung der Börsenplätze und OTC-Handelsplattformen stiegen einerseits sukzessive die Opportunitäten für die Stromhändler, andererseits führte der kontinuierliche Preisverfall in den Jahren 2009-2016 zu Erlöseinbrüchen für die Produktion. Im Zuge der politischen Diskussion zur Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft beschäftigen wir uns seit 2017 mit den Finanz- und Geschäftsberichten 2009-2018 der grossen Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*. Wir haben die Konzernrechnungen auf ihren Informationsgehalt bezüglich Abbildung von Performance und Risiko der Geschäftsaktivitäten im Handel untersucht.

In dieser Arbeit stellen wir unsere Erkenntnisse für die ersten 10 Jahre der Teilliberalisierung 2009-2018 zur Diskussion. Aufbau und Struktur dokumentieren unser Verständnis für die relevanten Zusammenhänge im Stromhandel und die daraus gewonnenen Erkenntnisse. Wir thematisieren im dritten Abschnitt den Börsenhandel an den Spot- und Futures-Märkten. Im Vordergrund steht die Handelbarkeit von Stromlieferungen an den Börsenplätzen und ihre

Preisbildung. Börsenplätze definieren jene Stromlieferungen, deren Fair Value eindeutig bestimmt sind.

Anhand der an Börsen handelbarer Produkte lassen sich jene Stromlieferungen des OTC-Handels (Abschnitt 4) abgrenzen, die aufgrund Ambiguitäten in der Bestimmung von Preiskurven Bewertungsspielräume offen lassen. Diese Bewertungsspielräume führen zu Unschärfen in der Bilanzierung von Energiederivaten und in direkter Folge zu möglichen Überschätzungen des Eigenkapitals.

In Abschnitt 5 reflektieren wir die Finanzberichte 2017-2019 der drei grossen Schweizer Stromproduzenten in Bezug auf ihre aktive Steuerung der Bilanzposition mittels OTC-Handelsgeschäften und quantifizieren die Unschärfen im ausgewiesenen Eigenkapital.

Abschnitt 6 zeigt das Spannungsfeld anhand verschiedener Problemstellungen auf, innerhalb der der Stromhandel als Drehscheibe zwischen Produktion und Vertrieb die inhärenten Preis- und Volumenrisiken zu bewirtschaften hat.

Abschnitt 7 widmet sich der Abgrenzung zwischen Asset-backed Trading und spekulativem Eigenhandel und stellen unser Verständnis zur Diskussion. Gestützt auf den publizierten Finanzberichten [3,4,5] schätzen wir die Erfolgsbeiträge aus dem spekulativen Eigenhandel von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*. Wir fassen für die Bestimmung der ausserordentlichen Abschreibungen den gesamten Zeitraum von 2009-2018 zusammen, um Periodeneffekte zu eliminieren.

Strukturell definieren wir den Erfolg des Energiehandels aus der Summe des Absicherungserfolgs, des realisierten Marktwerts der Produktion, des Asset-backed Trading und des spekulativen Eigenhandels. In unseren Analysen [11] wird der Absicherungserfolg, der Marktwert der Stromproduktion sowie das geschätzte Erlöspotenzial für Asset-backed Trading für jedes Geschäftsjahr getrennt nach den Bilanzstichtagen 30. September (für *Axpo*) und 31. Dezember (für *Alpiq* und *BKW*) dokumentiert. Das Erlöspotenzial aus dem Asset-backed Trading haben wir anhand eigener Modelle [9,11] geschätzt, für das Erlöspotenzial aus Systemdienstleistungen beziehen wir uns auf einschlägige Dokument des BFE [2] sowie auf die Jahresrechnungen von Swissgrid [6].

Den Erfolg des spekulativen Eigenhandels bestimmen wir für *Alpiq* und *Axpo* als residuale Grösse aus den um die ausserordentlichen Abschreibungen entlasteten EBIT, der gemäss Finanzberichten aus dem ausgewiesenen EBIT berechnet wurde. In Folge haben wir für *Alpiq* und *Axpo* ihren ausgewiesenen EBIT um die ausserordentlichen Abschreibungen der Jahre 2009-2018 in Höhe von gesamt Mia. 5,0 und Mia. 3,0 entlastet. Das heisst, das Ergebnis des spekulativen Eigenhandels für *Alpiq* und *Axpo* ist gleich dem entlasteten EBIT abzüglich den Ergebnisbeiträgen aus Absicherung, Asset-backed Trading und fallweise Anteilen aus dem innerem Wert der Kraftwerke.

Da von *BKW* über diesen Zeitraum *de facto* keine ausserordentlichen Abschreibungen vorgenommen wurden, verwenden wir den in den Geschäftsjahren jeweils realisierten EBIT. Das heisst, das Ergebnis des Eigenhandels für *BKW* ist gleich dem realisierten EBIT abzüglich den Ergebnisbeiträgen aus Absicherung, Asset-backed Trading und fallweise Anteilen aus dem innerem Wert der Kraftwerke.

Unsere Schlussfolgerungen in Abschnitt 8 bilden den Abschluss.

3 *Strombörsen: Spotprodukte und Futures*

Börsen stehen allgemein in einem sehr grossen Wettbewerb mit Over-the-Counter (OTC) Plattformen, die gegenüber den Börsen eine hohe Flexibilität in der Ausgestaltung der handelbaren Produkte bieten, dies auf Kosten der Liquidität und der Transparenz was Preisbildung betrifft. Börsen sind auf hinreichend hohe Liquidität angewiesen, um die Kosten für den Handel niedrig zu halten und die Preiseffizienz zu wahren. Unter Preiseffizienz versteht man, dass sämtlich öffentlich verfügbare Information zu einem Handelsprodukt im aktuellen Preis berücksichtigt sind, und sich in der Folge nicht prognostizieren lässt, ob in den nächsten Minuten, Stunden, Tagen etc. der Preis fällt oder steigt.

Wir haben in [30,36] untersucht, wie stark Liquiditätsabfluss in der Schlussauktion Preisverzerrungen nach sich ziehen können. Für die Titel der Schweizer Bluechips wurden je 10% geringere Liquidität Verschiebungen in den Schlusskursen in Höhe von 10-15 bps (1 basis point bp = 0,01%) gemessen. Gehen wir davon aus, dass in den Handelsprodukten für Commodity Strom ein mit geschätzten 75% wesentlich grösserer Anteil an Liquidität über OTC-Handelsformen fliesst, so dürfen wir für Strom-Futures von Preisverzerrungen in Höhe von ca. 100 bp ausgehen, was einer Verzerrung von 1% der Marktpreise entspricht.

Mit der Herausforderung der Strombörsen, hinreichend Liquidität für die handelbaren Produkte sicherzustellen, ist eine hohe Standardisierung der Handelsprodukte verbunden. Für Commodity Strom umfassen die an Spot- und Futures-Börsen handelbaren Produkte standardisierte Lieferperioden in unterschiedlichen Marktgebieten mit unterschiedlicher Fristigkeit und Granularität. In Europa werden die Preise an den Strombörsen in EUR/MW angegeben und repräsentieren den Preis für eine Stromlieferung mit konstanter Leistung von 1 MW über die Dauer 1 Stunde. Die Marktgebiete beziehen sich *grosso modo* auf die einzelnen Staaten in der EU. Dabei ist zu erwähnen, dass Deutschland und Österreich bis September 2018 ein Marktgebiet formten. Die grossen Unterschiede zwischen dem Überangebot im Norden und der grossen Nachfrage im Süden Deutschlands führten jedoch zu einer Teilung der Marktgebiete seit Oktober 2018.

Im Folgenden erklären wir konzeptionell die Strukturen im Handel mit Spotprodukten und Futures an Strombörsen, um den Begriff der *Unvollständigkeit im Stromhandel* und seine Implikationen für Bewirtschaftungsmodelle und für das Risikomanagement von Stromverträgen besser zu verstehen.

3.1 **Spot-Märkte**

Die Lieferung des Commodity Strom ist netzgebunden unter der zusätzlichen Forderung, dass zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Netz sichergestellt sein muss. Diese restriktiven Einschränkungen führen dazu, dass die handelbaren Spotprodukte bereits bei Beginn der Liberalisierung sogenannte *Stundenlieferungen* umfassten. Unter Spotprodukte fallen jene Handelsprodukte, die Lieferperioden für den laufenden und den folgenden Handelstag abdecken. Diese Handelsprodukte charakterisieren Stromlieferungen mit konstanter Leistung über eine Stunde. Pro Tag ergeben sich somit 24 handelbare Stunden-Produkte.

Mit dem Zubau an Neuen Erneuerbaren Energien, insbesondere der Wind-Kraftwerke und Photovoltaik mit ihren stochastischen Einspeisungen und den damit verbundenen starken

Leistungsschwankungen innerhalb einer Stunde, wurde eine Unterteilung der Stunden-Produkte in Viertelstunden-Produkten notwendig. Die Einführung der 96 Viertelstunden-Produkte eines Liefertages hatte noch einen weiteren Nutzen zu Folge: Es liegt in der Natur, dass die PV-Einspeisung an einem sonnigen Vormittag in der ersten Viertelstunde einer Lieferstunde am Vormittag deutlich schwächer ausfällt als in der letzten Viertelstunde dieser Lieferstunde. Bestimmt man die durchschnittliche Einspeisung über diese Lieferstunde, so weist der Handel des entsprechenden Stundenprodukts einen strukturellen Fehler auf, da für die erste Viertelstunde eine Überdeckung vorliegt, während für die letzte Viertelstunde eine Unterdeckung vorliegt. Mit dem Handel von Viertelstundenprodukten besitzt der Händler die Möglichkeit entsprechend der prognostizierten Sonneneinstrahlung die Stromproduktion auch mengenmässig in Viertelstunden Granularität genauer abzubilden. Analoges gilt für die PV-Einspeisung an einem sonnigen Nachmittag, in der die PV-Einspeisung in der ersten Viertelstunde einer Lieferstunde am Nachmittag deutlich stärker ausfällt als in der letzten Viertelstunde dieser Lieferstunde.

Zwischen den 24 Stundenprodukten und den 96 Viertelstunden-Produkten gibt es - unter der Annahme der *Arbitragefreiheit im Spothandel* - eine perfekte Korrelation zwischen den Stundenprodukten und ihren vier Viertelstunden-Produkten. Dies führt dazu, dass zu jedem Handelszeitpunkt der Preis eines Stunden-Produktes dem Durchschnittspreis seiner Viertelstunden-Produkte entsprechen muss, was eine *Arbitragebedingung* definiert.

Um die Liquidität zu bündeln, wird der Spothandel in *Day-Ahead Auktionen (D-A Auktion)* und den *Intraday-Handel (ID-Handel)* unterteilt. Die D-A Auktion liefert in etwa zu Mittag die Preise für die Stunden-Produkte des Folgetages, die die Preise für die stündlichen Stromlieferungen des Folgetages repräsentieren. Nachmittags um ca. 15h00 beginnt der ID-Handel mit einer Eröffnungsauktion gefolgt von einem zeitstetigen Handel für die Stunden-Produkte und Viertelstunden-Produkte des Folgetages.

Day-Ahead Auktionen und ihre Saisonalitäten

Im Rahmen der D-A Auktion werden Kauf- und Verkaufsgebote von Stunden-Produkten und sogenannten *Block-Produkten* im Laufe des Vormittags gesammelt und zusammen verarbeitet. Block-Produkte umfassen jeweils ein standardisiertes Zeitfenster von mehreren Stunden eines Liefertages und dienen primär dazu, Kauf- und Verkaufsgebote effizient den Nachfragestrukturen um die Mittagszeit, Nachmittag, Abend, Nacht und frühen Morgenstunden auszurichten. Die daraus abgeleiteten stündlichen Angebots- und Nachfragekurven definieren die stündlichen Gleichgewichte, die zu stündlichen Markt-Clearing-Preisen und stündlichen Markt-Clearing Volumina führen und gegen Mittag publiziert werden.

Die Stromlieferungen über ausgewählte Zeitfenster eines Liefertages werden auch mit *Qualität* umschrieben. So bezeichnet die Stromlieferung während 8h00-20h00 an einem Werktag die Qualität *Peak* und während 20h00-8h00 zweier aufeinanderfolgende Werktage *off-Peak*. Der Werktag wird also in *Peak* und *off-Peak* Qualitäten geteilt mit Lieferung über je 12h. Bezogen auf ein Wochenende wird eine Stromlieferung mit konstanter Leistung während Samstag 0h00 - Sonntag 24h00 als Qualität *off-Peak* bezeichnet. Legen wir eine Woche zugrunde, so bezeichnet die Qualität *Peak* eine Stromlieferung konstanter Leistung über den Zeitraum 8h00 - 20h00 aller Werktage, womit 60 Stunden der insgesamt 168 Stunden einer Lieferwoche

abgedeckt sind. Diese 60 Stunden werden auch als Peak-Stunden bezeichnet. Bezogen auf eine Lieferwoche repräsentiert die Qualität *off-Peak* eine Stromlieferung konstanter Leistung über die restlichen 108 Stunden einer Woche. Eine Stromlieferung konstanter Leistung über 24 Stunden eines Liefertages bzw. über alle 168 Stunden einer Woche wird mit Qualität *Base* umschrieben. An jenen zwei Sonntagen im Jahr, in denen die Umstellung auf Sommer- und Winter-Zeit erfolgt, weicht die Anzahl der off-Peak Stunden um +/-1 ab.

Wir erkennen, dass Qualität *Base* repliziert werden kann als Summe der Qualitäten *Peak* und *off-Peak*. Damit ergibt sich unter der Annahme der Arbitragefreiheit der Marktpreis für *Base* aus der Summe der Marktpreise für *Peak* und *off-Peak*. Analoges gilt auch für die Markt-Clearing-Preise übriger Block-Produkte, sofern diese eine gegenseitige Replizierbarkeit erlauben.

Man erhält auf diese Weise für jeden Tag 24 Markt-Clearing-Preise und Markt-Clearing Volumina, die sowohl innerhalb eines Tages wie auch innerhalb einer Woche einer Saisonalität unterliegen. Diese Tages- und Wochen-Saisonalitäten werden ausgelöst durch das unterschiedliche Nachfrageverhalten, das sich in den Markt-Clearing-Volumina zeigt. Normiert man den Preisverlauf über einen Tag oder über eine Woche auf den Durchschnittspreis eines Tages oder einer Woche, so resultiert der *Tages-Shape* und *Wochen-Shape*, der die Profile der jeweiligen Preisverläufe zeigt. Daraus lässt sich in Folge auch der Einfluss der vier Jahreszeiten, der Feiertage, der Wochenenden und nicht zuletzt der Einfluss der Werktage Montag-Freitag quantifizieren. Diese Einflüsse fallen über die Europäischen Marktgebiete sehr unterschiedlich aus, weshalb es wichtig ist, die Modellierungen von Spotpreisdynamiken jeweils bezogen auf ein Marktgebiet vorzunehmen. Tages- und Wochen-Shape im Jahresverlauf sind abhängig vom Marktgebiet und massgebend für die Bewirtschaftung von Kraftwerken und Bewertung von Stromlieferverträgen.

Intraday-Handel

Im ID-Handel ist zu beachten, dass der Handel für die Stunden-Produkte und Viertelstunden Produkte jeweils kurz vor Lieferbeginn endet. Dies hat zur Konsequenz, dass für jedes handelbare Produkt der Handel zu unterschiedlichen Zeiten schliesst. Der Handel eines Stunden-Produkts, das sich auf eine Stromlieferung von 20h-21h bezieht, endet um 15min vor Lieferbeginn, also um 19h45. Analog schliesst der Handel für ein Viertelstunden-Produkt, das sich auf eine Stromlieferung von 20h30-20h45 bezieht, um 15min vor Lieferbeginn, also um 20h15. Jene Zeitpunkte, in denen der ID-Handel eines Produkts endet, wird als *Gate-Closure* bezeichnet.

Im Intraday-Handel werden über eine Handelsdauer von bis zu 36 Stunden sehr hohe Preisschwankungen für die Preise der Stunden- und Viertelstunden-Produkte beobachtet. Wir messen bezogen auf die Handelsdauer der einzelnen Produkte Volatilitäten in Höhe von 100-500% [11]. Der Grund dieser hohen Volatilitäten liegt in den grossen Prognoseschwankungen für die stochastischen Einspeisungen der Wind- und Photovoltaik Anlagen. Da sich die Prognosegüte für PV und Windeinspeisungen verbessert, je stärker man sich dem Lieferbeginn nähert, wurden die Gate-Closures in den letzten Jahren sukzessive hin zum Zeitpunkt des Lieferbeginns verschoben. Mit einer besseren Prognose darf man auch davon ausgehen, dass die erforderliche Ausgleichsenergie abnimmt. Um die Ausgleichsenergie zu reduzieren, wurden Gate-Closure der einzelnen Handelsprodukte und ihr Lieferbeginn in den

vergangenen sukzessive angenähert. Aktuell sind es 15 min, die zwischen Gate-Closure und Lieferbeginn liegen.

Eine Ausgleichsenergie kommt zustande, sofern in einer Lieferviertelstunde eines Bilanzkreises sich die Einspeisung und Ausspeisung unterscheiden. Dass im Intraday-Handel auch Opportunitäten für Spekulationen – ausgelöst durch sehr hohe Volatilitäten - genutzt werden, zeigt der Medienbericht [34] vom 22. April 2020, nach dem hohe Börsenpreise riskante Leerverkäufe nach sich gezogen hätten, in der Erwartung, dass die Regelenergie billiger ausfallen würde. Es erfolgte durch den zuständigen Regulator eine Anpassung des Berechnungsmodells für den Preis der Ausgleichsenergie, der Anreize für Spekulationsgeschäfte unterbindet, in dem die Preise für die Ausgleichsenergie zwingend grösser sind als die Börsenpreise für Viertelstunden-Lieferung [35].

Die Börsenpreise der insgesamt 120 handelbaren Produkte (24 Stunden-Produkte und 96 Viertelstunden-Produkte) werden mit einigen Kenngrössen charakterisiert, die die Intraday-Preisdynamik aussagekräftig umschreiben. Zu diesen Kenngrössen zählen insbesondere der Durchschnittspreis, der volumengewichtete Durchschnittspreis, sowie die Durchschnittspreise über die letzten 1,2,3 bzw. 6 Stunden bis zur Gate-Closure. Diese Kenngrössen dienen vor allem für die Entwicklung marktgerechter Preismodelle für den ID-Handel.

Die Europäischen Marktgebiete werden - mit Ausnahme jenem der Schweiz – zunehmend miteinander gekoppelt. Das bedeutet, dass Angebot (Verkauf-Gebote) und Nachfrage (Kauf-Gebote) benachbarter Marktgebiete in ein Order Buch zusammengefasst werden, sofern die Grenzkapazitäten für eine grenzüberschreitende Stromlieferung hinreichend vorhanden sind. Damit erhöht sich erheblich die Liquidität in den Order-Büchern, was Preiseffizienz und geringe Handelskosten in den Marktgebieten fördert. Im Falle, dass die Grenzkapazitäten nicht ausreichen, werden die Order-Bücher wieder getrennt, und in Folge die Kauf- und Verkauf-Gebote getrennt nach Marktgebiet bestmöglich ausgeführt. Die Schweiz ist aufgrund fehlendem Stromabkommen mit der EU seit 2018 nicht mehr Teil der Marktkopplung, weshalb die Erlöspotenziale im ID-Handel für die Schweizer Speicher- und Pump-Speicher-Kraftwerke nur eingeschränkt nutzbar sind.

Wir erkennen, dass sich sowohl über die Qualitäten als auch über die Lieferperioden hinweg Arbitragebedingungen ergeben, die den Börsenpreisen im Intraday-Handel unterliegen. Konkret unterliegen die Börsenpreise für eine Stunden-Lieferung einer perfekten Korrelation mit der Summe aus den Börsenpreisen für die vier entsprechenden Viertel-Stundenlieferung. Diesen Zusammenhang gilt es im ID-Handel zu berücksichtigen. Vergleichbares gibt es in den Finanzmärkten nicht, da keine perfekte Korrelation in diesen Spotmärkten vorliegt.

Die Handelsalgorithmen prüfen auf Ebene Orderbuch regelmässig, ob im Spothandel Arbitrageopportunitäten vorliegen, ob insb. für alle Stunden-Produkte die dazugehörigen Bid-Ask Preise im Einklang stehen mit den Bid-Ask Preisen der Viertelstunden-Produkte. Preisungleichgewichte in den Order Büchern lösen unmittelbar Markt Orders aus, die zu Transaktionen führen, womit sich Angebot und Nachfrage nach den Spot-Produkten anpassen und somit wieder zu einem Gleichgewicht führen.

Um die Risiken in der Bewirtschaftung von Stromverträgen zu quantifizieren, sind marktgerechte Spotpreismodelle von Bedeutung, die die Volatilitäten und Korrelationen der stündlichen Markt-Clearing-Preise der Day-Ahead Auktionen sowie deren Intraday-

Preisdynamiken unter Einbindung allfälliger Kopplung der Marktgebiete marktkonform abbilden. Hinzu kommen noch *Spike-Charakteristika* der stündlichen Markt-Clearing-Preise die kurzfristige Preissprünge nach oben oder unten abdecken. Die Volatilitäten und Korrelationen sowie die Spike-Charakteristika sind jeweils desaisonalisiert zu bestimmen, da Tages- und Wochen-Saisonalität antizipierbar sind und im Handel nicht zusätzlich entlohnt werden. Weiter sind in den stochastischen Preismodellen auch die Arbitragebedingungen zu berücksichtigen, die über die Viertelstunden-Produkte und über die Qualitäten (insb. über Base, Peak und off-Peak) resultieren.

In [36] dokumentieren wir seit Beginn der Teilliberalisierung in der Schweiz 2009 die historischen Entwicklungen der stündlichen Markt-Clearing-Preise in den Day-Ahead Auktionen, die dazugehörigen Volatilitäten und Week-Ahead Prognosen für die Marktgebiete Schweiz, Deutschland und Österreich dokumentiert. Die Week-Ahead Prognosen repräsentieren Intervallprognosen anhand der sich die Prognosegüte überprüfen lässt.

3.2 Futures-Märkte

Ein auf Commodity Strom bezogenes *Standardprodukt* im Futures-Markt definiert eine in der Zukunft liegende Lieferperiode, für welche der Wert einer Stromlieferung mit konstanter Leistung von 1 MW an Strombörsen (z.B. EEX) handelbar ist. Die Handelbarkeit dieser Standardprodukte wird durch die Lieferperiode zeitlich beschränkt. Spätestens am Ende der Lieferperiode verfällt das Standardprodukt. Sofern das Standardprodukt nicht vor Lieferbeginn glattgestellt wird, ist per Ende des letzten Liefertages der Lieferperiode das Commodity Strom mit der vertraglich fixierten Leistung entweder zur Gänze physisch geliefert oder vollständig finanziell auf Basis eines definierten Underlyings (wie z.B. der Markt-Clearing-Preis der täglichen Day-Ahead Auktionen des betreffenden Marktgebiets) abgegolten.

Diese handelbaren Standardprodukte repräsentieren die *Futures* an der EEX. Die Standardisierung der Handelsprodukte bezieht sich zum einen auf den *Lieferzeitraum* zum anderen auf die *Qualitäten*.

Standardisierte Lieferperioden

Hinsichtlich Zeitraum für Stromlieferungen werden mehrere *standardisierte Lieferperioden* an der Strombörse zum Handel angeboten. Am kurzen Ende (mit einer Fristigkeit bis 1 Monat) sind einzelne *Tage*, *Wochenenden* und *Wochen* als Lieferperioden handelbar. In mittlerer Frist werden *Monate* und *Quartale* und in langer Frist *Quartale* im 2. Folgejahr und *Jahre* als standardisierte Lieferperioden angeboten.

Während die standardisierten Lieferperioden *Monat*, *Quartal* und *Jahr* seit 2000, also seit Beginn der Liberalisierung des Europäischen Strommarktes an der EEX angeboten werden, sind die standardisierten Lieferperioden *Tag*, *Wochenende* und *Woche* seit ca. 2012 an Strombörsen handelbar. Die Notwendigkeit, diese Standardprodukte am kurzen Ende der Handelsperiode einzuführen, stieg mit dem starken Zuwachs der stochastischen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind und Photovoltaik. In den Börsenpreisen dieser kurzfristigen Futures sind auch die Informationen über die kurzfristigen Wetterprognosen enthalten, die insbesondere Sonnenscheindauer und Windaufkommen

abschätzen und damit die Menge an stochastischen Einspeisungen aus Erneuerbaren. In der Folge wird die Preisbildung am kurzen Ende effizienter, da damit sich auch die kurzfristigen Wetterprognosen in den Wochen- und Tagesprodukten eingepreist werden, und somit alle Marktteilnehmer von einer steigenden Preiseffizienz profitieren.

Per definitionem setzen sich die Quartalslieferungen aus den entsprechenden Monatslieferungen zusammen, und analog die Jahreslieferungen aus den entsprechenden Quartalslieferungen. Damit unterliegen die Börsenpreise für Quartals- und Monatslieferungen gewissen Arbitragebedingungen, analoges gilt für die Jahreslieferungen, sofern die entsprechenden vier Quartalslieferungen handelbar sind.

Standardisierte Qualitäten

An den Strombörsen gibt es aktuell drei standardisierte Qualitäten: *Peak*, *off-Peak* und *Base* Lieferungen, die konsistent zu jenen im Spot-Markt definiert sind. Übrige Qualitäten, wie sie in der Day-Ahead Auktion im Rahmen von handelbaren Blockprodukten angeboten werden, sind in den Futures-Märkten nicht handelbar. Im OTC-Handel werden diese Handelsprodukte (inkl. Erweiterungen davon) aber angeboten.

Eine *Peak* Lieferung in den Futures-Märkten umfasst eine Stromlieferung konstanter Leistung von 8h00-20h00 an Werktagen. Die *off-Peak* Lieferung umfasst eine Stromlieferung mit konstanter Leistung von 0h00-8h00 und 20h00-0h00 an Werktagen plus den 48h eines Wochenendes. Damit erstreckt sich bezogen auf eine Lieferperiode von 1 Woche (gesamt 168h) eine *Peak* Lieferung über 60h und eine *off-Peak* Lieferung über 108h. Legen wir eine Lieferperiode von 1 Monat mit 30 Tagen zugrunde, in welchem 22 Werktage und 4 Wochenende auftreten, so erstreckt sich eine *Peak*-Lieferung über $22 \cdot 12 = 264h$ und eine *off-Peak* Lieferung über $22 \cdot 12 + 4 \cdot 48 = 456h$. Weist ein Liefermonat mehr als 4 Wochenenden auf, so erhöht sich der Anteil der *off-Peak* Stunden, und der Anteil der *Peak*-Stunden reduziert sich entsprechend. Analog bestimmen sich die Anteile an *Peak* und *off-Peak* Stunden für Quartalslieferungen und Jahreslieferungen.

Die Qualität *Base* bezieht sich auf eine Stromlieferung konstanter Leistung über alle 24h eines Liefertages bzw. über alle 168h Stunden einer Woche, über alle 720h eines Monats mit 30 Tagen, etc. In diesem Sinne verstehen wir den Begriff *Qualitätsstunden* als Menge jener Stunden, in denen eine Stromlieferung mit konstanter Leistung zu erfolgen hat. Die *Base*-Stunden setzen sich genau aus den *Peak*- und *off-Peak* Stunden zusammen. Damit setzt sich eine *Base* Lieferung aus einer *Peak* und *off-Peak* Lieferung zusammen, womit die drei Qualitäten Arbitragebedingungen unterliegen.

Arbitragebedingung über Futures

Jede standardisierte Lieferperiode lässt sich mit den drei standardisierten Qualitäten kombinieren, die dann zusammen die Menge der an der Strombörse (z.B. EEX) gehandelten Standardprodukte bilden. Diese *Standardprodukte* werden als Futures an der Börse (z.B. EEX) gehandelt. *Futures* sind also *per definitionem* an Börsen handelbare Produkte.

Eine *Base*-Lieferung ist replizierbar mit einer *Peak*-Lieferung und einer *off-Peak*-Lieferung, womit die Börsenpreise der entsprechenden Futures einer Arbitragebedingung unterliegen:

der Börsenpreis einer Base-Lieferung muss der Summe der Börsenpreise für eine Peak-Lieferung und für eine off-Peak-Lieferung entsprechen.

Dieser einfache Zusammenhang zwischen den Börsenpreisen der verschiedenen Qualitäten (Peak, off-Peak, Base) trägt später wesentlich zum Verständnis für die Unschärfen in den Preiskurven und ihren Auswirkungen auf die arbitragefreie Simulation von Spotpreisen bei.

Unmittelbar bevor Beginn einer Quartalslieferung zerfällt der Quartals-Future in drei Monats-Futures, die sich auf die entsprechenden Monats-Lieferungen beziehen, analog zerfällt der Jahres-Future unmittelbar vor Beginn seiner Lieferperiode in die drei Monats-Futures, die sich auf die Monatslieferungen des ersten Quartals beziehen, und in weitere drei Quartals-Futures, die sich auf die Lieferung über die drei restlichen Quartale des Kalenderjahres beziehen. Dieser Mechanismus wird als *Kaskadierung* der Standardprodukte bezeichnet, wird auf alle drei Qualitäten angewandt und führt aufgrund der Arbitragefreiheit zu keiner Preisverzerrung an der Börse.

Wir erkennen, dass sich sowohl über die standardisierten Qualitäten als auch über die standardisierten Lieferperioden hinweg Arbitragebedingungen ergeben, die den Börsenpreisen ausgewählter Futures unterliegen. Konkret unterliegen die Börsenpreise für eine Base-Lieferung einer perfekten Korrelation mit der Summe aus den Börsenpreisen für eine Peak und off-Peak Lieferung. Diesen Zusammenhang gilt es im Handel mit Futures zu berücksichtigen. Vergleichbares gibt es in den Finanzmärkten nicht, da an diesen Futures-Märkten keine perfekte Korrelation unter den handelbaren Finanzinstrumenten vorliegt.

Auch hier prüfen Handelsalgorithmen auf Ebene Orderbuch, ob die Arbitragebedingungen erfüllt sind, ob insb. für alle Qualitäten die dazugehörigen Bid-Ask Preise der Quartalsprodukte im Einklang stehen mit den Bid-Ask Preisen der Monatsprodukte, analog ob für alle Qualitäten die dazugehörigen Bid-Ask Preise der Jahresprodukte im Einklang stehen mit den Bid-Ask Preisen der Quartalsprodukte. Preisungleichgewichte in den Order Büchern lösen unmittelbar Markt Orders aus, die zu Transaktionen führen, womit sich Angebot und Nachfrage nach den Futures anpassen und somit wieder zu einem Gleichgewicht führen.

Finanzielle Abgeltung vs. Erlös der Physischen Lieferung

Ein Future bezieht sich auf eine Stromlieferung mit konstanter Leistung über standardisierte Qualitäten in einem bestimmten Marktgebiet. Die Qualitätsstunden definieren jene Stunden innerhalb der Lieferperiode, zu denen die Stromlieferung mit konstanter Leistung vertraglich zu erfolgen hat, sofern nicht vorher eine Glattstellung erfolgt. Im Falle einer finanziellen Abgeltung definiert sich der Pay-off des Futures am Ende der Lieferperiode aus der Summe der Differenzen zwischen den Markt-Clearing Preisen der Day-Ahead Auktion bezogen auf die Qualitätsstunden innerhalb der Lieferperiode und dem Future-Preis zum Zeitpunkt des Kaufs oder Verkaufs des Futures. Wir erkennen, dass die stündlichen Markt-Clearing Preise der täglichen Day-Ahead Auktionen für das zugrundeliegende Marktgebiet jeweils das Underlying für den Future bilden.

Wir erinnern daran, dass diese stündlichen Markt-Clearing Preise einem Shape unterliegen, der die Tages- und Wochen-Saisonalität unter Einbindung der Jahres-Saisonalität beschreibt. Da der Future zum Zeitpunkt des Kaufs oder Verkaufs keinen Zahlungsfluss auslöst, muss

zwingend der Futures-Preis identisch sein mit dem Durchschnitt der prognostizierten Markt-Clearing Preise der Day-Ahead Auktionen. Anders ausgedrückt: der Futures-Preis dient als Prognose für den Durchschnitt der Markt-Clearing Preise, bezogen auf die Qualitätsstunden des zugrundeliegenden Futures. Nehmen wir z.B. einen Future Peak bezogen auf November 2020, dann entspricht der Marktpreis für Future Peak November 2020 dem Durchschnitt der vom Markt erwarteten Markt-Clearing-Preise der täglichen Day-Ahead Auktionen über alle Peak-Stunden des Monats November 2020. Damit erfüllt der Futures-Preis *per definitionem* die Eigenschaft eines fairen Marktpreises, der zum Zeitpunkt des Kaufs oder Verkaufs keine Cash-Zahlung auslöst. Der Marktpreis für einen Future darf auch als faire *Swaprate* angesehen werden, bezüglich der die Cash-Flow Zahlungen als Differenz zum Markt-Clearing Preis der Day-Ahead Auktionen über die einzelnen Qualitätsstunden der Lieferperiode definiert sind. In direkter Folge ist der Fair Value der entsprechenden (standardisierten) Stromlieferung zu jedem Handelszeitpunkt und damit auch per Bilanzstichtag eindeutig definiert. Wir werden später sehen, dass diese Eindeutigkeit für den Fair Value von nicht standardisierten Stromlieferungen auch per Bilanzstichtag nicht gewährleistet werden kann, was Accounting Inkonsistenzen nach sich zieht.

Erfolgt der Verkauf eines Futures, um eine Produktion abzusichern, so wird die stündliche Produktion in den entsprechenden Qualitätsstunden am Day-Ahead Markt preisunabhängig angeboten. Der resultierende Markt-Clearing Preis definiert den Erlös am D-A Markt, die Differenz zwischen Markt-Clearing Preis und Futures-Preis definiert den stündlichen Absicherungserlös, der finanziell abgegolten wird. Dieser fällt positiv aus, sollte der Markt-Clearing Preis kleiner als der Futures-Preis ausfallen, und negativ, sollte der Markt-Clearing Preis in der betreffenden Qualitätsstunde grösser als der Futures-Preis ausfallen. In Summe wird für die Produktion je MWh der Futures-Preis erlöst.

Term-Structure der Future-Preise

Trägt man die verschiedenen Futures-Preise entlang der Verfallzeitpunkte (gemäss Ende ihrer Lieferperioden) auf, so erhält man die *Term-Structure der Futures-Preise* für die standardisierten Qualitäten (Peak, off-Peak, Base) und Lieferperioden (Woche, Monat, Quartal, Jahr). Es lassen sich die Fair Values jener Forwards im OTC-Handel eindeutig bestimmen, die einem Portfolio aus Futures (mit standardisierte Qualitäten und standardisierten Lieferperioden) entsprechen. Weist die Term-Structure monoton steigenden Verlauf über die Verfallzeitpunkte auf, so spricht man von *Contango*. Der Markt verlangt höhere Preise für Stromlieferungen in der fernerer Zukunft. Weist die Term-Structure monoton fallenden Verlauf über die Verfallzeitpunkte auf, so spricht man von *Backwardation*. Der Markt verlangt tiefere Preise für Stromlieferungen in der fernerer Zukunft.

Vielfach wird interpretiert, dass in Contango der Markt steigende Spotpreise erwartet und in Backwardation fallende Spotpreise. Händler sind daher versucht unter Contango auf Long-Positionen zu wetten, und unter Backwardation auf Short-Positionen. Deren Argumentation ist dabei folgende: Die aktuellen Spot-Preise entwickeln sich in Richtung der heutigen Futures-Preise, da die heutigen Futures-Preise ein Ergebnis eines Fundamentalmodells darstellt, die die zukünftigen Angebots- und Nachfragekurven hinreichend genau abbilden. Die heutigen Futures-Preise sind aus ihrer Sicht Gleichgewichtspreise der zukünftigen Day-Ahead Auktionen. Vernachlässigt werden dabei die inhärenten Modellrisiken, die mit der

Modellierung der vielen preistreibenden Faktoren und ihren komplexen Zusammenhängen in einem Fundamentalmmodell einhergehen.

Dies erklärt unseren Fokus auf *Markteffizienz*, die besagt, dass die gesamte verfügbare Information in den heutigen Spot- und Futures-Preisen enthalten sind. Die Börsenpreise ändern sich, sobald neue preistreibende Informationen bekannt werden, von diesen jedoch nicht bekannt ist, ob diese neuen Informationen steigende oder fallende Preise nach sich ziehen werden. Bezogen auf das *Martingal-Konzept* des Asset-Pricing heisst dies, dass Prognosefehler sich über die Zeit ausgleichen, und die Abweichungen von 0 nicht antizipiert werden können. Wichtig ist dabei, die Volatilität dieser Prognosefehler klein zu halten. Die Güte eines Prognosemodells und insbesondere der Fundamentalmodelle richtet sich nach der Volatilität des Prognosefehlers. Die Modelle werden dahingehend kalibriert, dass die Volatilität des Prognosefehlers möglichst klein ist.

Liquiditätsrisiken

Standardisierte Handelsprodukte sind Stromlieferungen, die an Börsen gehandelt werden. Im Börsenhandel werden die Gegenparteirisiken von der Börse übernommen. Damit die Ausfallrisiken von der Börse finanziell abgedeckt werden können, wird der Marktteilnehmer verpflichtet genügend Liquidität auf seinem sogenannten Margin-Konto bereitzustellen. Die Bereitstellung der Liquidität im Rahmen des *Initial Margin* richtet sich nach der Bonität des Marktteilnehmers und des vereinbarten Handelsvolumen. Im Rahmen der *variablen Margin* ist die Liquidität in Abhängigkeit der Entwicklung der entsprechenden Börsenpreise bereitzustellen. Bei Short-Positionen muss Liquidität sukzessive nachgeschossen werden, sobald die Börsenpreise für den Future oberhalb des Verkaufspreis sukzessive steigen. Analoges gilt für Long-Positionen, Liquidität ist einzuschüssen, sobald die Börsenpreise für den Future unterhalb des Kaufpreises sukzessive fallen. Diese Abrechnungen erfolgen auf täglicher Basis. Verabsäumt der Marktteilnehmer die geforderte Liquidität auf sein *Margin Konto* zeitgerecht zu transferieren, so wird seine offene Position via Markt Order – also preisunabhängig - unmittelbar geschlossen. Offene Long-Positionen werden mit preisunabhängigen Verkaufsgeboten glatt gestellt, und offene Short-Positionen mit preisunabhängigen Kaufgeboten.

Der Kauf oder Verkauf eines Future zieht zum Zeitpunkt des Kauf oder Verkaufs keinen Cash-Flow nach sich. Cash-Flows erfolgen im Rahmen von Margin-Zahlungen, bei Glattstellung oder am Ende der Lieferperiode. Der Handel mit Futures erfordert damit auch eine integrierte Bewirtschaftung der Liquidität durch den Treasurer. Die week-ahead Volatilität sowie die Korrelation der Börsenpreise der Futures-Preise sind hier wichtige Kenngrößen, um anhand des Volumen der offenen Handelspositionen antizipieren zu können, wieviel an Liquidität bei vorgegebenem Konfidenzniveau vorgehalten muss. Weiter ist die Annahme der Preiseffizienz zugrunde zu legen, die nach sich zieht, dass man nicht vorhersagen kann, ob die Preise über die nächste Woche steigen oder fallen. Für die Futures-Preise messen wir eine week-ahead Volatilität von etwa 4-7%. Legen wir eine Konfidenz von 95% zugrunde, so sind über jede Handelswoche in etwa 8-14% jener offenen Handelsvolumina vorzuhalten, die unrealisierte Verluste aufweisen. Für jene offenen Handelsvolumina, die unrealisierte Gewinne ausweisen, reduziert sich die Liquiditätsvorhaltung entsprechend der implizierten Schwankungsreserve. Trägt man der Asymmetrie in den Verteilungen der Futures-Preise Rechnung, so fällt das Vorhalten der Liquidität für offene Short Positionen höher aus als für offene Long-Positionen.

Das *Margin Konto* dokumentiert auf täglicher Basis die unrealisierten Gewinne und Verluste. Dies führt dazu, dass der Wiederbeschaffungswert eines Futures am Ende eines jeden Handelstages gleich 0 ist. Dies gilt insbesondere auch für den Bilanzstichtag, weshalb die unrealisierten Gewinne und Verluste im Handel mit Futures in die Erfolgsrechnung eines Geschäftsjahres fließen.

3.3 Zusammenfassung

An den Spotmärkten für Strom sind für Marktteilnehmer stündliche und viertelstündliche Stromlieferungen day-ahead handelbar, an den Futures-Märkten sind für die mittlere Frist Lieferperioden handelbar, die Monate, Quartale und Jahre abdecken. Abgesehen davon, dass sich Spot- und Futures-Produkte auf dasselbe Commodity Strom beziehen, sind diese beiden Arten von Handelsprodukten betrachtet als Lieferverträge in struktureller Hinsicht nicht zu vergleichen. Die Volatilität, Korrelationen, Saisonalitäten und Spike-Charakteristika der Spotpreise für stündliche oder viertelstündliche Stromlieferungen sind deutlich grösser, als die Volatilitäten, Korrelationen, Saisonalitäten und Spike-Charakteristika der Börsenpreise für Futures. In der einschlägigen Literatur umschreibt man deshalb Commodity Strom mit «split personality». Für Stromproduktion, -handel und -lieferung sind unterschiedliche Preismodelle für die Spot- und Futures-Produkte anzuwenden, die den Unterschieden in den Volatilitäten, Korrelationen, Saisonalitäten und Spike-Charakteristika Rechnung tragen.

Der Wiederbeschaffungswert eines Futures wird mit dem Wert Null in der Bilanz ausgewiesen. Der Begriff Wiederbeschaffungswert steht hier für den finanziellen Geldfluss, der entsteht, falls die offene Position zu Marktpreisen geschlossen bzw. glattgestellt wird. Dieser Geldfluss beträgt für Futures Null, da die bisherigen Wertveränderungen des Futures über das Margin Konto bereits realisiert wurden. Wir dürfen festhalten, dass Einzahlungen auf das Margin Konto unmittelbar die Liquidität belasten, Guthaben auf dem Margin Konto hingegen bilanziell per Bilanzstichtag verbucht werden. Somit werden Futures auf den Bilanzstichtag immer zumindest «virtuell» glattgestellt, was den Wiederbeschaffungswert Null per Bilanzstichtag erklärt. Ein Portfolio von Futures kann die Bilanzposition «flüssige Mittel» einer hohen Volatilität aussetzen.

Wir haben in diesem Abschnitt aufgezeigt, dass die Standardisierung der Handelsprodukte im Spotmarkt Stromlieferungen des laufenden und des nächsten Tages in Viertelstunden Granularität abdeckt, während die Standardisierung der Handelsprodukte in den Futures-Märkten sich auf zwei Qualitäten (Base und Peak) für ausgewählte Lieferperioden (Monat, Quartal, Jahr) beschränkt. Der Börsenpreis eines standardisierten Handelsprodukts gilt als Fair Value für die entsprechenden Stromlieferung und ist zu jedem Zeitpunkt (insbesondere per Bilanzstichtag) eindeutig bestimmt.

4 OTC-Handel mit Energiederivaten

Ausserbörslich findet der Handel bilateral statt und wird elektronisch durch Over-the-Counter (OTC) Handelsplattformen unterstützt. Der Europäische OTC-Handel erfolgt innerhalb des sog. EFET-Rahmenvertrags (European Federation of Energy Traders), der die rechtliche Basis ausserbörsliche Energiehandelsgeschäfte definiert.

Auch wenn volumenmässig deutlich mehr über den OTC-Handel als über Strombörsen abgewickelt wird, so bedeutet das nicht, dass die Liquidität bezogen auf die Handelsprodukte im OTC-Handel grösser ausfällt. Aufgrund der vielen nicht-standardisierten Handelsprodukte und beobachtbaren Imbalances für Kauf und Verkaufsgbote in den Order-Büchern bieten OTC-Plattformen je Handelsprodukt deutlich geringere Liquidität, die in Folge zu signifikanten Preisverzerrungen von mehreren Prozenten führen kann. Innerhalb der Energiederivate nehmen die Forwards mit ihren linearen Pay-off Strukturen die wichtigste Rolle im Energiehandel ein.

Da Gewinne und Verluste im OTC-Handel mit Energiederivaten, insbesondere auch mit Forwards mit ihren linearen Pay-off Strukturen, nicht täglich ausgeglichen werden, sondern individuellen, vertraglich vereinbarten Konditionen unterliegen, ergibt sich per Bilanzstichtag ein Wiederbeschaffungswert für die Energiederivate, der sich in der Regel von Null unterscheidet. Je höher oder tiefer dieser Wiederbeschaffungswert ausfällt, je stärker also sich dieser Wiederbeschaffungswert von Null unterscheidet, umso stärker unterscheiden sich die Cashflows aus den offenen OTC-Verträgen von jenen, die auf Basis eines täglichen Ausgleichs der Wertveränderungen - in Analogie zu einem Future - definiert sind. Es lässt sich also im Gegensatz zum Börsenhandel mittels OTC-Trading der operative Cashflow und damit der EBIT im Jahresergebnis einer Trading-Einheit bzw. einer Unternehmung steuern, dies zulasten oder zugunsten des Wiederbeschaffungswertes der Energiederivate in der Bilanz.

4.1 Forwards

Forwards sind Energiederivate, die – im Gegensatz zu Futures – Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten repräsentieren, die nicht an Börsenplätzen gehandelt werden. Die Auszahlungsstruktur der Forwards ist linear abhängig von den Preisen eines bilateral vereinbarten Underlying während der Lieferperiode. Damit wird der Pay-off des Forwards – wie bei Futures - über die Preisentwicklung des Underlying definiert, und ist somit nicht – wie etwa bei Optionen – zusätzlich durch allfällige Ausübungsrechte einer Gegenpartei beeinflussbar.

In welcher Form der definierten Auszahlungsstruktur über Cash-Flows nachzukommen ist, wird zwischen den Vertragsparteien individuell vereinbart. Ebenso kann auch bei Vertragsabschluss bilateral vereinbart werden, den Forward-Preis unterschiedlich zum Fair Value der Stromlieferung anzusetzen. Die Differenz zum Fair Value löst einen entsprechenden Cash-Flow aus, womit in Folge die Liquidität gesteuert wird. Diese Art von Handelsgeschäften werden als *off-Market Deals* bezeichnet.

Im OTC-Handel tragen die Vertragsparteien das Ausfallrisiko der jeweiligen Gegenpartei. Dies erfordert zum einen Sicherstellungen, zum anderen können bilateral zusätzlich Cash-Flows in Abhängigkeit von der Entwicklung der Marktpreise und Bonität der Gegenpartei festgelegt werden. Wieviel an Liquidität während der Vertragslaufzeit vorgehalten werden

muss, richtet sich nach den individuell getroffenen Vereinbarungen, fällt aber in der Regel deutlich weniger restriktiv aus als bei Futures. Jede Transaktion kann im Grunde genommen neu verhandelt werden. Für diese Individual-Vereinbarungen sind innerhalb des EFET-Rahmenvertrags die sog. Election Sheets vorgesehen.

Der Wiederbeschaffungswert eines Forwards definiert den Cash-Flow bei Glattstellung. Der Wiederbeschaffungswert des Forwards leitet sich entsprechend aus den während der Vertragslaufzeit zu leistenden Cash-Flow-Zahlungen ab. In der Regel ist der Wiederbeschaffungswert eines Forward während der Vertragslaufzeit von 0 verschieden, weshalb der Forward per Bilanzstichtag mit einem positiven oder negativen Wert bilanziert wird. Dies gilt auch für Forwards, die hinsichtlich Lieferperiode oder Qualität einem Future entsprechen, jedoch unterscheiden sich die vereinbarten Cash-Flows während der Vertragslaufzeit von einer täglichen Abrechnung auf Basis der Schlusskurse via einem Margin Konto. Die grosse Herausforderung in der Bilanzierung von offenen Forwards liegt darin, dass sich die beiden Gegenparteien einig sein müssten über den Fair Value ihres Handelsgeschäfts. Die Objektivität für den Fair Value ist nur gegeben für jene Forwards, die sich als Portfolio von Futures replizieren lassen. Jene Forwards, die sich nicht als Portfolio von Futures darstellen lassen, haben keinen eindeutigen Fair-Value, womit Ermessensspielräume in deren Bilanzierung geöffnet werden.

Bilanzierung von Forwards

Forwards definieren Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, die sich gegenüber Futures hinsichtlich Lieferperioden, Qualitäten oder vereinbarten Cash-Flows unterscheiden und bilateral individuell vereinbart werden. Wir fokussieren uns nachfolgend auf Forwards, deren Vermögenswerte oder Verpflichtungen sich auf nicht standardisierte Lieferperioden oder Qualitäten beziehen.

Der Kauf eines Forwards öffnet eine Long-Position. Bezieht sich die Lieferperiode dieses Forwards nicht auf das laufende Geschäftsjahr sondern auf die folgenden, und wird diese Long-Position bis zum Bilanzstichtag nicht glatt gestellt, kann der Wiederbeschaffungswert je nach Marktpreisentwicklung am Bilanzstichtag positiv oder negativ ausfallen. In Abhängigkeit davon repräsentiert der Wiederbeschaffungswert einen Vermögenswert oder eine Verpflichtung in der Bilanz. Für eine Long-Position ist der Wiederbeschaffungswert positiv, falls der Marktpreis am Bilanzstichtag höher ist als der Kaufpreis, und bis Bilanzstichtag an den Halter der Long-Position keine Zahlungen geleistet wurden, die den Preisanstieg kompensieren. Für eine Long-Position ist der Wiederbeschaffungswert negativ, falls der Marktpreis am Bilanzstichtag tiefer ist als der Kaufpreis, und bis Bilanzstichtag vom Halter der Long-Position keine Zahlungen geleistet wurden, die den Preisverfall kompensieren. Analoges gilt *vice versa* für eine Short-Position, die durch einen Verkauf des Forwards geöffnet wird.

Der Wiederbeschaffungswert ist von individuellen Zahlungskonditionen abhängig, die bei Öffnung eines Forwards bilateral vereinbart wurden. Für Futures sind die Zahlungskonditionen über den täglichen Ausgleich über das Margin Konto genau definiert, weshalb der Wiederbeschaffungswert eines Futures am Ende eines jeden Handelstages und insbesondere per Bilanzstichtag 0 ist.

Legen wir einen offenen *Forward* mit einem Transaktionsvolumen von Mio. 100 zugrunde. Ob es sich um eine *Long*- oder *Short*-Position handelt, ist dabei nicht relevant. In der Bilanz sei diese «*offene Position*» mit einem «*negativen Wiederbeschaffungswert*» von «minus 10 Mio.» als finanzielle Verbindlichkeit ausgewiesen. Damit wird in der Berichterstattung dokumentiert, dass die Wertveränderung des *Forward* nicht exakt dem geleisteten Cashflow im abgelaufenen Jahr entspricht, dies im Gegensatz zu einem *Future*. Der zu diesem *Forward* gehörige und im abgelaufenen Geschäftsjahr geleistete Cashflow fiel in Bezug auf die Wertveränderung bis zum Bilanzstichtag um 10 Mio. höher aus, und ist damit positiv wirksam im operativen Cashflow des abgelaufenen Jahres.

Entsprechendes lässt sich schliessen, falls ein «*positiver Wiederbeschaffungswert*» in Höhe von «plus 8 Mio. EUR» in der Bilanz ausgewiesen wird. In diesem Fall wird dokumentiert, dass der zu diesem *Forward* gehörige und im abgelaufenen Geschäftsjahr geleistete Cashflow in Bezug auf die Wertveränderung des *Forward* bis zum Bilanzstichtag um 8 Mio. tiefer ausfällt, und ist damit negativ wirksam im operativen Cashflow des abgelaufenen Jahres. Diese Position scheint in Folge unter «*Forderungen*» in der Bilanz auf.

Werden die aus den über OTC-Handel geöffneten Energiederivate gegen Bilanzstichtag zu leistenden Zahlungen bewusst gesteuert, so wird in der Folge auch die Bilanzposition «*flüssige Mittel*» gesteuert.

Verglichen mit dem Vorjahr sollte ein positives Ergebnis im Trading also nur dann als Erfolg gewürdigt werden, wenn nicht zugleich das Risiko-Exposure im Derivaten-Portfolio in der Bilanz erhöht wurde. Das positive Jahresergebnis würde in diesem Fall auf Kosten eines erhöhten Risikos im Derivaten-Portfolio erzielt, was in der Folge ein höheres Verlustpotenzial für das Folgejahr, eine Refinanzierung fehlender Liquidität oder eine verdeckt rollierende Fremdfinanzierung nach sich zieht. Die *Eigenkapitalquote* in der Bilanz und entsprechende finanzielle Kenngrößen würden somit verzerrt dargestellt, das zugrundeliegende Frühwarnsystem bildet nicht hinreichend die Realität ab, womit eine Zahlungsunfähigkeit und eine damit verbundene Insolvenz vermeintlich überraschend eintreten kann.

Für die Beurteilung der wirtschaftlichen Situation, insbesondere der finanziellen Gesundheit von Energiekonzernen ist weiter die Verpflichtung zu beachten, finanzielle Forderungen und Verbindlichkeiten, die sich aus Energiederivaten ergeben, getrennt auszuweisen. Ein aggregierter Bilanzausweis von Energiederivaten mit positivem und negativem Wert ist nicht erlaubt. Man spricht hier von positiven und negativen Wiederbeschaffungskosten, das ist jeweils die Summe, die das Unternehmen bei Glattstellung der Energiederivate erhält bzw. die Summe, die das Unternehmen aufbringen muss, um die Energiederivate glattzustellen. Mit anderen Worten: Energiederivate, die einen Vermögenswert darstellen, sind unter Aktiven zu bilanzieren, Energiederivate, die eine Schuld beinhalten, auf der Passivseite der Bilanz. Ein verrechneter Bilanzausweis in einer saldierten Position ist nicht zulässig. Grund dafür ist, dass sowohl Vermögenswerte als auch Verbindlichkeiten aus Energiederivaten risikobehaftet sind. Und das muss auch aus der Bilanz ablesbar sein.

Nettingvereinbarungen

Geschickt umgehen lässt sich der Bruttoausweis, indem man mit der Gegenpartei eine sogenannte *Nettingvereinbarung* schliesst. Der tatsächliche Rechtsanspruch und die Absicht, den Ausgleich netto herbeizuführen, sind für den Bilanzleser nur schwer verifizierbar.

Wirtschaftsprüfer sind hier im Rahmen der Jahresabschlussprüfung gefordert sicherzustellen, dass die dargestellte ökonomische Situation bei der Verrechnung von Handelspositionen tatsächlich ihrem wirtschaftlichen Gehalt entspricht. Stromkonzerne nutzen diese sachverhaltsgestaltende Massnahme des Nettings und kürzen damit ihre Bilanz massiv. Die Gesamtkapitalprofitabilität bzw. die Eigenkapitalquote steigen damit und vermitteln ein wesentlich weniger verschuldetes Unternehmensbild.

Dies ist grundsätzlich kein Normenverstoss, denn die *International Financial Reporting Standards* (IFRS) erlauben unter bestimmten Voraussetzungen eine Verrechnung von Gegengeschäften und damit den Nettoausweis bestimmter Forderungen und Verbindlichkeiten in der Bilanz. Allerdings hat die strikte Regelbefolgung eine durchaus verschleiernde, wenn nicht sogar irreführende Wirkung, die in unseren Augen kaum durch (verklausulierte) Angaben im Anhang der Stromversorger geheilt werden kann. Insbesondere deshalb, weil die Darstellung der Bilanz auf diese Weise zu Verzerrungen der *Eigenkapitalquote* und weiterer Bilanzkennzahlen und daran gekoppelter *finanzieller Covenants* führt. Eine korrekte Beurteilung der wirtschaftlichen Situation des Unternehmens, insb. des Risiko-Exposures auf Basis der Konzernjahresrechnung ist bei massivem Netting nicht ohne weiteres möglich. Wir erachten es als notwendig, die Verrechnung einzuschränken bzw. weitestgehend auf die Verrechnung zu verzichten.

Ausfälle von Gegenparteien führen in der Regel dazu, dass *geschlossene* Handelspositionen plötzlich wieder *offen* sind. Massives *Netting* verbirgt damit *de facto* ein grosses Volumen- und Preisrisiko: die wieder *offenen* Handelspositionen erfordern erneute Gegengeschäfte entsprechend ihres Volumens, das entsprechende Preisrisiko bestimmt sich durch die messbare Volatilität des Underlyings. Eine korrekte Beurteilung des Risiko-Exposures auf Basis der Konzernjahresrechnung ist daher bei massivem *Netting* nicht ohne weiteres möglich. Jedenfalls ist es unzureichend, das Risiko-Exposure lediglich auf Basis des mit der Gegenpartei definierten Nettovolumens zu quantifizieren. Der Ausfall einer Gegenpartei und Auswirkungen auf die vorher angesprochenen Risiken bleiben sonst unbetrachtet.

Nebst Verbesserung der Bilanzstruktur durch *Netting* haben Stromkonzerne durchaus auch *Freiheiten* beim Ausweis *in der Erfolgsrechnung*. Aber im Gegensatz zur Bilanz, wird hier nicht genettet, sondern Wertänderungen vorzugsweise unverrechnet – brutto - ausgewiesen. Steigt der Wert eines Energiederivats im Trading, führt das zu Umsatzerlösen, auch wenn das Gegengeschäft zu gegenläufigen Aufwendungen in gleicher Höhe führt. In der Folge erhöht sich die Umschlagshäufigkeit des eingesetzten Kapitals, allerdings ohne ökonomischen Wertbeitrag. Aussagen in Finanzberichten, wonach ein Einbruch im Umlaufvermögen aufgrund eines Verkaufs von Geschäftseinheiten mit steigendem Wiederbeschaffungswert von Energiederivaten kompensiert werden konnte, stehen wir aus den genannten Gründen kritisch gegenüber.

Ausfall einer Gegenpartei

Der positive bzw. negative Wiederbeschaffungswert über alle Forwards, die per Bilanzstichtag mit einer Gegenpartei A abgeschlossen wurden, repräsentiert jenen positiven bzw. negativen Cash-Flow, der bei Glattstellung dieser Forwards per Bilanzstichtag zum hinterlegten Fair Value ausgelöst wird. Dabei wird angenommen, dass der entsprechend bilanzierte Fair Value sich via Glattstellung im OTC-Handel per Bilanzstichtag ohne Zusatzkosten realisieren lässt. Fällt die Gegenpartei A nach dem Bilanzstichtag aus, so werden

all jene Handelsgeschäfte, die per Bilanzstichtag bereits als geschlossen galten, wieder geöffnet und unterliegen neu wieder dem Marktpreisrisiko.

Nehmen wir nun exemplarisch an, dass per Bilanzstichtag mit einer Gegenpartei A Kaufpositionen (Long Forwards) im Volumen von Mio. 100 und Verkaufpositionen (Short Forwards) im Umfang von Mio. 80 bilanziert wurden. Per Bilanzstichtag seien die entsprechenden Gegengeschäfte mit einer oder mehreren Gegenparteien verbucht. Per Bilanzstichtag gelten somit die mit Gegenpartei A bilanzierten Handelsgeschäfte im Umfang von 100 Mio. Short Forwards und 80 Mio. Long Forwards als glattgestellt. Es besteht in diesen Handelsgeschäften kein Marktrisiko, jedoch ein Risiko-Exposure gegenüber Ausfall Gegenpartei A.

Die mit der Gegenpartei A abgeschlossenen Long Forwards im Umfang von Mio. 100 setzen sich in der Regel aus mehreren Handelsgeschäften zusammen, die sich hinsichtlich Commodities (Strom, Gas, Kohle etc.), sowie nichtstandardisierter Qualitäten und Lieferperioden unterscheiden. Diese werden zum Bilanzstichtag mit positiven oder negativen Wiederbeschaffungswerten bilanziert. Die Summe der positiven Wiederbeschaffungswerte innerhalb der Long Forwards repräsentieren Vermögenswerte, die Gegenpartei A schuldet. Das Kontraktvolumen von 100 Mio. wird in den Bruttogeldabflüssen ausgewiesen.

Analog setzen sich die mit der Gegenpartei A abgeschlossenen Short Forwards im Umfang von 80 Mio. ebenfalls aus mehreren Handelsgeschäften zusammen, die sich hinsichtlich Commodities (Strom, Gas, Kohle etc.), sowie nichtstandardisierter Qualitäten und Lieferperioden unterscheiden. Diese werden zum Bilanzstichtag mit positiven oder negativen Wiederbeschaffungswerten bilanziert. Die Summe der positiven Wiederbeschaffungswerte innerhalb der Short Forwards repräsentieren Vermögenswerte, die Gegenpartei A schuldet. Das Kontraktvolumen von Mio. 80 wird in den Bruttogeldzuflüssen ausgewiesen.

Diese positiven oder negativen Wiederbeschaffungswerte sagen nichts aus über den Handelserfolg der einzelnen Geschäfte. Die Summe der positiven Wiederbeschaffungswerte aller Handelsgeschäfte mit Gegenpartei A repräsentiert jenen Vermögenswert, die Gegenpartei A schuldet, falls keine rechtlich durchsetzbare Netting-Vereinbarung vorliegt. Liegt eine rechtlich durchsetzbare Netting-Vereinbarung mit Gegenpartei A vor, so dürfen für die Bestimmung des Ausfallrisikos gegenüber Gegenpartei A die positiven und negativen Wiederbeschaffungswerte aller Handelsgeschäfte mit Gegenpartei A saldiert werden.

Bewirtschaftung der Gegenparteirisiken und ihre Implikationen

Im Rahmen der Bewirtschaftung von Kredit- bzw. Gegenparteirisiken gilt weiter der Grundsatz, dass sich die Limite für das Handelsvolumen mit einer Gegenpartei nach der Bonität bzw. nach dem Rating richtet. Je geringer die Bonität der Gegenpartei, desto kleiner wird das maximal zulässige Handelsvolumen mit der Gegenpartei. Verliert eine Gegenpartei den Investment Grade, so sind in der Regel die Handelspositionen zu eliminieren. Dies gilt auch für geschlossene Handelspositionen, die de facto keinem Marktpreisrisiko mehr ausgesetzt wären. Zu diesem Zweck gibt es die sogenannte Portfolio-Kompression. Damit wird auch ohne Bonitätsverlust einer Gegenpartei die Absicht verfolgt, Teilportfolien auszubuchen, um diese nicht mehr in der Bilanz mitführen zu müssen. Damit wird das Handelsvolumen reduziert, womit Platz für neue Handelsgeschäfte geschaffen werden. Prinzipiell liegt dies im Interesse aller Beteiligten. Da mit einer Portfolio-Kompression allerdings auch Cash-Flows vorgezogen werden, ist die Liquiditätsplanung der einzelnen

Gegenparteien von grosser Bedeutung. Diese wird in der Folge die Konditionen definieren, unter denen es zu dieser Eliminierungsrunde kommt. Das bedeutet, dass eine Portfolio-Kompression für verschiedene Gegenparteien unterschiedliche Kosten nach sich ziehen kann.

Falls zwei Gegenparteien vertraglich vereinbaren, einen Forward äquivalent zu einem Future via bilateralen Margin-Konto täglich abzurechnen, so wäre der Wiederbeschaffungswert für diesen Forward ebenfalls 0. Dies ist allerdings kaum die Praxis. Anstatt der für Futures geltende strengen Abrechnungsregel vereinbaren die Gegenparteien in den Anhängen der Rahmenverträge individuelle, vom Marktpreis abhängige Cash-Flow innerhalb der hinterlegten Sicherheiten. Dies führt zu einer grossen Flexibilität, was die Bilanzierung von Forwards bzw. Energiederivaten betrifft. Je grösser sich der Wiederbeschaffungswert per Bilanzstichtag von 0 unterscheidet, umso stärker wird die Flexibilität von den Gegenparteien gelebt. Umlaufvermögen und Liquidität lassen sich mit Forwards steuern.

Es ist zu beachten, dass die Glattstellung eines OTC-Handelsgeschäfte in der Regel mit einer dritten Gegenpartei erfolgt, also nicht mit jener, mit der das Handelsgeschäft geöffnet wurde. Dies hat zur Folge, dass sich die Glattstellung eines Forwards mit einer dritten Gegenpartei nur auf die Marktpreisrisiken beziehen. Eine Glattstellung von Forwards mit einer dritten Gegenpartei eliminiert die Marktpreisrisiken. Im Gegensatz zu Futures, für welche eine Glattstellung an der Börse dazu führt, dass die Handelsgeschäfte nicht mehr in der Bilanz aufscheinen, also eliminiert sind, werden bei Glattstellung eines Forwards beide Handelsgeschäfte weiter in der Bilanz geführt. Dies solange, bis diese Handelsgeschäfte zeitlich verfallen oder vorweg im Rahmen einer Portfoliokompression mit mehreren Gegenparteien eliminiert werden. Diese Portfoliokompression findet in der Regel ein- oder zweimal im Jahr statt, jeweils vor dem Bilanzstichtag bzw. vor dem Stichtag der Halbjahresbilanz. Diese Portfoliokompression wird insbesondere dann notwendig, wenn sich das Handelsvolumen der zugelassenen obere Limite nähert. Das Aufsichtsgremium definiert eine Limite für das gesamte Handelsvolumen sowie für jede Gegenpartei in Abhängigkeit ihrer Bonität individuelle Limiten, im Rahmen welcher der Energiehandel zulässig ist. Je stärker die Notwendigkeit besteht, Handelspositionen aus der Bilanz eliminieren zu müssen bzw. aus dem Portfolio mit einer Gegenpartei, umso stärker stehen die Vertragsparteien unter Druck, in den komplexen Eliminierungsrunden wertmässige Abstriche vorzunehmen.

4.2 Stündliche Preis-Forward Kurve (HPFC) und ihre Unschärfe

In diesem Abschnitt fokussieren wir uns auf jene Parameter, die für die Bestimmung des Fair Value von Forwards massgebend sind. Insbesondere wollen wir aufzeigen, dass für die Bestimmung des Fair Value für Forwards, die sich nicht mittels eines Portfolios aus Futures replizieren lassen, nicht nur Börsenpreise massgebend sind, sondern auch Parameter, wie historische, stündliche Markt-Clearing-Preise der Day-Ahead Auktionen und deren Spreads, Volatilitäten und Korrelationen, Nachfrage- und Angebotskurven.

Fair Value einer Stromlieferung

Der Fair Value einer Stromlieferung in ein Marktgebiet definiert sich anhand der prognostizierten, stündlichen Markt-Clearing-Preise der Day-Ahead Auktionen des zugrundeliegenden Marktgebiets.

Wir betrachten exemplarisch eine Stromlieferung über die Qualitätsstunden 10h00 - 14h00 (Qualität Noon) im November 2020 für Marktgebiet Deutschland. Der Pay-off dieses Forwards definiert sich bei Verfall Ende November 2020 aus zukünftigen stündlichen Markt-Clearing-Preisen der täglichen Day-Ahead Auktionen für den Liefermonat November 2020 im Marktgebiet Deutschland. Wenn wir über die Lieferstunden konstante Leistung für diesen Forward zugrunde legen, ist der Fair Value des Forward bei Vertragsabschluss bestimmt durch den Durchschnitt der prognostizierten Markt-Clearing-Preise über die Qualitätsstunden Noon in der Lieferperiode November 2020. Erlauben wir über dieselben Lieferstunden einen Forward mit variabler Leistung, so bestimmt sich der Fair Value je MWh dieses Forward aus dem leistungsgewichteten Durchschnitt der prognostizierten Markt-Clearing-Preise der Day-Ahead Auktionen für das Marktgebiet Deutschland über die Qualitätsstunden Noon in der Lieferperiode November 2020.

Wir erkennen, dass für die Bestimmung des Fair Value für zukünftige Stromlieferungen in ein Marktgebiet Prognosewerte für die stündlichen Markt-Clearing-Preise der Day-Ahead Auktionen in diesem Marktgebiet erforderlich sind. Diese Prognosewerte in stündlicher Granularität werden in der Stromwirtschaft mit *stündliche Forward-Preise* umschrieben. Die resultierende stündliche Preis-Forward-Kurve (HPFC) über ein Jahr setzt sich aus den stündlichen Forward-Preisen für die 8760 Stunden zusammen. Diese zeigt die Tages-, Wochen-, Quartals- und Jahres-Saisonalität. Somit bestimmt sich der Fair Value einer Stromlieferung aus Leistung multipliziert mit Forward-Preis der entsprechenden Stunde, aufsummiert über alle Lieferstunden.

Arbitragefreiheit der HPFC

Die stündlichen Preis-Forward-Kurve (HPFC), die für die Bestimmung des Fair Value von Stromlieferungen verwendet werden, müssen *arbitragefrei* sein. Dies bedeutet, dass die Peak-, off-Peak und Base-Lieferungen über standardisierte Lieferperioden, also die standardisierten Stromlieferungen der aktuell gehandelten Futures, bewertet mit einer aktuellen, stündlichen Preis-Forward-Kurve den aktuellen Futures-Preisen entsprechen. Die *Arbitragefreiheit einer HPFC* definiert sich daher ausschliesslich über die Preise der an den Strombörsen gehandelten Futures.

Ändern sich die Futures-Preise an den Börsen, so ändert sich damit auch die HPFC. Somit unterliegt die HPFC einer Dynamik, die von der Dynamik der Börsenpreise der Futures abhängig ist. Deshalb ist es wichtig, dass die HPFC nicht nur auf Basis der Schlusskurse (Settlement Preise) des letzten Handelstages bestimmt wird, sondern regelmässig auch innerhalb eines Handelstages Anpassungen auf Basis der Intraday-Preise der Futures vorgenommen werden.

Die Bestimmung einer *arbitragefreien, stündlichen Forward-Preis-Kurve* erfolgt mittels Modelle, die die Preise der Futures an den Futures-Märkten, Angebot und Nachfrage sowie die Saisonalität der Spotpreise an den Spotmärkten miteinbeziehen, insbesondere die Dynamik der Markt-Clearing-Preise der täglichen Day-Ahead Auktionen sowie die Spreads der Markt-Clearing Preise ausgewählter Lieferstunden. Der Begriff *Saisonalität* bezieht sich dabei auf einen Tag, eine Woche, ein Monat, ein Quartal und ein Jahr. Die Tages-Saisonalität widerspiegelt die Preisverläufe über die 24h, die Wochen-Saisonalität widerspiegelt die Preisverläufe über die 168h einer Woche. Die Monat-Saisonalität beinhaltet die Feiertage und die Wochenenden, die Quartal- und Jahres-Saisonalität resultieren aus über die Jahreszeiten unterschiedlichen Nachfrage- und Angebotskurven.

Unvollständigkeit im Strommarkt

Die Begriffe «vollständig» und «unvollständig» stammen aus dem Asset Pricing der Finanzmarkttheorie. Vollständige Märkte zeichnen sich dadurch aus, dass alle zukünftigen Pay-offs mit den handelbaren Produkten replizierbar sind. Für «unvollständige Märkte» gilt, dass nicht alle zukünftigen Pay-offs mit den handelbaren Produkten in diesen Märkten replizierbar sind. Produkte die an einer Börse gehandelt werden, zeichnen sich dadurch aus, dass diese handelbaren Produkte zu jedem Zeitpunkt einen eindeutigen Marktpreis und damit einen klar definierten Fair Value aufweisen. Damit gilt auch, dass jedes Portfolio aus handelbaren Produkten zu jedem Zeitpunkt einen eindeutigen Marktpreis und damit einen klar definierten Fair Value aufweist. Für Pay-offs, die nicht mit einem Portfolio aus handelbaren Produkten replizierbar sind, gibt es keinen eindeutigen Marktpreis und damit keinen eindeutigen Fair Value, auch nicht zum Bilanzstichtag.

Bezogen auf die Stromwirtschaft setzen wir den Begriff «Pay-off» gleich mit «Energievertrag» und die «handelbaren Produkte» setzen wir «Futures» gleich. Ist ein Energievertrag replizierbar mit Futures, dann besitzt dieser Energievertrag zu jedem Zeitpunkt einen eindeutigen Marktpreis und damit einen eindeutigen Fair Value. Wäre ein Strommarkt vollständig, so würden alle Energieverträge mit Futures replizierbar sein, und in Folge würden alle Energieverträge zu jedem Zeitpunkt einen eindeutigen Marktpreis und damit einen eindeutigen, klar definierten Fair Value aufweisen. Im Strommarkt sind jedoch nicht alle Energieverträge, insbesondere auch nicht alle Forwards mit Futures replizierbar, weshalb der Strommarkt unvollständig ist. Forwards zählen mit ihren linearen, unkonditionierten Auszahlungsstrukturen zu jenen Energiederivaten, die in methodischer Hinsicht einfach zu analysieren sind. Forwards sind jedoch oft nicht durch ein Portfolio aus Futures replizierbar. Jene Forwards, die nicht mit Futures replizierbar sind, besitzen keinen eindeutigen Marktpreis und damit keinen eindeutig definierten Fair Value. Somit sind die Stromhändler mit Ambiguitäten in der Bestimmung des Fair Value von Forwards konfrontiert. Die resultierenden Bewertungsspielräume übertragen sich direkt auf den Wiederbeschaffungswert, damit unmittelbar auf die Bilanzpositionen Energiederivate, die in weiterer Folge zu einer Überschätzung des Eigenkapitals führen kann.

Ambiguitäten in der Bewertung von Energiederivate

Die Bewertung von Energiederivaten erfolgt in der Regel durch unternehmensinterne Modelle unter Verwendung „marktnaher“ Inputparameter, da es für die meisten OTC gehandelten und nicht standardisierten Energiederivate keine direkt an der Börse «ablesbaren» Marktpreise gibt. Enorme Spielräume bei der Bewertung derivativer Finanzinstrumente aufgrund der Unvollständigkeit der Strommärkte werfen Fragen zur Werthaltigkeit dieser Instrumente auf.

Um die Unschärfe in der Bestimmung des Fair Value von nicht standardisierten Lieferverträgen anhand einer arbitragefreien HPFC aufzuzeigen, betrachten wir die anfangs einbezogene Stromlieferung mit konstanter Leistung von 1 MW über die Qualitätsstunden Noon (10h00-14h00) der Werktage in der Lieferperiode November 2020. Nehmen wir an, dass der Börsenpreis des Future Peak November 2020 40 EUR/MWh beträgt. Der Liefermonat November 2020 umfasst 21 Werktage mit je 12 Peak-Stunden (8h00-20h00) und je 4 Noon-Stunden (10h00-14h00). Es gibt es also 8 Stunden, die Teil sind der Qualität Peak, aber nicht Teil der Qualität Noon.

Es gibt eine Vielzahl von Modellansätzen, die arbitragefreie HPFC generieren. Diese unterscheiden sich im wesentlichen in der Priorisierung bzw. in der modellspezifischen Gewichtung der Input-Daten und führen zu grossen Unterschieden in den generierten arbitragefreien HPFC. Nehmen wir an, wir hätten ein Modell mit einer robusten Parametrierung der Inputdaten und ein weiteres Modell mit sehr granularen Nachfrage- und Angebotskurven in den Input-Daten, insbesondere was stochastische Erzeugung via Photovoltaik und Nachfrage zu den Noon-Stunden betrifft. Werden hohe PV-Einspeisungen und geringe Nachfrage als Input spezifiziert, so fallen die stündlichen Forward-Preise während den Noon-Stunden deutlich geringer aus, verglichen mit einer Modellparametrierung mit geringer PV-Einspeisung und hoher Nachfrage. Unterschiede zwischen zwei arbitragefreien HPFC über die 4 Noon-Stunden, müssen zur Wahrung der Arbitragefreiheit zwingend in den übrigen 8 Stunden der Peak-Qualität kompensiert werden.

Dies kann dazu führen, dass wir drei arbitragefreie HPFC zur Auswahl haben: die erste bezieht sich auf die robuste Parametrierung, die zweite auf eine granulare Parametrierung mit hoher PV-Einspeisung und geringer Nachfrage über die 4 Noon-Stunden und die dritte auf eine granulare Parametrierung mit geringer PV-Einspeisung und hoher Nachfrage über die 4 Noon-Stunden. Bezogen auf die erste arbitragefreie HPFC, die wir auf Basis robuster Parametrierung erhalten, wird die zweite (dritte) arbitragefreie HPFC deutlich höhere (geringere) stündliche Forward-Preise aufweisen. Fallen die stündlichen Forward-Preise über die Noon-Stunden z.B. um 4 EUR/MWh höher (tiefer) aus, so impliziert dies um 2 EUR/MWh geringere (höhere) Forward-Preise über die restlichen 8 Stunden. Die Preisanpassungen kompensieren sich über die Peak-Stunden für eine Lieferung mit konstanter Leistung, womit die Arbitragefreiheit erhalten bleibt.

Diese Preisanpassungen kompensieren sich aber nicht für Lieferungen mit variablem Profil über die Peak-Stunden. Bezogen auf eine Peak-Lieferung (mit konstanter Leistung über die 12 Peak-Stunden) führen die drei arbitragefreien HPFC zu den gleichen Fair Values. Bezogen auf eine Noon-Lieferung (mit konstanter Leistung über die 4 Noon-Stunden) führen die drei arbitragefreien HPFC zu unterschiedlichen Fair Values. Der Fair Value der Noon-Lieferung bezogen auf die erste HPFC fällt um 4 EUR/MWh tiefer aus als der Fair Value bezogen auf die

zweite HPFC, und um 4 EUR/MWh höher als der Fair Value der Noon-Lieferung bezogen auf die dritte HPFC.

Wir erkennen, dass der Wert der Stromlieferung über Lieferstunden Noon schwankt (im vorliegenden Beispiel um +/-4 EUR/MWh verglichen mit der ersten HPFC) je nach Parametrierung der generierten arbitragefreien, stündlichen Forward-Preise. Legen wir einen Preis von 40 EUR/MWh für die Peak-Lieferung zugrunde, so beträgt daran gemessen der Bewertungsspielraum für den Fair Value der Noon-Lieferung 20% (8 EUR/MWh).

Die Modelle können unter unterschiedlichen Parametrierungen grosse Unterschiede in den Fair Values von nicht standardisierten Handelsprodukten aufzeigen. Solange sich Verschiebungen in den stündlichen Forward-Preisen innerhalb der Peak-Stunden bzw. innerhalb der off-Peak-Stunden kompensieren, bleibt die Arbitragefreiheit der HPFC erhalten und die Fair Values der Standardprodukte (i.e. Futures) bezogen auf verschiedene arbitragefreien HPFCs sind identisch.

Jene Forwards, die nicht mittels einem Portfolio aus handelbaren Futures replizierbar sind, lassen sich nur sehr unscharf bewerten. Dies ist der Unvollständigkeit des Strommarktes geschuldet. Dies führt zur Unschärfe im Fair Value von Forwards, in der Folge zur Unschärfe in den bilanzierten Wiederbeschaffungswerten und damit direkt zu einer möglichen Überschätzung des Eigenkapitals. Um diesen Bewertungsspielräumen in der Finanzberichterstattung konservativ entgegenzutreten zu können, publizieren wir auf [36] täglich zwei HPFC, die komplementär zueinander generiert werden. Konkret unterscheidet sich die Generierung dieser zwei HPFC in unterschiedlichen Annahmen für Angebot und Nachfrage innerhalb nicht standardisierter Lieferperioden. Um das Ausmass der Unschärfe an realen Marktdaten aufzuzeigen, nehmen wir repräsentativ den Handelstag 10. August 2020 und den Liefermonat April 2021. Die entsprechende Stromlieferung in den Qualitäten Base, Peak und off-Peak sei an der EEX am Handelstag 10. August 2020 noch nicht als Future handelbar. Wir erhalten auf Basis der zwei komplementär zueinander generierten HPFCs für eine Peak-Lieferung im April 2021 die Werte EUR 34.57 bzw. EUR 40.52. Damit stellen wir – per Handelstag 10. August 2020 - eine Unschärfe für den Fair-Value der Peak-Lieferung im April 2021 in Höhe von +/- 8% fest.

Die Arbitragebedingung einer HPFC ist gekoppelt an die Future-Preise und ist damit eindeutig definiert. Die Generierung der HPFC unterliegt hingegen vielen weiteren Modellannahmen, die insbesondere die Spotpreisdynamik betreffen. In [37] können wir zurück greifen auf historische HPFC, die mit Beginn der Liberalisierung die Dynamiken in den Spotmärkten für die Marktgebiete Schweiz, Deutschland und Österreich widerspiegelt. Man erkennt über die letzten 12 Jahre grosse Veränderungen in den Saisonalitäten und Spreads der stündlichen Forward-Preise. Diese dokumentieren die Auswirkungen des grossen Zuwachs an Neuen Erneuerbaren Energien, die damit verbundenen hohen Volatilitäten sowie die Spike-Charakteristika in den stündlichen Spotpreisen. Aufgrund der inhärenten Unschärfe, die eine Bewertung nach Fair Value für Forwards mit sich bringt, sind die im Stromhandel eingesetzten HPFC regelmässig strengen Prüfungen zu unterziehen, damit das Trading nicht einer «adverse selection» unterliegt und ungewollten Raum für Spekulationen im Stromhandel öffnet.

Generierung komplementärer HPFC

Dass sich die in [37] per Handelstag publizierte HPFC stark unterscheiden, ist bewusst so in unserer Konstruktion: diese beiden HPFCs sollen effektiv komplementär zueinander sein. Grosse Preisdifferenzen in den Forwards zeigen auf, dass sich die Forwards stark von den standardisierten Lieferperioden und Qualitäten unterscheiden. Je kleiner dieser Unterschied, umso besser kann dieser Forward durch ein Portfolio aus Futures repliziert werden. Man sollte sich dabei in Erinnerung rufen, dass jede Konvexkombination dieser beiden komplementären, arbitragefreien HPFC wiederum eine arbitragefreie HPFC ergibt.

Wir legen unserer HPFC Generierung insbesondere die historische Spotpreisdynamik und unsere Spotpreisprognosen zugrunde. Die «Spotprognose» ist eine dreitägige Intervallprognose, die sich aus einer Analyse für die anstehenden 7 Tage ergibt. Wir decken rollierend jeweils einen Zeitraum von einer Woche ab. Eine Woche umfasst 168h. Das Profil (d.h. der Shape für die Preise der 168 Stundenprodukte) über diese 168h bestimmen wir aus den Tages- und Wochen-Shapes, die ihrerseits von der Jahres-Saisonalität abhängig sind.

Tages- und Wochen-Shape (in Abhängigkeit der Jahres-Saisonalität) werden bestimmt aus den historischen Day-Ahead Auktionen der vergangenen 5 Jahre (rollierend), wobei wir hier rollierend jeweils 13 Wochen (= Zeitraum von 91 Tagen) für die Jahres-Saisonalität zusammennehmen. Eine zentrale Rolle für die Tages- und Wochen-Shapes nimmt dabei die Abhängigkeitsstruktur ausgewählter Paare der 168h Stundenprodukte ein. *De facto* analysieren wir die Dynamik (Volatilität & Schiefe) mehrerer ausgewählter Preis-Spreads zwischen zwei Stundenprodukten.

Die Intervallprognosen für jede Stunde der folgenden 3 bis 7 Tage erhalten wir nun einerseits i) über das Profil der über die 168h bestimmten Tages- und Wochen-Shapes, die die Abhängigkeitsstrukturen über die Stundenprodukte einer Woche abbildet, ii) andererseits über die Momente (Volatilität und Schiefe) der Preisverteilungen für Stundeprodukte im Spotmarkt. Diese Verteilungen schätzen wir auf Basis Maximum-Likelihood, wobei beginnend mit den Day-Ahead Auktionen, die Intra-Day Preise der Stundeprodukte berücksichtigt werden, um damit den jeweiligen Handelszeitraum eines Stundenproduktes abzudecken. Die Intervallprognosen bilden im Rahmen des Asset-backed Trading die Basis für eine diskrete Replikation der Ausübungsrechte für flexible Turbinen und Pumpen auf Basis kraftwerksabhängiger Trigger-Preise.

Mit den Intervallprognosen haben wir *de facto* eine Schätzung der Verteilung der Preise für die 168h Stundeprodukte (inkl. ihrer Abhängigkeitsstrukturen) vorgenommen. Aus diesen Intervallprognosen lassen sich zwei Arten von Punkt-Prognosen bestimmen: die modale Punktprognose sowie die Median-Prognose. Deren Shapes hängen von den kurzfristigen Futures ab, deren Preise bereits die kurzfristigen Wetterprognosen berücksichtigen.

In unseren Arbeiten [20,21,22] haben wir analysiert, zu welchem Anteil die verschiedenen Faktoren (Nachfrage, Wind, PV, etc.) die grossen Volatilitäten in den Spot-Preisen erklären helfen. Dabei haben wir festgestellt, dass selbst unter perfekter Information für Nachfrage, Wind- und PV-Einspeisungen die Volatilität des Prognosefehler sich nicht signifikant verbessern lassen, verglichen mit den verfügbaren Prognose-Informationen am Vorabend als Input. Dies erklären wir einerseits i) mit den hoch volatilen Wind- und PV-Einspeisungen selbst während des Intraday-Handels (dies widerspiegelt sich insbesondere auch in den hohen Volatilitäten der Bid-Ask-Preise über den Handelszeitraum im Spotmarkt), und

andererseits ii) mit einem «hoch dynamischen» Trading-Verhalten der Akteure, das – aus unserer Sicht - in den letzten Jahren stark vom Algo-Trading getrieben wird.

In den Settlement-Preisen der (sehr) kurzfristigen Futures sind insbesondere auch die kurzfristige Wetter- und Nachfrageprognose bereits enthalten. Als direkte Folge fließen in die Intervall Prognosen die Settlement-Preise der (sehr) kurzfristigen Futures (diese liefern die Peak und off-Peak-Levels), woraus mit einem Optimierungsmodell der Shape für die nächsten 168h Stunden abgeleitet wird. Ergänzt um die geschätzten Verteilungen der Preise für die Stundenprodukte erhalten wir die Quantil-Schätzungen und damit die Intervallprognosen. Die resultierenden, von den Wetterprognosen abhängigen Shapes, führen in direkter Folge zu der Ambiguität in der Bestimmung der Preiskurven für mittlere und längere Fristigkeiten.

4.3 Energiederivate innerhalb der Bewertungshierarchie

Im Rahmen der Bewertungshierarchie in der Finanzberichterstattung von Energieversorgern dürfen unter Level 1 nur jene Energiederivate aufgeführt werden, die an aktiven Märkten (Börsen) handelbare Instrumente mit identischen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten entsprechen. Energiederivate sind unter Level 2 aufzuführen, deren Marktwert sich anhand Bewertungsmodellen bestimmen lassen, deren Parameter Börsenpreise repräsentieren. Eine Einordnung unter Level 2 der Bewertungshierarchie ist dann zulässig, wenn der Fair Value des Forwards ausschliesslich aus Börsenpreisen vergleichbarer Produkte abgeleitet werden kann. In Level 3 sind jene Energiederivate aufzuführen, deren Fair Value mittels Modellen bestimmt wird, die sich massgeblich auch auf Parameter (wie z.B. Volatilitäten, Korrelationen, Angebots- und Nachfragekurven) stützen, die keine Börsenpreise repräsentieren.

Futures auf Strom repräsentieren Stromlieferungen, die den Anforderungen des Level 1 *per definitionem* genügen. Energiederivate des OTC-Handels dürfen nur in Level 2 oder Level 3 aufgeführt werden. Wir erkennen, dass die drei Levels der Bewertungshierarchie in der Finanzberichterstattung unterschiedlichen Modellrisiken Rechnung tragen und damit für die eingesetzten Modelle unterschiedliche Offenlegungspflichten nach sich ziehen.

Fair Values für Energiederivate des OTC-Handels lassen sich – abgesehen von Spezialfällen - nicht ausschliesslich von Börsenpreisen ablesen, sondern erfordern nebst den Börsenpreisen von Futures noch zusätzliche wertbestimmende Parameter, die insbesondere Volatilitäten, Korrelationen, Angebots- und Nachfragekurven repräsentieren. Damit dürfen Forwards, die sich mittels einem Portfolio aus Futures replizieren lassen, in Level 2 aufgeführt werden, alle übrigen Forwards sind in Level 3 aufzuführen.

In Level 3 sind insbesondere auch jene Forwards aufzuführen, die sich nicht als Portfolio von Futures replizieren lassen, und deshalb die Bewertung mit Preiskurven vorgenommen wird. Preiskurven, die arbitragefreie Schätzungen für die zukünftigen, stündlichen oder viertelstündlichen Stromlieferungen repräsentieren. Grundlage für diese Schätzungen bilden die Futures-Preise und die Spot-Preise. Letztere unterliegen starken Saisonalitäten und Volatilitäten, die aufgrund volatiler Angebote und Nachfrage für die stündlichen und viertelstündlichen Spotprodukten ausgelöst werden. In Folge fallen die Schätzungen nicht eindeutig aus, sondern unterliegen Ambiguitäten. Diese Bewertungsspielräume führen zu Unschärfen in der Bestimmung des Fair Values jener Forwards, die sich nicht als Portfolio von Futures darstellen lassen.

Optionsgeschäfte des OTC-Handels mit nichtstandardisierten Strike-Preisen, Verfallzeitpunkten und bilateral vereinbarten Verpflichtungen werden ebenfalls unter Level 3 aufgeführt. Für die Bestimmung des Fair Value dieser Optionsgeschäfte sind insbesondere auch Volatilitäten und Korrelation von Spot- und Futures-Preisen erforderlich, die mit unternehmensinternen Modellen geschätzt werden und je nach Parametrierung unterschiedlich ausfallen.

Wir erkennen, dass Level 3 jene Energiederivate abdeckt, deren Fair Value nicht eindeutig abgeleitet werden kann. Damit trägt der Level 3 innerhalb der Bewertungshierarchie nicht nur den Modellrisiken sondern auch der Unvollständigkeit in Finanz- und Energiemärkten Rechnung.

Accounting Inkonsistenzen über zwei Gegenparteien

Forwards repräsentieren Energiederivate mit linearen, unbedingten Auszahlungsstrukturen und sind daher methodisch mit arbitragefreien Preiskurven einfach zu bewerten. Die Herausforderung liegt in der Unvollständigkeit der Strommärkte. Diese Unvollständigkeit bilden wir mit der Generierung komplementärer, arbitragefreier Preiskurven ab. Dieses Set an arbitragefreien Preiskurven führt dazu, dass der Fair Value jener Forwards, die sich nicht als Portfolio von Futures replizieren lassen, Bewertungsspielräumen unterliegt. Dies hat unmittelbar zur Folge, dass Accounting Inkonsistenzen über zwei oder mehrere Gegenparteien auftreten können:

Wir betrachten zwei Vertragsparteien A (Käufer) und B (Verkäufer), die via einem OTC-Handelsgeschäft einen Level-3-Forward zu einem Preis von 37 EUR/MWh abgeschlossen haben. Die Bewertung anhand zweier komplementärer, arbitragefreier Preiskurven führt per Bilanzstichtag zu zwei unterschiedlichen Fair Values in Höhe von 35 EUR/MWh und 40 EUR/MWh. Wir nehmen an, dass bis zum Bilanzstichtag keine Margin Zahlungen geleistet wurden. Der Käufer (A) dieses Level-3-Forwards verwendet jene arbitragefreie Preiskurve, die für den Bilanzstichtag einen Fair Value von 40 EUR/MWh ausweist. Als Folge bilanziert diese Vertragspartei (A) den Level-3-Forward mit einem positiven Wiederbeschaffungswert von 3 EUR/MWh. Der Verkäufer (B) dieses Level-3-Forwards verwendet hingegen jene arbitragefreie Preiskurve, die für den Bilanzstichtag einen Fair Value von 34 EUR/MWh ausweist. Als Folge bilanziert auch diese Vertragspartei (B) das offene Handelsgeschäft mit einem positiven Wiederbeschaffungswert von 2 EUR/MWh.

Damit bilanzieren beide Gegenparteien für ein und dasselbe Handelsgeschäft per Bilanzstichtag positive Wiederbeschaffungswerte. Das bedeutet, dass offene Handelsgeschäfte mit Level-3 Energiederivaten von beiden Vertragsparteien per Bilanzstichtag als Vermögen bilanziert werden können. Die Bilanzen dieser Vertragsparteien weisen somit Inkonsistenzen in den Vermögenswerten aus. Dies führt unmittelbar zu einer Überschätzung zumindest eines der beiden ausgewiesenen Eigenkapitalien.

5 Erkenntnisse aus den Finanzberichten Alpiq, Axpo und BKW (2017-2019)

Betrachten wir die Finanzberichte der drei grossen Schweizer Stromproduzenten über die Geschäftsjahre 2017-2019, so stellen wir fest, dass sich in der Bewertungshierarchie der Fair Value für die Vermögenwerte und Verbindlichkeiten von Energiederivaten fast zur Gänze auf Energiederivate des Level 2 fokussiert. *Alpiq* und *BKW* dokumentieren jeweils für die Bilanzposition Energiederivate Wiederbeschaffungswerte von 0 in Level 1 und 3, womit *Alpiq* und *BKW* die in der Bilanzposition Energiederivate aufgeführten positiven und negativen Wiederbeschaffungswert zu 100% dem Level 2 zuordnen. *Axpo* dokumentiert über den Zeitraum bis zu ca. 1% ihres in der Bilanzposition Energiederivate aufgeführten Wiederbeschaffungswert in Level 1 und bis zu ca. 10% ihres in der Bilanzposition Energiederivate aufgeführten Wiederbeschaffungswert in Level 3. *Axpo* ordnet damit ihre bilanzierten positiven und negativen Wiederbeschaffungswerte für Energiederivate zu etwa 90% dem Level 2 zu.

Die Finanzberichte von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* lassen den Schluss zu, dass unter Level 2 auch jene Forwards aufgeführt werden, die sich nicht mit einem Portfolio aus Futures replizieren lassen. Die Bestimmung des Fair Values erfolgt anhand unternehmensinterner, arbitragefreier Preiskurven. In ihren Finanzberichten wird festgehalten, dass diese arbitragefreien Preiskurven aus unternehmensinternen Fundamentalmodellen stammen, in denen die Schätzung für Nachfrage und Angebot ein preisbestimmender Faktor ist, die regelmässig zu überprüfen ist. Dies hat weitreichende Auswirkungen: eine regelmässige, unternehmensinterne Anpassung der Faktoren für Nachfrage und Angebot führt zu unternehmensintern angepassten Fair Values und damit zu unternehmensintern angepassten Wiederbeschaffungswerten, dies im Einklang mit den vereinbarten Margin-Zahlungen an die Gegenpartei und sich ändernder Marktpreise. Auch wenn sich zwei Vertragsparteien zum Zeitpunkt des Vertragsabschluss einig sind über «ihren» Fair Value des kontrahierten Forwards, so können die unternehmensinternen Einschätzungen über die zeitliche Entwicklung des Fair Value unterschiedlich ausfallen. Insbesondere können die beiden Vertragsparteien per Bilanzstichtag für einen Forward und den darauf getätigten Margin-Zahlungen aufgrund unterschiedlicher Ergebnisse der unternehmensinternen Fundamentalmodelle zu unterschiedlichen Wiederbeschaffungswerten führen. In einem Vergleich der Bilanzen über die involvierten Vertragsparteien kann dies zu Inkonsistenzen in den Bilanzpositionen Energiederivate führen. Wir haben oben aufgezeigt, dass in extremis beide Gegenparteien für ein und dasselbe Handelsgeschäft per Bilanzstichtag positive Wiederbeschaffungswerte bilanzieren. Dies führt unmittelbar zu einer Überschätzung zumindest eines der beiden ausgewiesenen Eigenkapitalien.

In den unternehmensinternen Preiskurven für die Bestimmung des Fair Value von Level-2 Forwards sind Parameter verankert, die aus Marktdaten nicht eindeutig geschätzt werden können. Es liegen unternehmensinterne Modellannahmen über Faktoren für Angebot und Nachfrage zugrunde, die den Fair Value von Energiederivaten massgeblich definieren. Um den unternehmensinternen Modellrisiken Rechnung zu tragen, die mit der Bewertungshierarchie abgedeckt werden, berücksichtigen wir kalkulatorisch die resultierenden Unschärfen für den Fair Value. Weil uns über die drei Levels der Bewertungshierarchie keine hinreichende Differenzierung der Energiederivate vorliegt, sehen wir unter Level-2 auch jene Forwards, die sich nicht mittels Futures replizieren lassen und deshalb mit einer arbitragefreien Preiskurven zu bewerten sind.

Weiter sensibilisieren wir auf die Saldierungspraxis, der wir kritisch gegenüberstehen. Saldierungen führen in der Regel dazu, dass die Bilanzsumme zulasten des Fremdkapitals gekürzt wird. Wird darauf verzichtet, einen Anteil des Fremdkapitals in der Bilanz auszuweisen, so fließt auch die Volatilität, die dieser Position auf der Passivseite unterliegt, nicht ein. Damit kann es zu Fehleinschätzungen im Risiko-Exposure kommen, die ihrerseits Auswirkungen auf die Einschätzung von Zahlungsfähigkeit und Kreditfähigkeit oder sogar die Fortführung der Unternehmenstätigkeit haben. Beziehen wir dies auf ein Energiehandelsunternehmen, dessen Handelsvolumen ein 25-faches der ausgewiesenen Netting-Positionen in der Bilanz beträgt, so wird nur ein Bruchteil des Risiko-Exposures, nämlich 4% des gesamten Risiko-Exposures ausgewiesen. Aus unserer Sicht unterschätzen *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* in ihren Berichterstattungen ihr Risiko-Exposure unterschätzen. Wir empfehlen die Risikomodelle auf die Bruttogeldflüsse des Energiehandels anzuwenden, und sich nicht auf die in der Bilanz ausgewiesenen Netting-Volumina für die Risikomessung abzustützen.

Gegenüber unseren Argumentationen in [9,10,11] kommen neu die Ambiguitäten der Bestimmung des Fair Values jener Energiederivate hinzu, die sich nicht mittels einem Portfolio von Futures replizieren lassen. Die resultierenden Bewertungsspielräume in diesen Fair Values stellen eine Saldierung zusätzlich in Frage. Die entsprechenden Wiederbeschaffungswert definieren sich über Fair Values und damit über Bruttogeldflüsse. Somit unterliegt das Netting-Volumen selbst einer Unschärfe, die sich ebenfalls auf das Eigenkapital und die Bilanzsumme überträgt. Deshalb sehen wir es auch als wichtig an, dass die Wiederbeschaffungswerte in den einzelnen Levels der Bewertungshierarchie brutto ausgewiesen werden, also vor Saldierung.

Weiter erinnern wir daran, dass die Ambiguitäten aufgrund der Unvollständigkeit des Strommarktes resultiert, die zu Bewertungsspielräumen in der Bestimmung des Fair Value eines Energiederivates und damit zu unscharfen Bruttogeldflüssen führen. Wenn nun wie bei *Axpo* und *Alpiq* Bruttogeldflüsse in Höhe von gerundet 20 Mia. je Cash-Flow Seite ausgewiesen werden, so bedeutet dies je kalkulatorischer 1% Unschärfe im Fair Value über alle Energiederivate der Level 2 und 3 eine Unschärfe von Mio. 400 für das Eigenkapital. Bezogen auf die Finanzberichte der Jahre 2017 – 2019 entspräche dies einer Unschärfe im ausgewiesenen Eigenkapital von 11% für *Alpiq* und von 7-9% für *Axpo*.

Axpo weist die Wiederbeschaffungswerte der Energiederivate in der Bewertungshierarchie brutto aus, *Alpiq* und *BKW* veröffentlichen die entsprechenden Wiederbeschaffungswerte netto. Bis und mit GJ 2017 haben *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* ihre Geldzuflüsse und Geldabflüsse aus Energiederivaten brutto ausgewiesen. Seit 2019 weist *Alpiq* diese Zahlen netto aus. Eine Brutto Darstellung der Geldzuflüsse und Geldabflüsse aus Energiederivaten erachten wir als wichtig, weil die Unschärfen im Eigenkapital von der Bestimmung des Fair Value und damit von den Bruttogeldflüssen ausgehen. Ausserdem erlauben die per Bilanzstichtag ausgewiesenen Bruttogeldflüsse abzuschätzen, welche Anteile Eigenhandel und Asset-backed Trading innerhalb des Energiehandels in den Bilanzen verbucht werden. Unsere Ergebnisse haben wir exemplarisch für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* in [11d] ausgewiesen.

Wir erinnern, dass die Bilanzpositionen Wiederbeschaffungswerte von Energiederivaten keinen Schluss zulassen, wie erfolgreich das Handelsergebnis im laufenden Geschäftsjahr ausgefallen ist. Gegenüber Futures – deren Wiederbeschaffungswerte mit 0 auszuweisen sind – führen mit unserem Verständnis die bilateralen Vereinbarungen in den Energieverträgen zu den bilanzierten positiven Vermögenswerte und Verpflichtungen (bewertet nach Fair Value).

Diese individuellen, bilateralen Vereinbarungen erlauben entsprechend die Bilanzpositionen Energiederivate zu steuern. Für jene Wiederbeschaffungswerte, die wir *de facto* unter Level 3 sehen, gilt es die Unschärfe der entsprechenden Fair Values zu berücksichtigen. Diese erzeugt unmittelbar eine Unschärfe der unter Level 2 und 3 auszuweisenden Wiederbeschaffungswerte. Um diesem Rechnung zu tragen, legen wir bezogen auf die Wiederbeschaffungswerte kalkulatorisch einen Bewertungsspielraum von 10% für jede Seite der Bilanz zugrunde, dies entspricht bezogen auf die Fair Values der in Level 2 und 3 einzuordnenden Energiederivate im Durchschnitt einem Bewertungsspielraum von etwa 2-4%. Um auch die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, verwenden wir bezogen auf die Bewertungshierarchie von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* jeweils die Bruttowerte.

Wir zeigen in den nachfolgenden Abschnitten, wie stark in den letzten drei Geschäftsjahren 2017-2019 die Netting-Volumina und die Bewertungsspielräume in den Wiederbeschaffungswerten der Energiederivate das Eigenkapital und damit die Eigenkapitalquote beeinflussen. Weiter gehen wir kurz ein auf die ausgewiesenen Bruttogeldflüsse aus Energiederivaten (sofern publiziert). Konkret stellen wir die Wiederbeschaffungswerte (brutto) den Geldzuflüssen und Geldabflüssen (brutto) gegenüber, um den Ermessensspielraum zu quantifizieren, der im Rahmen des Bilanzausweises für das Nachkommen der bilateralen, vertraglichen Vereinbarungen genutzt wird. Je grösser dieses Verhältnis ausfällt, umso stärker wird der vorhandene Ermessensspielraum im OTC-Handel genutzt. Wir verstehen dieses Verhältnis auch als Mass für die aktive Steuerung der Bilanzpositionen Energiederivate. Als Referenzwert für dieses Mass beziehen wir uns auf jenen für Futures, deren Wiederbeschaffungswerte *per definitionem* 0 sind. Für Futures liegt kein Ermessensspielraum im Nachkommen der vertraglichen Verpflichtungen vor, da diese über die täglichen Abrechnungen im Margin-Konto strikt vorgegeben sind.

Die Wiederbeschaffungswerte für Futures sind 0, was uns zum Referenzwert von 0% (unabhängig von der Höhe der Bruttogeldflüsse) führt. Der Erfolg im Handel mit Futures fliesst zur Gänze in das Jahresergebnis ein. Damit erkennen wir, dass kleine Wiederbeschaffungswerte (brutto) für die Energiederivate in Level 2 und 3 nicht notwendigerweise geringe Unschärfen im Eigenkapital bedeuten. Bei kleinen Wiederbeschaffungswerten sind in jedem Fall die Bewertungsspielräume in den Bruttogeldflüssen in Relation zum Eigenkapital zu ziehen, weil die Bruttogeldflüsse durch die Fair Values der Energiederivate definiert sind. Damit sei zusätzlich die Notwendigkeit dokumentiert, Bruttogeldflüsse auszuweisen. Wir haben uns entschieden, die Unschärfe im Eigenkapital über die Bewertungsspielräume in den Wiederbeschaffungswerten aufzuzeigen, weil die Wiederbeschaffungswerte direkt in die Bilanzposition Energiederivate einfließen. Ergänzend sei festgehalten, dass die per Bilanzstichtag energetisch offenen Positionen mittels Preiskurven bewertet werden und diese Preiskurven in direkter Folge die Bilanzpositionen Energiederivate bestimmen. Aufgrund der Ambiguitäten in der Bestimmung der Preiskurven resultieren auch direkt über die energetisch offenen Positionen die Unschärfen in den Bruttogeldflüssen und damit die Bewertungsspielräume in den Bilanzpositionen Energiederivate.

5.1 Alpiq (2017-2019)

Die Vermögenswerte und Verbindlichkeiten von Energiederivaten zum Fair Value bewertet werden in der Bewertungshierarchie netto ausgewiesen. Wir verwenden nachfolgend die entsprechenden Brutto Werte, die wir unter Einbeziehung der für Energiederivate ausgewiesenen Netting-Volumina erhalten. Alpiq wendet kein Hedge-Accounting für die Absicherung der Energiepreissrisiken an.

Einfluss des OTC-Handels auf Bilanzposition Energiederivate

Alpiq weist im GJ 2017 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 17'804 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 18'082 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 3'406 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 3'282 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2017 im Rahmen der bilateralen OTC-Vereinbarungen beträgt 18-19%..

Alpiq weist im GJ 2018 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 16'452 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 16'462 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 5'080 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 4'987 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2018 im Rahmen der bilateralen OTC-Vereinbarungen beträgt gerundet 30-31%.

Alpiq weist im GJ 2019 keine Bruttogeldflüsse aus, weshalb wir hierzu keine vergleichbaren Aussagen tätigen können. Alpiq weist im GJ 2019 Nettogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 2'812 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 2'895 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (netto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 525 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 406 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2019 im Rahmen der bilaterale OTC-Vereinbarungen beträgt gerundet 14-18%.

Auswirkungen der Unvollständigkeit im Strommarkt

Im Geschäftsjahr 2017 weist Alpiq bei einer Bilanzsumme von Mio. 10'197 ein Eigenkapital von Mio. 3'965 und eine Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 2'528 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 878 (netto) bzw. Mio. 3'406 (brutto). Die unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 754 (netto) bzw. Mio. 3'282 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von bis zu Mio. 341 auf der Aktivseite und von bis zu Mio. 328 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 bis zu Mio. 669, was ca. 17% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2017 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2018 weist Alpiq bei einer Bilanzsumme von Mio. 9'074 ein Eigenkapital von Mio. 3'944 und eine Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 3'801 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 1'279 (netto) bzw. Mio. 5'080 (brutto), jene unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 1'186 (netto) bzw. Mio. 4'987 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von Mio. 508 auf der Aktivseite und von Mio. 499 auf der

Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt im GJ 2018 die Unschärfe Mio. 1'007, was ca. 25% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2018 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2019 weist *Alpiq* bei einer Bilanzsumme von Mio. 7'369 ein Eigenkapital von Mio. 3'671 und eine Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 1'772 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 525 (netto) bzw. Mio. 2'297 (brutto), jene unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 406 (netto) bzw. Mio. 2'178 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von Mio. 230 auf der Aktivseite und von Mio. 218 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2019 bis zu Mio. 448, was ca. 12% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2019 entspricht.

Das von *Alpiq* ausgewiesene Netting-Volumen auf Energiederivate in den GJ 2017 - 2019 beträgt in etwa dem 3-fachen der netto ausgewiesenen Bilanzposition Energiederivate. Bei *Alpiq* fällt für das GJ 2017 eine um das Netting-Volumen auf Energiederivate bereinigte EK-Quote auf 31,2% von den im Finanzbericht 2017 ausgewiesenen 38,9%. Für das GJ 2018 (bzw. 2019) fällt die bereinigte EK-Quote auf 30,6% (bzw. 40,2%) von den im Finanzbericht 2018 (bzw. 2019) ausgewiesenen 43,5% (bzw. 49,9%)

5.2 *Axpo* (2017-2019)

Die Vermögenswerte und Verbindlichkeiten für Energiederivate zum Fair Value bewertet werden in der Bewertungshierarchie brutto ausgewiesen. *Axpo* wendet Hedge-Accounting zur Absicherung von Energiepreisisiken an.

Einfluss des OTC-Handels auf Bilanzposition Energiederivate

Axpo weist im GJ 2017 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 21'104 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 18'412 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 3'475 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 3'589 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2017 beträgt 17-21%.

Axpo weist im GJ 2018 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 26'489 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 25'286 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 8'974 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 9'281 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2018 beträgt gerundet 34-38%.

Axpo weist im GJ 2019 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 31'875 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 26'369 aus. Diesen beiden Seiten stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 3'668 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 3'537 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2019 beträgt gerundet 12% für die Aktivseite bzw. 14% für die Passivseite.

Auswirkungen der Unvollständigkeit im Strommarkt

Im Geschäftsjahr 2017 weist *Axpo* bei einer Bilanzsumme von Mio. 19'023 ein Eigenkapital von Mio. 4'884 und ein Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 2'215 Mio. aus. In Level 3 werden Vermögenswerte in Höhe von Mio. 187 (brutto) ausgewiesen und Verpflichtungen in Höhe von Mio. 254 (brutto). Die in Level 2 ausgewiesenen Vermögenswerte betragen Mio. 3'348 (brutto), die in Level 2 ausgewiesenen Verbindlichkeiten betragen Mio. 3'575 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte (brutto) von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte in Level 2 und 3 von Mio. 3'544 für Vermögenswerte bzw. von Mio. 3'869 für Verpflichtungen zu einer Schwankungsbreite von Mio. 354 auf der Aktivseite und von Mio. 387 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 bis zu Mio. 736, was ca. 15% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2017 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2018 weist *Axpo* bei einer Bilanzsumme von Mio. 22'216 ein Eigenkapital von Mio. 4'978 und ein Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 5'815 Mio. aus. In Level 3 werden Vermögenswerte in Höhe von Mio. 309 ausgewiesen und Verpflichtungen in Höhe von Mio. 322. Die in Level 2 ausgewiesenen Vermögenswerte betragen Mio. 8'776 (brutto), jene in Level 2 ausgewiesenen Verbindlichkeiten betragen Mio. 9'296 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte in Level 2 und 3 von Mio. 9'085 für Vermögenswerte bzw. von Mio. 9'618 für Verpflichtungen zu einer Schwankungsbreite von bis zu Mio. 909 auf der Aktivseite und von bis zu Mio. 962 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 bis zu Mio. 1'871, was ca. 38% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2018 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2019 weist *Axpo* bei einer Bilanzsumme von Mio. 20'806 ein Eigenkapital von Mio. 5'900 und ein Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 1'428 Mio. aus. In Level 3 werden Vermögenswerte in Höhe von Mio. 355 ausgewiesen und Verpflichtungen in Höhe von Mio. 197. Die in Level 2 ausgewiesenen Vermögenswerte betragen Mio. 3'316 (brutto), die in Level 2 ausgewiesenen Verbindlichkeiten betragen Mio. 3'338 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte in Level 2 und 3 von Mio. 3'671 für Vermögenswerte bzw. von Mio. 3'535 für Verpflichtungen zu einer Schwankungsbreite von bis zu Mio. 367 auf der Aktivseite und von bis zu Mio. 354 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 bis zu Mio. 721, was ca. 12% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2017 entspricht.

Das von *Axpo* ausgewiesene Netting-Volumen auf Energiederivate in den GJ 2017-2019 schwankt zwischen dem 1,5- und 3-fachen der jeweils netto ausgewiesenen Bilanzpositionen Energiederivate. Bei *Axpo* fällt für das GJ 2017 eine um das Netting-Volumen auf Energiederivate bereinigte EK-Quote auf 23,0% von den im Finanzbericht 2017 ausgewiesenen 25,7%. Für das GJ 2018 (bzw. 2019) fällt die bereinigte EK-Quote auf 17,8% (bzw. 26,5%) von den im Finanzbericht 2018 (bzw. 2019) ausgewiesenen 22,4% (bzw. 28,4%).

5.3 BKW (2017-2019)

Die Vermögenswerte und Verbindlichkeiten von Energiederivaten zum Fair Value bewertet werden in der Bewertungshierarchie netto ausgewiesen. Wir verwenden nachfolgend die entsprechenden Werte (brutto), die wir unter Einbeziehung der für Energiederivate ausgewiesenen Netting-Volumina erhalten. BKW wendet kein Hedge-Accounting für die Absicherung der Energiepreissrisiken an.

Einfluss des OTC-Handels auf Bilanzposition Energiederivate

BKW weist im GJ 2017 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 4'763 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 4'721 aus. Diesen stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 816 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 820 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2017 im Rahmen der bilateralen, vertraglichen Vereinbarungen beträgt gerundet 17%.

BKW weist im GJ 2018 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 8'575 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 8'369 aus. Diesen stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 1'242 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 1'254 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2017 im Rahmen der bilateralen, vertraglichen Vereinbarungen beträgt gerundet 14-15%.

BKW weist im GJ 2019 Bruttogeldzuflüsse in Höhe von Mio. 9'846 und Bruttogeldabflüsse in Höhe von Mio. 9'799 aus. Diesen stehen Wiederbeschaffungswerte (brutto) als Vermögenswerte in Höhe von Mio. 693 und als Verpflichtungen in Höhe von Mio. 684 gegenüber. Das Mass für die aktive Steuerung der Bilanzposition im GJ 2019 im Rahmen der bilateralen, vertraglichen Vereinbarungen beträgt gerundet 6-7%.

Auswirkungen der Unvollständigkeit im Strommarkt

Im Geschäftsjahr 2017 weist BKW bei einer Bilanzsumme von Mio. 9'089 ein Eigenkapital von Mio. 3'406 und eine Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 663 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 153 (netto) bzw. Mio. 816 (brutto). Die unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 157 (netto) bzw. Mio. 820 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von Mio. 82 auf beiden Seiten der Bilanz. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 bis zu Mio. 164, was gerundet 5% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2017 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2018 weist BKW bei einer Bilanzsumme von Mio. 9'053 ein Eigenkapital von Mio. 3'472 und eine Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 1'009 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 233 (netto) bzw. Mio. 1'242 (brutto), jene unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 245 (netto) bzw. Mio. 1'254 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von Mio. 124 auf der Aktivseite und von Mio. 125 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 Mio. 249, was gerundet 8% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2018 entspricht.

Im Geschäftsjahr 2019 weist *BKW* bei einer Bilanzsumme von Mio. 9'239 ein Eigenkapital von Mio. 3'735 und ein Netting-Volumen bezogen auf Energiederivate in Höhe von 554 Mio. aus. Die unter Level 2 aufgeführten Vermögenswerte betragen Mio. 139 (netto) bzw. Mio. 693 (brutto), jene unter Level 2 aufgeführten Verbindlichkeiten betragen Mio. 130 (netto) bzw. Mio. 684 (brutto). Legen wir für jede Seite der Bilanz einen Bewertungsspielraum für die Wiederbeschaffungswerte von 10% zugrunde, so führt dies bezogen auf die Bruttowerte zu einer Schwankungsbreite von Mio. 69 auf der Aktivseite und von Mio. 68 auf der Passivseite. Für das Eigenkapital beträgt die Unschärfe im GJ 2017 Mio. 137, was gerundet 4% des Eigenkapitals per Bilanzstichtag 2019 entspricht.

Das von *BKW* ausgewiesene Netting-Volumen auf Energiederivate schwankt zwischen dem 4-fachen (im GJ 2017 und GJ 2019) und dem 5-fachen (im GJ 2019) der jeweils netto ausgewiesenen Bilanzpositionen Energiederivate.

Bei *BKW* fällt für das GJ 2017 eine um das Netting-Volumen auf Energiederivate bereinigte EK-Quote auf 34,9% von den im Finanzbericht 2017 ausgewiesenen 37,5%. Für das GJ 2018 (bzw. 2019) fällt die bereinigte EK-Quote auf 34,5% (bzw. 38,1%) von den im Finanzbericht 2018 (bzw. 2019) ausgewiesenen 38,4% (bzw. 40,4%).

5.4 Zusammenfassung

Die grossen drei Schweizer Stromproduzenten weisen ihre Energiederivate fast ausschliesslich in Level 2 aus. Aus den Finanzberichten entnehmen wir, dass diese Level-2 Energiederivate mit arbitragefreien Preiskurven bewertet werden. Da der Strommarkt im Sinne der Finanzmarkttheorie unvollständig ist, bedeutet dies, dass es mehrere arbitragefreie Preiskurven gibt, die für ein Energierivat zu unterschiedlichen Fair Values führen. Damit besteht eine Ambiguität in der Bilanzierung von Level-2 Fair Values, die sich unmittelbar auf die Bilanzposition Energiederivate überträgt, und damit zu einer möglichen Überschätzung des ausgewiesenen Eigenkapitals führt.

Weiter halten wir fest, dass die Ambiguitäten in der Bestimmung des Fair Values für Energiederivate zu Accounting Inkonsistenzen über zwei oder mehrere Gegenparteien führen können: mehrerer Gegenparteien wird es möglich, für ein Handelsgeschäft, das nicht mittels einem Portfolio von Futures replizierbar ist und in Folge mit Preiskurven zu bewerten ist, per Bilanzstichtag positive Wiederbeschaffungswerte und somit Vermögenswerte zu bilanzieren.

Für die Jahre 2017 – 2019 erhalten wir in Abhängigkeit des OTC-Handelsvolumen für *Alpiq* eine mögliche Überschätzung ihres ausgewiesenen Eigenkapitals in Höhe von 12% - 25%, für das von *Axpo* ausgewiesene Eigenkapital eine mögliche Überschätzung in Höhe von 12 – 38% und für jenes von *BKW* eine mögliche Überschätzung von 4-8%.

6 *Stromhandel als Drehscheibe zwischen Produktion und Vertrieb*

Mit der Strommarktliberalisierung wurden insbesondere auch Börsen und Handelsplattformen lanciert, die kurz- und langfristigen Handel mit Strom unterstützen. Die Spotmärkte dienen der kurzfristigen Optimierung flexibler Speicherkapazitäten sowie der Vermarktung volatiler stochastischer Einspeisungen, die Futures-Märkte der mehrjährigen Absicherung der Stromproduktion sowie der Eindeckung der Stromlieferverträge an Endkunden.

Modelle der Stochastischen Optimierung eignen sich für die Bewirtschaftung von Preis- und Volumenrisiken besonders gut, weil diese eine sehr hohe Flexibilität in der Einbindung von Restriktionen, Friktionen und Zielgrößen bieten. Im Gegensatz zu Modellen der Stochastischen Dynamischen Programmierung, in denen die Optimalitätsbedingungen als Differentialgleichungen charakterisiert sind, werden die Optimalitätsbedingungen in Modellen der Stochastischen Optimierung als sogenannte large-scale Kuhn-Tucker Systeme modelliert. Diese beinhalten Gleichungen und Ungleichungen mit dünnbesetzten Matrizen sowie Komplementaritätsbeziehungen, die zur Robustheit der Ergebnisse beitragen und mit numerischen Algorithmen der linearen und nichtlinearen Optimierung sehr effizient gelöst werden können.

Für die verschiedenen Problemstellungen des Stromhandels haben wir die Methodologie der Stochastischen Optimierung angewandt und in ein Software-Paket *E!nvestigate* integriert, das im Rahmen von Kooperationen mit der Stromwirtschaft unter Einbindung von Customization Features entwickelt wurde. *E!nvestigate* ist ein auf dem Microsoft.NET Framework basierendes Client-Server Software-Paket, das auf eine zentrale Microsoft SQL Server 2016+ Datenbank zugreift. Die Software ist für den Betrieb unter Windows 10 und Windows Server 2016+ konzipiert.

Gestützt auf unsere Erfahrungen reflektieren wir nachfolgende die verschiedenen Modelle und Methoden, die wir in engem Austausch mit der Stromwirtschaft in den letzten Jahren umgesetzt haben. Wir gliedern die unterschiedlichen Bewirtschaftungsprobleme nach Anwendungen und fokussieren auf sensible Einflussfaktoren für die Optimierung und Simulation, die allfällige Modellrisiken unbestimmten Ausmasses nach sich ziehen können.

Wir beginnen mit Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken, die flexible Kapazitäten besitzen und starken saisonalen Strukturen ausgesetzt sind. Modellbezogen werden die Laufwasserkraftwerke als Spezialfall eingebunden. Im Rahmen der Vermarktung von Windenergie führen wir in den algorithmischen Handel im zeitstetigen Intraday-Markt ein. Absicherungsstrategien und ihre Effektivität zeigen abschliessend die Bedeutung des Zusammenspiels zwischen Spot- und Futures-Märkten. Die Bewirtschaftung von Vertriebsportfolien bildet den Abschluss.

6.1 Bewirtschaftung von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken

Die Stromerzeugung aus Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken gilt als steuerbar und planbar. Vor Jahrzehnten wurden diese Grosswasserkraftwerke unter bestmöglicher Nutzung ihrer topologischen Umgebung teilweise über mehrstufige Kaskaden entsprechend der Zufluss Charakteristik dimensioniert. Vor der Strommarktliberalisierung, also unter regulierten Rahmenbedingungen, waren die Strompreise deterministisch. Grundlast und Spitzenlast definierten die verschiedenen Preisniveaus. Diese Preisstrukturen waren deterministisch und stabil über die Zeit. Eine Unsicherheit in den Erlösen resultierte vorwiegend von den Unsicherheiten in den Niederschlägen und dem Zeitpunkt der Schneeschmelze, die zusammen die Zuflüsse charakterisieren. Aufgrund der stabilen Preisstrukturen waren die Einsatzpläne der Turbinen und Pumpen *ex ante* weitgehend auf Basis der erwarteten Zuflüsse prognostizierbar. Die Kraftwerksbetreiber waren zu jener Zeit primär den Volumenrisiken ausgesetzt, die Preisrisiken waren vernachlässigbar. Anhand historischer Zeitreihen für Zuflüsse wurden auf Wochen und Monatsbasis jene Speicherlevels bestimmt, die per Ende einer Woche bzw. eines Monats angestrebt werden sollten. Die *Kraftwerksoptimierung* bezog sich auf die Bestimmung jenes Einsatzplanes für Turbinen und Pumpen, mit dem - unter Einbindung der beiden Preisniveaus für Spitzenlast und Grundlast, der Verfügbarkeit der Kapazitäten, der Zufluss-Prognosen sowie des anzustrebenden Speicherlevels per Ende Woche bzw. Ende Monat - gesamthaft die grössten Erlöse erzielt werden.

Stochastische Einflussfaktoren

Mit der Strommarktliberalisierung und der damit verbundenen Einführung der Spotmärkte wurden die Stromlieferungen auf Stundenbasis und Viertelstundenbasis handelbar. Anstatt zwei Preistarife über das ganze Jahr, ist für jeden Handelstag neu die Stochastik von 24 Preisen für die einzelnen Lieferstunden bzw. von 96 Preisen für die Viertelstundenlieferungen zu modellieren. Abgesehen von unerwarteten technischen Ausfällen der Kraftwerkskapazitäten sind Stromhändler damit sowohl Preis- wie auch Volumenrisiken ausgesetzt. Die Preisrisiken und Volumenrisiken lassen sich unter Einbindung stochastischer Modelle für die Spotpreise und Zuflüsse quantifizieren. Diese Preis- und Volumenmodelle werden für die verschiedenen Marktgebiete auf Basis der historischen Zeitreihen kalibriert.

Sicht Finanzmathematik

Die Spotpreise im Day-Ahead und Intraday-Markt unterliegen hoher Volatilität. Zusätzlich zum Preisniveau ist die Saisonalität der Spotpreise von grosser Relevanz. Die Saisonalität wird auf Basis der historischen Spotpreise über die stündlichen und viertelstündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFC) abgebildet. Diese zeigen die Tages-, Wochen- und Jahres-Saisonalität über das laufende Jahr bis einschließlich fünftem Folge-Jahr. Das Preisniveau einer arbitragefreien HPFC wird durch die Börsenpreise der zugrundeliegenden Futures bestimmt. Da die Saisonalitäten aus Zeitreihen- oder Fundamentalmodellen abgeleitet werden, die individuelle Annahmen über Nachfrage und Angebot-Entwicklung im zugrundeliegenden Marktgebiet beinhalten, gibt es Ambiguitäten in der Generierung der stündlichen Forward-Preise. Diese Unschärfe insbesondere am kurzen Ende der HPFC hat unmittelbare Auswirkung auf die Einsatzplanung der Turbinen und Pumpen, weil die resultierende Fahrpläne variable Profile über die standardisierten Qualitäten (Peak, off-Peak und Base)

aufweisen und damit als nicht standardisiertes Lieferprodukte kein Börsenpreis zugeordnet werden kann, und damit kein eindeutiger Fair Value zugeordnet werden kann. Im Rahmen der stochastischen Optimierung lässt sich dies entschärfen, sofern die um die HPFC simulierten Spotpreise die Tages-, Wochen- und Jahres-Saisonalitäten hinreichend genau abbilden. Um dies zu gewährleisten, sind die simulierten Spotpreise entsprechenden Tests auf Robustheit zu unterziehen, die eine konservative Bewertung nach sich ziehen.

Aus der Sicht der Finanzmathematik stellen Speicher- und Pump-Speicher-Kraftwerke ein komplexes Optionenportfolio dar, die nicht nur mit Ausübungsrechten versehen sind, sondern auch mit Verpflichtungen. Der Wert und die optimale Ausübungsstrategie dieser inhärenten Optionsrechte und -verpflichtungen richten sich nach der stochastischen Dynamik von Preisen und Zuflüsse, deren Lösung numerisch anhand stochastischer Optimierungsmodelle bestimmt werden können ([12]). Die Abhängigkeiten unter den über mehrere Stufen angeordneten Speicherseen werden als lineare Restriktionen modelliert.

Für die Vermarktung der Stromproduktion im Spothandel sind dabei die Trigger-Preise für Turbinen und Pumpen von Relevanz. Betrachten wir als Beispiel einen Wochenspeicher, für den auf Basis des aktuellen Speicherlevels und der prognostizierten Zuflüsse ein optimaler Einsatz der Turbinen über 32 Stunden und jener der Pumpen über 40 Stunden vorsieht. Die HPFC über die Woche weist 168 Stunden stündliche Forward-Preise aus. Ohne Berücksichtigung der Volatilität wird man die 32 teuersten Stunden der insgesamt 168 Stunden einer Woche für die Turbine und die billigsten 40 Stunden für die Pumpe. Damit wird der Trigger-Preis für die Turbine als der kleinste unter den 32 teuersten Forward-Preisen definiert und der Trigger-Preis für die Pumpe als der grösste unter den 40 billigsten Stunden der HPFC. Die Trigger-Preise entsprechen den Strike-Preisen der zugrunde liegenden Call und Put-Optionen über die 168 Stunden einer Woche. Generell gilt, dass unter gleichen Zufluss Prognosen der Trigger-Preis für Turbinen mit steigendem bzw. fallendem Pegelstand steigt bzw. fällt. Analog, gilt, dass der Trigger-Preis für Pumpen mit steigendem bzw. fallendem Pegelstand des Speichers fällt bzw. steigt.

Wird die Volatilität der Spotpreise mit in die Berechnung eingebunden, so können sich die Trigger-Preise von den entsprechenden Forward-Preisen der HPFC unterscheiden. Werden die Trigger-Preise im Rahmen einer Wochenplanung täglich rollierend berechnet, so ergeben sich täglich neue Trigger-Preise, die für die Vermarktung am Spotmarkt zugrunde gelegt werden. Für Wochen- und Jahres-Speicher kann man davon ausgehen, dass die Trigger-Preise für die 24 stündlichen Stromlieferungen des Folgetages konstant sind, und auf Basis eines stochastischen Optimierungsmodell täglich neu bestimmt werden. Kommt es im realen Zeitablauf zu grösseren Niederschlägen als dem Modell zugrunde gelegt wird, so reduzieren sich die Trigger-Preise für Turbinen und Pumpen. Es ist mehr Wasser im Speicher vorhanden, was die Notwendigkeit erhöht, die Turbine öfter und die Pumpe seltener abzurufen. Analoges gilt *vice versa*, wenn es im realen Zeitablauf zu deutlich geringeren Niederschlägen kommt, als dem Modell zugrunde gelegt wird.

Anhand der HPFC am kurzen Ende lässt sich erkennen, für welche Stunden des Folgetages die Call und Put-Optionen jeweils „in-the-Money“ stehen, und in welchen Stunden „out-of-the-money“. Dies wiederum erlaubt eine Day-Ahead Schätzung, wieviel Strom am Folgetag produziert bzw. vom Markt abgerufen wird.

Im Falle von Tages-Speichern sind die Trigger-Preise stündlich neu zu berechnen. Deshalb werden sich die Trigger-Preise für die stündlichen Stromlieferungen über die 24 Stunden des Folgetages unterscheiden. Als *ex-ante* berechneter Preis-Prozess (stochastisch abhängig vom

Speicherlevel) bilden diese die Grundlage für das Bidding im Day-Ahead Markt und für das Trading im nachfolgenden Intraday-Handel.

Bidding auf Basis von Trigger-Preisen

Für die Day-Ahead Auktion ist das Bidding für die 24 Stunden des Folgestages zu bestimmen. Wir fokussieren uns auf Speicher mit einem Zyklus einer Woche oder länger. Entsprechend der verfügbaren Leistung der Turbinen und Pumpen für den Folgetag, besitzen die Stromhändler *de facto* 24 Call- und Put-Optionen, die gemäss der verfügbaren Leistung zur Ausübung gelangen können. Angenommen, die Day-Ahead Auktion würde alleine – ohne einem nachfolgenden Intraday-Handel - den Spothandel definieren, so liefert der Trigger-Preis für Turbinen jenen Ask-Preis, ab dem die Turbine eingesetzt wird. Analog liefert der Trigger-Preis für die Pumpe jenen Bid-Preis, ab dem die Pumpe eingesetzt wird. Die Turbine kommt gemäss der Day-Ahead Auktion in jenen Stunden zum Einsatz, in der der Markt-Clearing Preis grösser ausfällt, als der Trigger-Preis der Turbine. Die Pumpe kommt gemäss der Day-Ahead Auktion in jenen Stunden zum Einsatz, in der der Markt-Clearing Preis tiefer ausfällt, als der Trigger-Preis der Pumpe.

Bidding und Trading basierend auf der Replikationsstrategie.

Der Spothandel setzt sich aus einer Day-Ahead Auktion und dem nachfolgenden zeitstetigen Intraday-Handel zusammen. Eine replikationsbasierte Bidding-Strategie nutzt diese Struktur, um die Volatilität auf Basis des Delta-Hedging von geschriebenen Optionen zu monetarisieren. Das Delta charakterisiert die Sensitivität des Optionspreises in Abhängigkeit des Spotpreises. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass das Delta-Hedging nicht zeitstetig sondern nur zu diskreten Zeitpunkten vorgenommen werden kann. Damit gilt es die theoretischen zeitstetigen Deltas durch diskrete Deltas zu approximieren. In diesem Sinne widerspiegelt das Bidding für die Day-Ahead Auktion näherungsweise die Replikationsstrategie der zugrundeliegenden Put- und Call-Optionen. Um Modellrisiken klein zu halten, ist der Volatilität und Saisonalität der Markt-Clearing-Preise Rechnung zu tragen, sowie der Handelsdauer der einzelnen Lieferstunden im Intraday-Handel. Die Day-Ahead Auktion definiert in Folge einen ersten Einsatzplan für die Turbinen und Pumpen, der bezogen auf Markt-Clearing-Preis und Trigger-Preis näherungsweise dem stündlichen Delta des Optionswerts entspricht. Am Ende der Handelsdauer, also bei Gate-Closure für die einzelnen Lieferstunden beträgt das Delta 0 oder 1. Das Delta für die Turbine bzw. Pumpe nimmt den Wert 0 an, falls bei Gate-Closure der Intraday-Preis tiefer als der Trigger-Preis für die Turbine bzw. höher als der Trigger-Preis für die Pumpe ausfällt. Für jene Lieferstunden, für welche das Delta für die Turbine bzw. für die Pumpe 1 beträgt, verfällt bei Gate-Closure die Call- bzw. Put-Option in-the-money, womit der Einsatz der Turbine bzw. Pumpe in dieser Lieferstunde des Folgestages als vertraglich fixiert gilt.

Werden zwei oder mehrere Day-Ahead Märkte einbezogen, deren Auktionen zeitversetzt stattfinden, so lässt sich auch eine kaskadierte Vermarktung vornehmen. Als Beispiel verweisen wir auf eine erste Vermarktungsmöglichkeit an der Day-Ahead Auktion der EXAA (10h00) und auf eine zweite an der Day-Ahead Auktion der EPEX-SPOT (11h00). Das Bidding für die zweite Day-Ahead Auktion an der EPEX-SPOT erfolgt in Abhängigkeit des resultierenden Fahrplans aus der ersten Auktion an der EXAA. Der aus den zwei Auktionen

resultierende Fahrplan wird als Basis genommen, für den Asset-backed Intraday-Handel am XBID-Markt, der um 15h00 beginnt.

Systemdienstleistungen

Aufgrund der grossen Flexibilität Turbinen und Pumpen von Pump-Speicher-Kraftwerken auf Stundenbasis einsetzen zu können, eignen sich diese Kraftwerke für den Einsatz von Systemdienstleistungen. Finanzmathematisch lassen sich Systemdienstleistungen aus Sicht des Stromhändlers als geschriebene Optionen modellieren, die dem Übertragungsnetzbetreiber das Recht geben, über die vereinbarte Vertragsdauer zu jeder Stunde die Leistung abzurufen. Da die kontrahierten Turbinen- und Pump-Kapazitäten nicht für den Spothandel genutzt werden können, bestimmt sich der Wert der geschriebenen Option, also der Fair Value dieses Ausübungsrechts, aus den Opportunitätskosten. Dieser Fair Value sollte die Basis bilden für die Angebotsstellung an den Übertragungsnetzbetreiber. Dem Übertragungsnetzbetreiber wird lediglich das Ausübungsrecht gewährt, Turbinen- und Pump-Leistung stündlich abrufen zu können. Dem Stromhändler obliegt die Wahl, von welchen Kraftwerken diesem Abruf nachgekommen wird. Der Stromhändler wird sich bei Abruf einer Turbinenleistung für das Kraftwerk jenes Speichersees entscheiden, das den geringsten Trigger-Preis für die Turbine aufweist. Analog, wird er sich bei Abruf einer Pump-Leistung für das Kraftwerk jenes Speichersees entscheiden, das den grössten Trigger-Preis für die Pumpe aufweist. Damit ist zusätzliches Wertschöpfungspotenzial für den Stromhandel gegeben, da der Abruf sehr kurzfristig erfolgt. Die Pegelstände der Speicherseen ändern sich kurzfristig und sind regionalen Schwankungen aufgrund regional unterschiedlicher Niederschläge und Zuflüsse in die Speicherseen ausgesetzt. Damit schwanken auch die Trigger-Preise, womit das zusätzliche Wertschöpfungspotenzial der Speicherseen kurzfristig unterschiedlich ausfällt. Aufgrund dieser Zusammenhänge werden die Kraftwerke, die sich für Systemdienstleistungen eignen, in einen Pool zusammengefasst.

Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke gelten als wenig steuerbar aber gut planbar und werden in Hochdruck und Niederdruck unterteilt. Hochdruck Laufwasserkraftwerke weisen mitunter geringe Speicherseen auf, die entsprechend der geringen Speicherenergie eine geringe Flexibilität in der Steuerung der Turbinen- und Pumpeinsätzen besitzen. Der Strom, der mit Niederdruck Laufwasserkraftwerke produziert wird, entsteht fast ausschliesslich Laufwasserenergie. Sieht man von der Möglichkeit ab, Laufwasserkraft für negative Regelenergie anzubieten, bestehen lediglich vernachlässigbare Steuerungsmöglichkeiten für die Stromproduktion. Da Laufwasser auf Stunden und Tage hinaus gut prognostizierbar ist, wird die Erzeugung gut planbar. Im Rahmen der Day-Ahead Auktionen innerhalb des Spotmarkts werden die prognostizierten Mengen preisunlimitiert angeboten, womit der Zuschlag für die 24 Stunden des Folgetages garantiert ist. Für den Intraday-Handel eignen sich eventuell Hochdruck Laufwasserkraftwerke entsprechend ihren geringen Speichermöglichkeiten, auf Basis der zugrundeliegenden Trigger-Preise, die stündlich oder sogar viertelstündlich zu berechnen sind.

6.2 Vermarktung von Erneuerbaren Energien

Die Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind kaum steuerbar und sehr schwer planbar. Aufgrund der Einflussfaktoren Windströmungen, Bewölkung und Nebel sind die Einspeisungen ins Stromnetz auf Viertelstundenbasis mit grossen Unsicherheiten belegt. Analysen der empirischen Prognosen für die Einspeisungen aus Wind und Photovoltaik belegen, dass die prognostizierte Einspeisung für jedes der 96 Viertelstundenprodukte während ihrer Handelbarkeit grossen Schwankungen unterliegt. Der Erfolg einer Vermarktung des eingespeisten Strom aus Erneuerbaren definiert sich über den Handelserfolg im Spotmarkt.

Beginnend mit der Day-Ahead Auktion erklären wir die Strukturen der Vermarktung von Erneuerbaren Energien sowie das darauf basierende Konzept für Trading im börslichen Intraday-Handel des europaweiten XBID-Marktes. XBID steht für Cross-Border-Intraday und umfasst den zeitstetigen Handel für die Stunden und Viertelstunden des laufenden Handelstages sowie für die 24 Stundenprodukte und 96 Viertelstundenprodukte des Folgetages unter Kopplung der verschiedenen Marktgebiete. In diesem Sinne repräsentiert der XBID-Markt einen globalen Markt, deren XBID-Kontrakte einen grenzüberschreitenden Handel ermöglicht. Sollten die Grenzkapazitäten auf Viertelstundenbasis in eine Richtung zweier angrenzenden Marktgebiete ausgeschöpft sein, so zerfällt der globale Handel in einen lokalen Handel mit der Konsequenz, dass das globale Orderbuch in zwei lokale Orderbücher mit deutlich geringerer Liquidität zerfällt. EPEX-lokale Kontrakte werden direkt über das Handelssystem EPEX-SPOT angeboten und ausschliesslich durch die EPEX-SPOT verwaltet. XBID-Kontrakte werden ebenfalls über das Handelssystem EPEX-SPOT angeboten, aber direkt an das XBID-Handelssystem weitergeleitet.

Day-Ahead Vermarktung

Die Vermarktung der Erneuerbaren Energien beginnt am Day-Ahead Markt. Die zugrundeliegenden Prognosen für die stündliche Einspeisung aus Erneuerbaren über die 24 Stunden des Folgetages werden preisunlimitiert in die Day-Ahead Auktion eingebracht. Damit ist ein erster 24h-Fahrplan für die Erneuerbaren Energien bestimmt und bildet die Ausgangssituation für den Start des Intraday-Handels um 15h00. Mit Bekanntgabe des 24h-Fahrplans wird also die Initialisierung für den Handel der Produkte des Folgetages vorgenommen, wobei für jede Stunde die Vermarktungsposition von jeweils fünf Handelsprodukte (1 Stundenprodukt und seine 4 Viertelstundenprodukte) mitzuführen sind. Die initiale Aufteilung der einzelnen Mengen auf diese fünf Handelsprodukte erfolgt unter dem Kriterium des wertmässig kleinsten Risk-Exposure. Im Rahmen der Initialisierung werden für jedes Stundenprodukt und Viertelstundenprodukt entsprechende Preisverteilungen bestimmt, die laufend angepasst werden und als Grundlage für die Generierung der Handelsaufträge dienen.

XBID-Handel

Der XBID-Markt ermöglicht den Handel der handelbaren Stundenprodukte und Viertelstunden des laufenden Handelstages sowie die den Handel der 24 Stundenprodukte und 96 Viertelstundenprodukte des Folgetages. Das Ziel einer vollautomatisierten Intraday-Vermarktung ist die Differenzmengen zwischen Day-Ahead Vermarktung und der im Tagesverlauf laufend aktualisierenden Prognose für die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE-Prognose) an der EPEX-SPOT zu einem wirtschaftlich effizient zu vermarkten, zum anderen die zu Gate Closure resultierende Residualposition zu minimieren. Die Residualposition darf als Schätzung für die zu erwartende Ausgleichsenergie verstanden werden. Der Handelsauftrag an den Trading-Algorithmus ergibt sich aus der Differenz zwischen der zuletzt genannten EE-Prognose und der aktuellen Vortagesvermarktung unter Einhaltung von Richtlinien des Risikomanagements. Berücksichtigen wir die bisher am Intraday-Markt durchgeführten Handelsgeschäfte, so ergibt sich eine residuale (offene Position), die zu vermarkten ist. Das ist die Basisinformation für die Herleitung neuer Handelsaufträge oder für die Entfernung bereits bestehender Handelsaufträge im Order Buch. Viertelstündliche Handelsmengen, die eine grenzüberschreitende Lieferung nach sich ziehen, dürfen die Grenzkapazitäten in die entsprechende Markttrichtung nicht übersteigen. Handelsgeschäfte für lokale (auf ein Marktgebiet bezogene) Kontrakte und (globale) XBID-Kontrakte für dasselbe Viertelstunden- oder Stundenprodukt werden in einem einzigen Kontrakt geführt und bei Transaktion gekennzeichnet, ob dieses Handelsgeschäft lokal oder global ausgeübt wurde.

Verwaltung von Handelsaufträgen

Die Handelsaufträge werden laufend geprüft und im Orderbuch hinsichtlich Menge und Preis angepasst. Grundlage bilden die Informationen in den Bid-Kurven und Ask-Kurven des Orderbuchs, die getätigten Trades sowie die verbleibende Handelsdauer, die die Adjustierung der Preisverteilung für die Viertelstundenprodukte auslösen. Ebenso wird eine Beurteilung der Liquidität im Order-Buch vorgenommen auf Basis des Bid-Ask Spreads und der Markttiefe sowie einer Einschätzung zur Unter- bzw. Überdeckung der Regelzone auf Basis der abgerufenen Minutenreserve für die abgelaufenen Viertelstundenprodukte. Die resultierende Preisverteilung repräsentiert somit die jeweils aktuelle orderbuch-basierte Preiserwartung und ihrer Volatilität. Die bereits im Orderbuch aktiv eingestellten eigenen Handelsaufträgen, werden dabei nicht berücksichtigt, um die exogene Marktmeinung nicht zu verfälschen.

Optimierung

Auf Basis stochastischer Optimierungsmodelle werden die im Orderbuch zu platzierende Handelsaufträge ermittelt, Vorgaben und Limiten vom Risikomanagement werden als lineare Restriktionen modelliert. Für die stochastische Preisdynamik der einzelnen Viertelstundenprodukte legen wir eine Beta-Verteilung zugrunde, deren Parameter für jedes Viertelstundenprodukt in Abhängigkeit der dazugehörigen Bid- und Ask-Kurven im Orderbuch bestimmt werden. Für den algorithmischen Handel der Viertelstundenprodukte bilden Erlöse bzw. Kosten die relevanten Zielgrößen unter Berücksichtigung der Liquidität im Orderbuch, des Prognosefehlers bzgl. der residualen Menge und den verfügbaren Informationen aus der Regelzone, anhand der eine Abschätzung der Kosten für Ausgleichsenergie vorgenommen wird. Die Ergebnisse der stochastischen Optimierung

liefern für jedes Viertelstundenprodukt und der residualen (zu vermarktenden) Position die empfohlene Anpassung der Handelsaufträge unter Ausnutzung eines effizienzsteigenden Zusammenspiels zwischen Immediate-or-Cancel Orders und Iceberg Orders. Die Ausgestaltung der Iceberg Orders wird über eine parametrierbare Stackingregel vorgenommen.

Benchmarking

Der realisierte Handelserfolg wird für jedes Viertelstundenprodukt separat ausgewiesen. Für die Vergleichbarkeit der Handelserfolge über alle 96 Viertelstundenprodukte und 24 Stundenprodukte sind relevante Kenngrößen zu bestimmen und miteinander zu vergleichen. Die Marktteilnehmer am XBID-Markt haben unterschiedliche Voraussetzungen, die für eine Beurteilung des realisierten Handelserfolgs wichtig sind. Übertragungsnetzbetreiber haben das primäre Ziel, die Kosten der Bewirtschaftung der stochastischen Einspeisungen inkl. der nachgelagerten Ausgleichsenergiekosten minimal zu halten. Es stehen dem Übertragungsnetzbetreiber keine flexiblen Kraftwerke oder Speichertechnologien für die Kostenminimierung zur Verfügung. Grosse Stromhändler können hingegen flexible Kraftwerke und Speichertechnologien in ihren Intraday-Handel integrieren, um ihr Ziel der Erlösmaximierung nachzugehen. Damit agieren Stromhändler als eine Art Versicherer, die von Risiken steigender Volatilitäten der stochastischen Einspeisung profitieren und die Monetarisierung der Volatilität *quasi* als Versicherungsprämie verdienen. Der Übertragungsnetzbetreiber beabsichtigt den kostenbestimmenden Faktor Volatilität im Intraday-Handel gering zu halten und gestaltet sein Trading derart, dass die aufzuwendende Versicherungsprämie minimal wird. Wir unterstellen damit die Hypothese, dass Übertragungsnetzbetreiber ohne Nutzung flexibler Kraftwerke oder Speichertechnologien über alle 96 Viertelstundeprodukte bzw. 25 Stundenprodukten keinen nachhaltig positiven Handelserfolg erzielen können. Für den Fall, dass der spekulative Eigenhandel für einen Stromhändler unterbunden wird, unterstellen wir analog: Ein Stromhändler wird unter Nutzung flexibler Kraftwerke oder Speichertechnologien über alle 96 Viertelstundeprodukte bzw. 25 Stundenprodukten einen nachhaltig positiven Handelserfolg erzielen.

Für ein Benchmarking gestalten wir die Metrik derart, dass den unterschiedlichen Ausgangssituationen für Übertragungsnetzbetreiber und Stromhändler Rechnung getragen wird. Die Metrik schätzt auf Basis der Volatilität und Liquidität der Viertelstundenprodukte in den Orderbüchern die faire Versicherungsprämie als Entschädigung für die finanziellen Risiken der stochastischen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Fällt der (negative) Handelserfolg für den Übertragungsnetzbetreiber geringer (höher) als die faire Versicherungsprämie, so beurteilen wir den Handelserfolg positiv (negativ). Fällt der (positive) Handelserfolg für den Stromhändler geringer (höher) als die faire Versicherungsprämie aus, so beurteilen wir den Handelserfolg für den Stromhändler negativ (positiv). Brechen wir diese Handelserfolge runter auf die verschiedenen Parametrierungen innerhalb des Trading Algorithmus, so lassen sich entsprechende Verbesserungspotenziale erkennen. Somit ergibt sich der Mehrwert aus dem Benchmarking durch die Beobachtung der kontinuierlichen Entwicklung der Performance Kenngrößen über einen längeren Zeitraum. In direkter Folge wäre über alle am XBID Markt agierende Händler ein Ranking bzgl. ihrer realisierten Handelserfolge möglich.

6.3 Absicherungsstrategien

Die Marktpreise für Strom an den Futures-Märkten weisen eine geschätzte Jahresvolatilität von ca. 30% auf, jene für die Markt-Clearing-Preise an den Day-Ahead-Auktionen fallen mit durchschnittlich 70% deutlich höher aus. Eine ausschliessliche Vermarktung der Stromproduktion an den Spotmärkten überträgt diese hohe Volatilität direkt auf den EBIT, womit das Jahresergebnis schwer planbar wird. Um das folgende Geschäftsjahr hinreichend zuverlässig budgetieren zu können, sind deshalb für die verschiedenen Erzeugungsarten geeignete Absicherungsstrategien notwendig. Der finanzielle Erfolg von Absicherungsstrategien unterliegt in Abhängigkeit von der Erzeugungsart unterschiedlichen Risikofaktoren, die für eine effiziente Energieversorgung von Bedeutung sind. Das Produktionsvolumen ist ein relevanter Risikofaktor, der den Absicherungserfolg wesentlich definiert. Betrachten wir Kraftwerke, die Strom aus Brennstoffen bzw. aus primären Energieträgern (z.B. Kohle, Gas, Uran) erzeugen, so ist der Spread zwischen den Marktpreisen für Strom und den primären Energieträgern unter Einbindung allfälliger Kosten für CO₂ abzusichern. Ungeplante technische Ausfälle von Kraftwerkskapazitäten führen zu einer nicht vorhersehbaren tieferen Stromproduktion. Schwankungen in den Zuflüssen, Niederschlägen sowie in der Windkraft und Sonneneinstrahlung führen zu volatilen Produktionsvolumina. Jede produzierte MWh, die über Futures-Märkte zu wenig oder zu viel abgesichert ist, unterliegt der Spotpreisvolatilität in den Day-Ahead Auktionen in Höhe von ca. 70%.

Wir fokussieren uns in diesem Abschnitt auf die Wirksamkeit von Absicherungsstrategien mit Futures, dies unter der Annahme, dass kein Volumenrisiko vorliegt, dass also das Produktionsvolumen über ein Geschäftsjahr als bekannt vorausgesetzt wird. Dem Volumenrisiko widmen wir uns im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Vertriebsportfolien (Abschnitt 6.4).

Für unseren Case legen wir ein Kraftwerkportfolio zugrunde, das im Geschäftsjahr 5% der Stromnachfrage eines Marktgebiets deckt. Aus didaktischen Gründen entspräche das Erzeugungsprofil des Kraftwerkportfolio dem Lastprofil der stündlich Strommenge angewandt auf 5% der über ein Marktgebiet nachgefragten Menge. Bei einer geschätzten Gesamtnachfrage von 60 TWh (p.a.) entspricht dies einem abzusichernden Produktionsvolumen von 3 TWh (p.a.). Das stündliche Erzeugungsprofil sei identisch mit dem zu deckenden Lastprofil und damit variabel. Als Absicherungsinstrumente stehen die Futures für eine Stromlieferung im entsprechenden Marktgebiet zur Verfügung. Wir erinnern, dass sich die gehandelten Futures über standardisierte Lieferperioden (Monate, Quartale und Jahre) und Qualitäten (Base, Peak, off-Peak) definieren. Aufgrund der stündlichen variierenden Leistung in der Erzeugung lässt sich das Erzeugungsprofil nicht perfekt mit den handelbaren Futures an den Strombörsen replizieren. Die Herausforderung liegt nun darin, jenes Hedge-Portfolio aus Futures zu bestimmen, das das Erzeugungsprofil bestmöglich approximiert.

Die Differenz zwischen Erzeugungsprofil und Hedge-Profil (i.e. Profil des Hedge-Portfolios) führt zu einem sogenannten Residualprofil, das jene stündliche Strommenge als offene Position definiert, die über den Spotmarkt glattzustellen ist. Auf Basis eines stochastischen Spotpreismodell lassen sich die Spotpreise arbitragefrei simulieren, woraus die Kosten für die stündliche Glattstellung der offenen Positionen abgeschätzt werden. Wir erkennen, dass eine stochastische Simulation der Spotpreise die Basis für die Optimierung des Hedge-Portfolios darstellt. Da stochastische Simulationen selbst einem Sampling-Error unterliegen, ist es wichtig darauf zu achten, dass die stochastische Optimierungsmodelle so konzipiert sind, dass

die resultierenden Hedge-Portfolios robust sind, und nicht in Abhängigkeit der Simulationsläufe grossen Schwankungen unterliegen.

Die Wirksamkeit einer Absicherung mit Futures zeigen wir anhand des oben beschriebenen Cases auf: Die für Geschäftsjahr (GJ) 2021 prognostizierte Stromerzeugung in Höhe von 3 TWh liegt als stündliches Erzeugungsprofil vor und ist unter Nutzung der entsprechenden Futures abzusichern. Das Erzeugungsprofil unterliegt der Tages-, Wochen- und Jahres-Saisonalität entsprechend den stündlichen Nachfragewerten. Dieses Erzeugungsprofil bewertet mit einer arbitragefreien HPFC des Handelstages 22. Juni 2020 liefert einen Marktwert von gerundet 133 Mio. Eine arbitragefreie Simulation der Spotpreise für das GJ 2021 liefert für den Marktwert des Erzeugungsprofils eine Standardabweichung in Höhe von gerundet Mio. 24. Für ein mengenbezogen optimiertes Hedge-Portfolio resultiert ein mengenneutrales Residualprofil, analog erhält man für ein wertbasiert optimiertes Hedge-Portfolio ein wertneutrales Residualprofil. Ein mengenneutrales Residualprofil zeichnet sich dadurch aus, dass sich die stündlichen Residualmengen zu 0 aufaddieren, ein wertneutrales Residualprofil zeichnet sich dadurch aus, dass das wertneutrale Residualprofil mit der arbitragefreien HPFC bewertet, den Wert 0 liefert. Der Marktwert des wertneutralen Residualprofils besitzt gerundet eine Standardabweichung von gerundet 177'000, der Marktwert des mengenneutralen Residualprofils eine Standardabweichung von gerundet 393'000. Wir erkennen, dass beide Hedge-Portfolios, das Risiko – modelliert als Standardabweichung – von 24 Mio. auf 177'000 (wertneutral) bzw. auf 393'000 (mengenneutral) reduzieren. Gemessen am Risiko der nichtabgesicherten Erzeugung in Höhe von 24 Mio. entspricht dies einer Risikoreduktion um 99,36% im Falle eines wertneutralen Hedge-Portfolios und einer Risikoreduktion um 98,36% im Falle eines mengenneutralen Hedge-Portfolios. Das verbleibende Basisrisiko beträgt somit 0,64% bei wertneutraler Absicherung und bei 1,64% bei mengenneutraler Absicherung.

Wir haben der Einfachheit wegen als Kenngrösse für das Risiko die Standardabweichung gewählt. Legen wir andere Risikokenngrössen zugrunde, wie z.B. Value-at-Risk, bedingter Value-at-Risk, so bleibt die Aussage weiterhin gültig. Dies zeigt auf, dass die bestehenden Futures höchst wirksame Absicherungsinstrumente darstellen. Zusätzlich Forwards mit variablem Lieferprofil als Absicherungsinstrumente aufzunehmen, bringt nur marginalen Nutzen für das Basis-Risiko. Berücksichtigt man, dass die Bestimmung des Fair Values von Forwards, die nicht mittels einem Portfolio aus Futures replizierbar sind, einer Unschärfe von ca. 10% unterliegt, so kommt man zum Schluss, dass sich die Forwards mit variablem Lieferprofil für Absicherungszwecke kontraproduktiv erweisen.

Weiter sei festgehalten, dass die wertneutrale Absicherung für unterschiedliche Erzeugungsprofile mehrheitlich wirksamer ist, als die mengenneutrale. In den wenigen Fällen, in denen die mengenneutrale Absicherung besser abschneidet, fällt die Outperformance gegenüber der wertneutralen Absicherung signifikant geringer aus. Die Robustheit des Hedge-Portfolios lässt sich unter anderem aus den Anteilen der Futures im Hedge-Portfolio erkennen, die man bei der wertneutralen Absicherung auf Basis zweier komplementärer HPFC erhält.

Im vorliegenden Case haben wir uns darauf abgestützt, dass wir die gesamte Erzeugung an einem Handelstag absichern. Um den für ein Geschäftsjahr resultierenden Absicherungspreis zu glätten, beginnt man in der Praxis bereits 3 Jahre zuvor mit der Absicherung und setzt diese entsprechend rollierend auf Wochenbasis innerhalb eng vorgegebener Bandbreiten um.

6.4 Vertriebsportfolien

Vertriebseinheiten segmentieren ihre Stromkunden nach Industrie-, Gewerbe und Haushaltskunden, die unterschiedliche Lastprofile und Energiemengen nachfragen. Für den Vertrieb übernimmt der Stromhandel Risiken, die im Zusammenhang mit der zugesicherten Stromlieferung entstehen. Für den Stromhandel gilt es jene Eindeckungsstrategien umzusetzen, die konkurrenzfähige Risikoprämien für die kontrahierten Stromlieferungen nach sich ziehen. Diese Risikoprämien werden den Endkunden weiterverrechnet.

Die Bewertung der Stromlieferverträge für die Folgejahre erfolgt auf Basis der Marktpreise der Futures bei Vertragsabschluss plus verschiedener Risikoaufschläge, um die vertraglich übernommenen Risiken zu entschädigen. Stromlieferverträge beinhalten für einen Stromversorger verschiedene Arten von Risiken, die zu bewerten und in Folge zu bewirtschaften sind:

Das *Profilrisiko* ergibt sich daraus, dass Stromlieferverträge mit stündlich variabler Leistung nicht perfekt mit einem Portfolio aus Futures replizierbar sind. Das Lieferprofil abzüglich des Profils des Hedge-Portfolios ergibt ein Residualprofil, das am Spotmarkt glattzustellen ist. Die damit verbundenen finanziellen Risiken lassen sich mit stochastischer Simulation der Spotpreise berechnen, die die stochastische Preisdynamik mit ihrer Tages-, Wochen- und Jahres-Saisonalität adäquat und arbitragefrei abbildet. Integriert man diese stochastische Preisdynamik in ein Optimierungsmodell, so lässt sich für eine vorgegebene, zu minimierende Risikokenngrösse das optimale Hedge-Portfolio bestimmen, woraus sich der Preisaufschlag für das Profilrisiko ergibt.

Das *Lastrisiko* entsteht aus den Schwankungen in der stündlich tatsächlich nachgefragten Strommenge. Diese Unsicherheit lässt sich über die Standardabweichung des Lastprofils modellieren, die aus historischen, desaisonalisierten Lastprofilen geschätzt wird, woraus sich auf Basis der stochastischen Spotpreisdynamik der Preisaufschlag für das Lastrisiko ergibt. Sollte der Stromkunde bereit sein, Abweichungen vom kontrahierten Stromlieferprofil zu übernehmen, so lässt sich der Preisaufschlag reduzieren. Analoges gilt, falls ein Stromkunde mit Eigenerzeugung und Batterie die Lastschwankungen weitgehend selbst abfedern möchte.

Das *Spread-Risiko* definiert sich aus den Spreads zwischen Bid- und Ask-Preisen und trägt den Schwankungen in der Liquidität an den Futures-Märkten Rechnung. Eine entsprechende Risikoprämie lässt sich direkt anhand der historischen Marktdaten bestimmen.

Weiter ist noch das *Korrelations-Risiko* zu erwähnen: Besteht eine negative Korrelation zwischen stündlichem Spotpreis und stündlich nachgefragter Last, so reduziert dies das finanzielle Risiko, bei entsprechender positiver Korrelation erhöht sich das finanzielle Risiko. Methodisch lässt sich der Risikoaufschlag bzw. -abschlag mittels einer stochastischen Simulation der Volumenschwankungen bestimmen, die gegenüber der stochastischen Spotpreisdynamik der gemessenen Korrelation unterliegt.

Die oben aufgeführten Risiken hängen stark vom Portfolio jener Futures ab, die man für die Eindeckung des Stromliefervertrags zugrunde legt. Aus beider Sicht, aus jener der Stromkunden wie auch aus jener des Stromversorgers, gilt es jenes Eindeckungsportfolio zu bestimmen, das die geringsten Risiken nach sich zieht. Dies stärkt die Wettbewerbsfähigkeit des Stromversorgers und führt für den Stromkunden zu den geringsten Risikoaufschlägen.

Das Eindeckungsportfolio wird vom Stromhandel beschafft. Von einer Back-to-Back Beschaffung spricht man dann, wenn das Eindeckungsportfolio unmittelbar bei

Vertragsabschluss vom Markt bezogen wird. Dies lässt sich in der Realität schwer umsetzen, da zum einen der Vertragsabschluss zwischen Vertriebseinheit und Stromkunden zeitlich verzögert dem Stromhandel kommuniziert wird, zum anderen der Stromhändler die Opportunitäten an den Futures- und Forward-Märkten ausnutzen möchte. Deshalb werden einige Handelstage für die Eindeckung des Beschaffungsportfolio vorgesehen. In dieser Zeit schwanken die Futures-Preise und in Folge die Forward-Preise, woraus sich das sogenannte *Prozess-Risiko* definiert. Da dieses Prozess-Risiko primär von der Effizienz der inneren Abläufe des Stromversorgers abhängt und sich prinzipiell mit strikten Vorgaben bzw. unter Einhaltung adäquater Richtlinien eliminieren liesse, sehen wir das Prozess-Risiko unter dem steigenden Wettbewerb kaum an die Stromkunden verrechenbar. Das Prozess-Risiko ist aus unserer Sicht ausschliesslich vom Vertrieb und dem Stromhandel zu tragen. Quantitativ lassen sich die entsprechenden finanziellen Risiken über die Volatilität der Futures-Preise abschätzen, die mit einer *de facto* dynamischen Eindeckung einher geht. Das Prozess-Risiko lässt sich aus der Sicht des Stromversorgers reduzieren, in dem der Stromkunde in das Timing der Eindeckung direkt miteingebunden wird. Definiert der Stromkunde den Zeitpunkt der Eindeckung für ausgewählte Futures seines zugrundeliegenden Eindeckungsportfolio, so definieren sich seine Stromkosten aus den jeweils aktuellen Marktpreisen der Futures und den Preisaufschlägen für Profil-, Last-, Spread- und Korrelations-Risiko.

Der Risikoaufschlag für einen Stromliefervertrag mit Stromkunden ergibt sich aus der Summe der Risikoprämien für die einzelnen Profil-, Last-, Spread- und Korrelations-Risiken. Vergleicht man die Summe der Risikoaufschläge für die individuellen Stromkunden mit dem Risikoaufschlag, den man für ein Vertriebsportfolio erhält, so fällt dieser aufgrund des Diversifikationseffekts deutlich geringer aus. Die Zusammenfassung mehrerer Kunden in ein Portfolio generiert für die Vertriebseinheit ein *Diversifikationspotenzial*, das für den Vertrieb zu geringeren Risiken führt. Inwieweit die Risikoaufschläge in reduzierter Form an die Stromkunden weiter gegeben werden, liegt primär an der Wettbewerbsfähigkeit des Vertriebs. Es gilt der Grundsatz für die Wettbewerbsfähigkeit, dass nur die nicht diversifizierbaren Risiken in Rechnung gestellt werden.

Das *Volumenrisiko* entsteht durch Zu- und Abgänge von Stromkunden, durch Anpassungen in den Stromlieferverträgen sowie durch neue Prognosen der zu liefernden Strommengen. Die resultierende Dynamik im Vertriebsportfolio führt zu einer Dynamik des Residualprofils bezogen auf Ebene Vertriebsportfolio. Eine Veränderung im Residualprofil kann zu einem höheren finanziellen Risiko-Exposure führen und damit eine Rebalancierung des Eindeckungsportfolios auslösen. Eine Rebalancierung des Eindeckungsportfolios ist immer mit zusätzlichen Transaktionskosten verbunden, weshalb eine Rebalancierung nur dann vorgenommen werden sollte, wenn die Reduktion des Risiko-Exposure deutlich grösser ausfällt als die Transaktionskosten der Rebalancierung. Mittels stochastischer Optimierung und adäquater Wahl der Risikokenngrössen lässt sich diesbezüglich ein Regelwerk für die Bewirtschaftung des Volumenrisikos definieren.

Das Vertriebsgeschäft ist *de facto* ein Margengeschäft: gelingt es dem Management die Strukturen und Richtlinien derart auszubreiten, dass eine Back-to-Back Beschaffung verpflichtend umsetzbar ist, richtet sich der Fair Value einer Stromlieferung nach dem Marktpreis des optimalen Eindeckungsportfolio plus die Risikoprämien für Profil-, Last-, Spread- und Korrelations-Risiko. Das Prozess-Risiko verbleibt beim Stromhandel. Das Diversifikationspotential innerhalb des Vertriebsportfolios erlaubt die Risikoprämien entsprechend zu reduzieren, um im Wettbewerb zu bestehen und dennoch nachhaltig einen

positiven Beitrag für den EBIT zu erwirtschaften. In jedem Fall ist es aus Sicht des Stromversorgers ökonomisch effizient, sollten Stromkunden den Zeitpunkt der Beschaffung der Futures selbst bestimmen wollen. Die Stromkunden tragen dabei das Marktpreisrisiko für das Beschaffungsportfolio. Die Risikoprämien für Profil-, Last-, Spread- und Korrelations-Risiko unter Berücksichtigung des Diversifikationspotentials verbleiben verrechenbar an die Stromkunden.

6.5 Zusammenfassung

Mit der Liberalisierung hat der Stromhandel für die Stromversorgung eine zentrale Verantwortung übernommen. Unter Nutzung der Opportunitäten an Strombörsen und OTC-Handelsplattformen obliegt dem Stromhandel sowohl die Vermarktung und Absicherung der Stromproduktion wie auch die Eindeckung von Stromlieferverträgen mit Industrie, Gewerbe und Haushaltskunden. Die Stromhändler stehen vor der Herausforderung Volumen- und Preisrisiken zu bewirtschaften. Während Stromhändler sehr vertraut sind mit den Preisen an Börsen und OTC-Handelsplätzen, sind die Verantwortlichen in der Produktion sehr vertraut mit der technischen Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten und des entsprechenden Produktionsvolumen. Die Mitarbeiter des Vertriebs haben eine Kundenbeziehung aufgebaut und können ihrerseits gut abschätzen, welche Dienstleistungen dem Stromkunden wichtig sind, um Vertragsabschlüsse zu erzielen. Wir erkennen, dass Stromhandel *quasi* als Drehscheibe fungiert, und damit eine effiziente und unbelastete Kommunikation zu Geschäftseinheiten Produktion und Vertrieb eine wichtige Basis darstellt, um gemeinsam im steigenden Wettbewerb erfolgreich zu bestehen.

Die Wertschöpfung der Drehscheibe Stromhandel definiert sich aus der Bewirtschaftung der Volumen- und Preisrisiken, die im Zusammenhang mit der Stromproduktion und dem Vertriebsportfolio entstehen. Den Kraftwerkseinsatz gilt es optimal auf die kurzfristigen Preis- und Volumenschwankungen auszurichten. Die inhärenten Volatilitäten der Preise und Volumina lassen sich durch adäquate Handelsstrategien monetarisieren. Diese stellen zusätzlich Erlöse zum Marktwert der physischen Lieferung dar. Für den Vertrieb übernimmt der Stromhandel Risiken, die im Zusammenhang mit der zugesicherten Stromlieferung entstehen. Für den Stromhandel gilt es jene Eindeckungsstrategien umzusetzen, die konkurrenzfähige Risikoprämien für die kontrahierten Stromlieferungen nach sich ziehen. Marktpreis des Eindeckungsportfolios plus Risikoprämien werden dem Vertrieb und in direkter Folge den Endkunden verrechnet.

In diesem Zusammenhang möchten wir festhalten, dass unsere Analysen aufzeigen, dass Forwards, die sich nicht mittels eines Portfolios aus Futures replizieren lassen, kaum ein zusätzliches Diversifikationspotenzial ausweisen. Aus unserer Sicht definiert das verfügbare handelbare Set an Futures ausreichend das Diversifikationspotenzial für die langfristige Vermarktung und Absicherung der Stromproduktion sowie die Eindeckung des Vertriebsportfolios.

Wir erkennen, dass die Drehscheibe Stromhandel für die Geschäftseinheiten Produktion und Vertrieb die Risiken bewirtschaftet und damit Erlöse generiert. Der Marktwert der physischen Lieferung dient als interner Verrechnungspreis, der die Erlöse der Geschäftseinheit Produktion definiert. Analog wird der Marktpreis des Eindeckungsportfolios für die Vertriebsportfolien dem Vertrieb und in direkter Folge dem Endkunden verrechnet.

Die Bewirtschaftung der Risiken für Produktion und Vertrieb erfolgt innerhalb des Stromhandels im Rahmen des Asset-backed Trading. Handelsgeschäfte, die sich auf physische Kapazitäten bzw. auf physische Lieferungen oder Beschaffungen beziehen, sind dem Asset-backed Trading zuzuordnen. Zusätzlich wird dem Stromhandel noch gewährt, spekulativen Eigenhandel zu betreiben.

Das Spannungsfeld öffnet sich gegenüber der Geschäftseinheit Produktion, sollte der Stromhandel die internen Verrechnungspreise für die Produktion zu tief ansetzen und damit das Wertschöpfungspotenzial der Kraftwerke nicht adäquat abbilden. Gegenüber der Geschäftseinheit Vertrieb öffnet sich das Spannungsfeld, sollte der Stromhandel zu hohe Risikoaufschläge für die Eindeckung der Stromlieferungen an die Endkunden verrechnen, und damit nicht adäquat dem Diversifikationspotenzial des Vertriebsportfolios Rechnung tragen. *In extremis* können Verluste im spekulativen Handel mit positiven Deckungsbeiträgen aus dem Asset-backed Trading finanziert werden, sollte keine klare Abgrenzung zwischen Asset-backed Trading und spekulativem Eigenhandel vorgenommen werden.

7 *Abgrenzung: Asset-backed Trading und spekulativer Eigenhandel*

In den letzten Jahren wurden in der Europäischen Stromwirtschaft teilweise massive Wertberichtigungen vorgenommen, die zu einem Einbruch des Eigenkapitals um bis zu 30% geführt haben und somit die Risikotragfähigkeit stark geschwächt haben. Zu argumentieren, dass der Preisverfall alleine dafür verantwortlich sei, erachten wir als zu kurz gegriffen. Die per Stichtag ausgewiesenen Volumina im Energiehandel zeigen, dass verglichen mit der Eigenproduktion sehr hohe Positionen eingegangen wurden, die dem spekulativen Eigenhandel zuzurechnen sind. Es liegt in der Natur von Handelspositionen, dass sich die Märkte entgegen der offenen Positionen entwickeln können. Deshalb ist es relevant, die Verwundbarkeit des Energiehandels differenziert zu quantifizieren und zu dokumentieren.

Gestützt auf den Finanz- und Geschäftsberichten der grossen drei Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* über die ersten 10 Jahre der Teilliberalisierung (2009-2018) haben wir uns im Zusammenhang mit der Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft Fragen zur Performance im Stromhandel gestellt [9,10,11]. Im Mittelpunkt steht das Wertschöpfungspotenzial im Stromhandel. Innerhalb des Stromhandels haben wir den spekulativen Eigenhandel (Proprietary Trading, «Prop-Trading») als Problemherd identifiziert. Eine Gegenüberstellung ausgewählter Bilanz- und Performancekenngrössen von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* erlauben weiters einige relevante Schlussfolgerungen für den Stromhandel der drei grossen drei Schweizer Stromproduzenten.

7.1 *Cases: Alpiq, Axpo und BKW (2009-2018)*

Wir haben in den letzten Jahren in mehreren Schritten ein Modell [9,10,11] entwickelt, das die Bilanz mit Fokus auf Stromhandel analysiert. Wir haben uns ausschliesslich auf öffentlich verfügbare Informationen gestützt, es ist quasi eine «*Aussensicht*». Auf die Schnittstellen zum «*Innenleben der Konzerne*» werden wir an den entsprechenden Stellen verweisen.

Das Modell wurde gezielt auf Kosten- und Erlösstrukturen in der Schweiz ausgerichtet. Wir haben in der technischen Dokumentation [9b] Methodik und Vorgehen beschrieben und alle relevanten Zwischenergebnisse ausgewiesen. Auf Basis BFE [2a, 2b] wurde das reale Produktionsvolumen zugrunde gelegt, womit auch das dafür notwendige Wasservorkommen sowie die Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten gegeben sind. Wir unterscheiden zwischen Asset-backed Trading in Spot- und in Forward-Märkten.

Asset-backed Trading im Spothandel umfasst SDL in der Regelzone CH und in den Regelzonen übriger EU-Staaten sowie den Intraday-Handel (Börse und OTC) im Marktgebiet CH plus die Opportunitäten im grenzüberschreitenden Handel zwischen bzw. innerhalb den EU-Staaten und CH. Für Asset-backed-Trading werden im Modell ausschliesslich flexible Speicherenergie zugrunde gelegt.

Für Asset-backed Trading in Forward-Märkten nehmen wir die Bandenergie und die langfristigen Bezugsverträge mit auf. Die reale Entwicklung der Wechselkurse ist über die Jahre 2009-2018 berücksichtigt, darunter fällt auch der SNB-Entscheid zum Wechselkurs EUR/CHF im Januar 2015. In der Studie 2017 [9a, 9b] wurden die realisierten Wechselkurse EUR/CHF für Sommer- und Winter-Halbjahre der Jahre 2009-2017 verwendet. Für die Jahre danach wurde 1,10 EUR/CHF als aktuelle Forward-Rate (analog zu den damals aktuellen Futures an der EEX) zugrunde gelegt.

Absicherungsgeschäfte werden finanziell abgewickelt, damit bleibt aus unserer Sicht gewahrt, dass flexible Kapazitäten für Systemdienstleistungen stündlich bzw. viertelstündlich abrufbar bleiben bzw. im Spot-Handel auf Stunden- bzw. Viertelstundenbasis vermarktet werden können. Gestützt auf Aussagen von *swisselectric* und Piot [14] werden von der Produktion dem Handel für seine Aufwendungen (Personal, IT-Systeme etc.) 0,9 Rp./kWh vergütet. Je 10 TWh entspricht dies CHF Mio. 90 (p.a.). Diese Entschädigung haben wir in [11] als «Overhead» integriert und in Folge in unseren EBIT-relevanten Gestehungskosten [11] berücksichtigt, weshalb wir den operativen Aufwand in [11] als miteinbezogen verstehen. Innerhalb des Asset-backed Trading münden ca. 25% der Handelsgeschäfte in eine physische Lieferung und die restlichen 75% der Handelsgeschäfte werden finanziell ohne physische Lieferung abgewickelt. Dieser 75%-Anteil aus jenen Handelsgeschäften im Asset-backed Trading, die keine physische Lieferung nach sich ziehen, führen in direkter Folge zu einem Netting von Asset-backed Positionen und Positionen im spekulativen Eigenhandel.

Unsere Modellannahmen, insbesondere unsere kalkulatorischen Kenngrößen für die inneren Werte der verschiedenen Kraftwerkstypen, für die Absicherungserfolge und für Asset-backed Trading Erlöse aus Systemdienstleistungen, Spot und Forward-Märkte (inkl. grenzüberschreitenden Stromhandel) haben wir in [11] über den Zeitraum 2009-2018 ausgewiesen. Gestützt auf obigen Annahmen wird der Ergebnisbeitrag des spekulativen Eigenhandels als Teil des Energiehandels innerhalb der drei grossen Schweizer Stromproduzenten für das Geschäftsjahr 2009 – 2018 analysiert und vom Asset-backed Trading abgegrenzt. In die Analyse miteingeflossen sind der innere Wert des Kraftwerkparks und Absicherungsgeschäfte sowohl im Hedge-Accounting wie auch innerhalb des Energiehandels.

Blick zurück (2009 – 2018)

Wir beginnen mit einer kurzen deskriptiven Darstellung der Entwicklungen von Spot- und Futures-Preisen, Produktion, Absicherungserfolgen und Asset-backed Trading: Die Preisentwicklung der Futures an der EEX dokumentiert die Volatilität, den Preiseinbruch von Ende 2008 bis 2016, eine Erholung in den letzten 3 Jahren, sowie die Verringerung des Spreads zwischen Peak- und Base-Lieferungen. Hervorzuheben ist die *Contango-Formation* der Futures-Preise in 2009, die für zeitnahe Lieferperioden deutlich billigere Preise zeigen, gegenüber jenen Lieferperioden, die weiter in der Zukunft liegen. Diese *Contango-Formation* könnte Stromhändler dazu verführt haben, auf steigende Preise zu spekulieren, da der „Markt“ über die Fristen hinweg höhere Preise bietet. Man erkennt an den nachhaltigen Preiseinbrüchen, welche grosse Verluste diese Strategie in den Folgejahren verursacht hätte.

Axpo und *BKW* weisen stabile Produktionsvolumina auf, *Alpiq* hingegen über die 10 Jahre eine Reduktion um etwa 50%. Anhand eines Vergleichs des Produktionsmix in 2009 mit jenem in 2018 sei hervorgehoben, dass der Rückgang des Volumens bei *Alpiq* im Wesentlichen mit dem Abbau der Langfristverträge erklärbar ist. *Axpo* und *BKW* sind bzgl. Volumen nahezu unverändert. Der Anteil Erneuerbarer hat sich jeweils etwas erhöht. Über die 10 Jahre hat *BKW* durchschnittlich 11 TWh (p.a.) produziert, *Alpiq* ca. 24 TWh (p.a.) und *Axpo* ca. 36 TWh (p.a.), jeweils inklusive Bezugsverträge. Wir erkennen also ein Produktionsverhältnis von etwa 1:2:3. *Alpiq* produzierte doppelt so viel wie *BKW* und *Axpo* dreimal so viel wie *BKW*.

Wenn wir für die Geschäftsjahre 2009-2018 die Dividendenausschüttungen betrachten, so stellen wir fest, dass *Alpiq* und *Axpo* einen Dividendeneinbruch verzeichnen. Die

Dividendenfähigkeit dieser beiden Stromkonzerne ging seit 2013 verloren. Wir stellen fest, dass *BKW* mit Dividenden in Höhe von CHF Mio. 887 doppelt so viel ausgeschüttet hat, wie *Alpiq* mit CHF Mio. 447 und dies mit etwa der Hälfte des Produktionsvolumens. *Axpo* zahlte im denselben Zeitraum Dividenden in Höhe von CHF Mio. 709, und damit weniger als *BKW* obwohl das Produktionsvolumen der *Axpo* etwas mehr als dreimal grösser ist, als jenes von *BKW*.

Betrachten wir die Konditionen für die Grundversorgung, so stützen wir uns zum einen auf die *Enerprice* Studie 2018 [23] ab, die die Strompreise für die gebundenen Endkunden dokumentiert, zum anderen auf unsere Absicherungsstrategie, die wir in unseren Arbeiten [10,11] dokumentiert haben. Daraus bestimmen wir die Preisdifferenz, und damit den Preisabschlag in den Jahren 2009 und 2010, sowie den Preisaufschlag seit 2011. Wir stellen fest, dass für die Periode 2009 - 2018 im Durchschnitt eine Kilowattstunde um 0,83 Rp. höher als der Marktpreis entschädigt wurde.

Gestützt auf Gespräche mit Vertretern der Schweizer Stromwirtschaft nehmen wir für *BKW* an, dass 4 TWh an gebundene Endkunden geliefert wird. Dies bedeutet, dass durchschnittlich gegenüber Marktpreis um CHF Mio. +33,2 (p.a.) mehr eingenommen wird; für die *CKW* (innerhalb der *Axpo*) nehmen wir einen Absatz von 3 TWh an, der durchschnittlich gegenüber Marktpreis um plus CHF Mio. 24,9 (p.a.) entschädigt wird.

Betrachten wir die Absicherungserfolge [11c] über den Zeitraum 2009 – 2018, so stellen wir fest, dass der Absicherungserfolg einer gegenüber Spotpreis abgesicherten 1 kWh zu einem positiven Ergebnisbeitrag in Höhe von 1,08 Rp/kWh führt. Auch wenn in einzelnen Kalenderjahren die Absicherungserfolge zwischen den beiden Bilanzstichtagen unterschiedlich ausfallen, so ist deren Durchschnitt mit 1,07 bzw. 1,08 Rp./kWh über die Jahre nahezu gleich. Für ein Absicherungsvolumen von 10 TWh wurden durchschnittlich Mio. 107 (p.a.) erwirtschaftet bzw. über den Zeitraum 2009-2018 gesamthaft CHF Mio. 1'070.

Mit Beginn der Teilliberalisierung fällt die Differenz zwischen Marktpreisen und gebundenen Endkundenpreise stark negativ aus, diese Differenz dreht in Folge das Vorzeichen. Wenn man die Mittelwerte vergleicht, so stellen wir fest, dass die Erfolge aus Absicherungserlösen in Summe mit durchschnittlich 1,07 Rp./kWh etwas höher ausfällt, als die Differenz zwischen gebundenen Endkundenpreis und Marktpreis, die bei ca. 0,83 Rp./kWh. liegt. Damit beurteilen wir über den Zeitraum 2009-2018 die Rahmenbedingungen für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* als vergleichbar.

Operative Ergebnisse (2009 – 2018)

Wir haben die operativen Ergebnisse von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* der Geschäftsbereiche Produktion und Stromhandel über die Jahre 2009 - 2018 in einem Modell nachgebildet. Der Grund, warum wir uns auf die operativen Ergebnisse im Rahmen des jeweils ausgewiesenen EBIT abstützen, liegt in den hohen Wertberichtigungen, die *Alpiq* und *Axpo* in ihren Finanzberichterstattungen über diesen Zeitraum ausgewiesen haben. EBIT steht für jene Kenngrösse, die sich aus Erlös abzüglich Personal- und Sachaufwand und abzüglich Abschreibungen ergibt.

Innerhalb der Wasserkraft stellen wir nicht – wie in [11a] dokumentiert – auf 55% Speicherkraft zu Peak-Preisen ab, sondern auf 38.5%, um dem Laufwasseranteil in der Speicherkraft Rechnung zu tragen. Wie in unserer letzten Arbeit [11b] festgehalten, geht diese

Anpassung zurück auf Gespräche mit Vertretern der Strombranche. Damit entfallen in unseren Analysen 61.5% auf Laufwasserenergie zu Base-Preisen, und 38.5% auf flexible Speicherenergie zu Peak-Preisen.

Für die Laufwasserkraft bestimmen wir den Base Day-Ahead Erlös für Marktgebiet Schweiz, den Absicherungserfolg über 3 Jahre rollierend, sowie einen Asset-backed Trading Erlös in den Futures-Märkten. Dies jeweils für die Bilanzstichtage 30. September und 31. Dezember. Die EBIT-relevanten Gestehungskosten für die Laufwasserkraft auf Basis BFE 2018 [2g] ergeben durchschnittlich 4,94 Rp./kWh für die Jahre 2009 – 2018 bzw. durchschnittlich 3,44 Rp./kWh für die Jahre 2014- 2018.

Für die flexible Speicherenergie bestimmen wir analog für die beiden Bilanzstichtage eine Art Peak Day-Ahead Erlös für Marktgebiet Schweiz, den Absicherungserfolg über 3 Jahre rollierend, sowie einen Asset-backed Trading Erlös in den Futures-Märkten. Ergänzend definieren wir noch einen Asset-backed Trading Erlös für den Spotmarkt: dieser schliesst auch den Markt für Systemdienstleistungen sowie den grenzüberschreitenden Handel mit ein [11]. Die EBIT-relevanten Gestehungskosten für die Speicherkraft auf Basis BFE 2018 [2g] ergeben durchschnittlich 8,24 Rp./kWh für die Jahre 2009 – 2018 bzw. durchschnittlich 4,74 Rp./kWh für die 5 Jahre 2014 - 2018.

Erlös abzüglich EBIT-relevanten Gestehungskosten auf Basis BFE 2018 [2g] definieren unsere kalkulatorischen Beiträge der Laufwasserkraft und der flexiblen Speicherenergie für den EBIT von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*. Die Erlöse aus Laufwasser und Speicherkraft setzen sich zusammen aus einem inneren Wert der Kraftwerke und Beiträgen aus dem Asset-backed Trading. Unter dem inneren Wert eines Kraftwerks verstehen wir den Ergebnisbeitrag aus einer Jahresproduktion. In diesem Zusammenhang ist uns wichtig festzuhalten, dass Wertminderungen auf Produktionsanlagen auch die Erwartungen im Asset-backed Trading mit einbeziehen. Damit besteht aus unserer Sicht eine direkte Verbindung zwischen allfälligen Wertminderungen auf Produktionsanlagen und dem Stromhandel, und damit implizit auch zum spekulativen Eigenhandel.

Ergänzend zur Wasserkraft haben wir noch die thermische Produktion, die nukleare Produktion sowie die langfristigen Bezugsverträge für Atomstrom zu berücksichtigen. Die EBIT-Komponenten für die thermische Produktion beinhalten bereits den Ergebnisbeitrag von Absicherungsgeschäften, dies aufgrund einer Multi-Commodity Struktur in der Bewirtschaftung thermischer Kraftwerke. Damit fliesst dieses Produktionsvolumen nicht in das separat vorgesehene Absicherungsvolumen und damit auch nicht in die Asset-backed Trading Handelsgeschäfte ein. Gemäss Vertretern der Schweizer Strombranche beinhalten langfristige Bezugsverträge keine Klauseln zur Preisabsicherung. Entgegen unseren Annahmen in [11] sind deshalb die Bezugsvolumina in das Absicherungsvolumen und damit auch in die Asset-backed Trading Handelsgeschäfte einzubeziehen.

Alle relevanten EBIT-Kenngrössen sind in [11c] dokumentiert. Diese repräsentieren Input-Parameter, die wir in unserem Modell spezifisch für die Kraftwerke anpassen können, sofern es notwendig erscheint.

Abschreibungen, Wertminderungen und Rückstellungen (2009 – 2018)

Ein Blick auf Abschreibungen und Wertberichtigungen zeigt, in welchem Ausmass *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* davon Gebrauch machten. Sinken die erwarteten operativen Ergebnisbeiträge unter die Kapitalkosten, werden Vermögenswerte ausserplanmässig auf den erzielbaren Betrag, eine Art Fair Value, abgeschrieben. Den bis 2016 anhaltenden Strompreiserfall und veränderte regulatorische Rahmenbedingungen nahmen Stromkonzerne zum Anlass ausserplanmässige Abschreibungen in Milliardenhöhe zu buchen. Diese *Markteffekte* führten in der Folge zu einer Belastung des EBIT der Stromkonzerne und damit zu einer Wertminderung bestimmter Vermögenswerte, zumeist Kraftwerke, und einer Kürzung des bilanziellen Eigenkapitals, der bilanziellen Haftungsmasse von Unternehmen.

Wir betrachten im Folgenden die Jahre 2009-2018, um Periodeneffekte zu eliminieren. Über die Jahre 2009-2018 betrug das Produktionsvolumen (inkl. Bezugsverträge) von *Alpiq* 238 TWh und jenes von *Axpo* 335 TWh. Um Abschreibungen von den ausserordentlichen Abschreibungen zu unterscheiden, legen wir jene Kenngrösse des BFE in Höhe von 1,25 Rp./kWh zugrunde, die als Schätzung für die ordentlichen Abschreibungen dient. *Alpiq* hat bezogen auf ihre produzierten 238 TWh Abschreibungen von 3,36 Rp./kWh vorgenommen. Die ausserordentlichen Abschreibungen betragen somit 2,11 Rp./kWh. Dies führt für *Alpiq* zu einer Wertminderung in Höhe von gerundet 5,0 Mia. über den Zeitraum 2009-2018. *Axpo* hat bezogen auf ihre Gesamtproduktion von 335 TWh 2.15 Rp./kWh abgeschrieben. Dies führt zu einer ausserordentlichen Abschreibung von 0,9 Rp./kWh und damit zu einer Wertminderung von gerundet Mia. 3,0. Ergänzend sei noch erwähnt, dass in diesem Zeitraum *Alpiq* Rückstellungen in Höhe von Mia. 0,9 und *Axpo* in Höhe von Mia. 3,1 vorgenommen haben.

Im Vergleich zu *Alpiq* und *Axpo* betrug das Produktionsvolumen von *BKW* 114 TWh. Über den Zeitraum 2009-2018 hat *BKW* durchschnittlich 1,10 Rp./kWh abgeschrieben, was zu einer Wertschöpfung von 0,15 Rp./kWh führt. Dies entspricht über den Zeitraum 2009-2018 einer gesamten Wertschöpfung für *BKW* in Höhe von gerundet Mio. 175. *BKW* hat im Jahr 2013 Abschreibungen in Höhe von 3,57 Rp./kWh vorgenommen, und damit einmalig eine ausserordentliche Abschreibung in Höhe von 2,52 Rp./kWh getätigt. Im Durchschnitt über alle 10 Jahre 2009-2018 wurde dies aber wieder mehr als kompensiert. *BKW* hat im selben Zeitraum Rückstellungen in Höhe von Mio. 774 vorgenommen.

Betrachten wir die Summe aus Wertminderungen und Rückstellungen, so stehen 5,9 Mia. der *Alpiq* den 6,2 Mia. der *Axpo* gegenüber. Wir erkennen, dass für *Axpo* und *Alpiq* die Rückstellungen die Volumina der Sondereffekte in Richtung bestehendes Verhältnis der Produktionsvolumina korrigieren. Die *BKW* weist über den Zeitraum 2009-2018 Wertberichtigungen und Rückstellungen in Höhe von gerundet Mio. 900 Mio. aus.

Es lässt sich darüber streiten, ob die Wertberichtigungen von *Alpiq* oder *Axpo* möglicherweise hinausgezögert und damit zu spät vorgenommen wurden. Fakt ist allerdings, dass diese Wertberichtigungen eine Korrektur der Annahmen der Stromkonzerne hinsichtlich der Strommarktentwicklung und daraus resultierender Erlöspotenziale darstellen. Investitionen in Kraftwerke waren aufgrund tatsächlich geringerer Erlöspotenziale nicht mehr werthaltig, sodass resultierende Wertverluste als Aufwand und zu Lasten entsprechender Vermögenswerte zu erfassen waren. Sind keine wertzumindernden Vermögenswerte vorhanden, wie bei belastenden Bezugsverträgen oder bei bereits vollständig abgeschriebenene Vermögenswerten, werden Rückstellungen, erfolgswirksam zu Lasten des EBIT und des Eigenkapitals gebildet.

Operative Verluste sind Kernbestandteil des Unternehmensrisikos. Sich ein Urteil darüber zu bilden, ob es sich bei Wertminderungen um wiederkehrende Events oder um einmalige «Sondereffekte» handelt, soll nach IFRS dem Bilanzleser überlassen bleiben. Deshalb wird gemäss IFRS auch keine Ergebnisspaltung in «ausserordentliche» und «ordentliche» Posten in der Erfolgsrechnung vorgenommen. Die Abschreibungen und Wertberichtigungen zeigen, in welchem Ausmass *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* davon Gebrauch machten. Mit Blick auf die wiederkehrend hohen Abschreibungsbeträge bei *Axpo* und *Alpiq* in den Jahren 2011 bis 2016 ist die Einmaligkeit dieser bilanziellen Korrekturen tatsächlich auch nicht gegeben.

Erkenntnisse zum Ergebnisbeitrag aus spekulativem Eigenhandel: Alpiq, Axpo und BKW

Wir geben bezugnehmend auf unsere Datenbasis ausgewählte Wertentwicklungen über die letzten 10 Jahre wider, und stellen unsere Schlussfolgerungen für Performance im spekulativen Eigenhandel zur Diskussion. Wir nehmen die per Bilanzstichtag ausgewiesenen Bruttogeldflüsse als Basis für das Volumen im Stromhandel. *Alpiq* und *Axpo* weisen zusammen ca. 40 Mia. aus. Diese Volumina betreffen jene Geschäfte, die nach dem Bilanzstichtag realisiert werden. Die unterjährigen Handelsgeschäfte, deren Erfolg in das Jahresergebnis einfließen, sind hingegen nicht enthalten.

Um abzuschätzen, welchen Anteil der Eigenhandel innerhalb des Stromhandels einnimmt, normieren wir die Bruttogeldflüsse auf die Produktionsvolumina (inkl. Bezugsverträge). Legen wir p.a. den Marktwert der Produktion (je kWh) zugrunde, so stellen wir fest, dass in den letzten 3 Jahren (2016-2018) *Alpiq* mit ca. 100-120 Rp./kWh gegenüber *Axpo* mit 60-80 Rp./kWh ein deutlich höheres Handelsvolumen umsetzt. Diese Kenngrösse der *BKW* schwankt zwischen 40-50 Rp./kWh. Bei einem angenommenen Marktwert in Höhe von 5 Rp./kWh entspricht das Handelsvolumen der *Alpiq* dem 20-24-fachen der jährlichen Produktion, jenes der *Axpo* dem 12-16-fachen der Produktion und jenes der *BKW* dem 8-10-fachen der Jahresproduktion. Zieht man das Handelsvolumen für Asset-backed Trading (ca. 4-fache der Jahresproduktion ab), so erhalten wir für *Alpiq* ein geschätztes Volumen im spekulativen Eigenhandel in Höhe des 16-20-fachen einer Jahresproduktion, für *Axpo* ein geschätztes Volumen im spekulativen Eigenhandel in Höhe des 8-12-fachen der Jahresproduktion. Für *BKW* ergibt sich ein geschätztes Eigenhandelsvolumen in Höhe des 4-8-fachen ihrer Jahresproduktion.

Strukturell definieren wir den Erfolg des Stromhandels aus der Summe des Absicherungserfolges, des Asset-backed Trading und des spekulativen Eigenhandels. In unserer Arbeit [11b] haben wir im Falle von EGL erkannt, dass auch innere Werte von Kraftwerken in den Erfolg des Stromhandels einfließen können. Wir haben in [11b,c] die Quantifizierung des inneren Werts von Kraftwerken, des Absicherungserfolgs sowie des Asset-backed Trading dokumentiert.

Den Erfolg des spekulativen Eigenhandels bestimmen wir für *Alpiq* und *Axpo* als residuale Grösse aus den um die ausserordentlichen Abschreibungen entlasteten EBIT, der gemäss Finanzberichten aus dem ausgewiesenen EBIT berechnet wurde. In Folge haben wir für *Alpiq* und *Axpo* ihren ausgewiesenen EBIT um die ausserordentlichen Abschreibungen der Jahre 2009-2018 in Höhe von gesamt Mia. 5,0 und Mia. 3,0 entlastet. Das heisst, das Ergebnis des Eigenhandels für *Alpiq* und *Axpo* ist gleich dem entlasteten EBIT abzüglich den Ergebnisbeiträgen aus Absicherung, Asset-backed Trading und fallweise Anteilen aus dem innerem Wert der Kraftwerke.

Da von *BKW* über diesen Zeitraum *de facto* keine ausserordentlichen Abschreibungen vorgenommen wurden, verwenden wir den in den Geschäftsjahren jeweils realisierten EBIT. Das heisst, das Ergebnis des spekulativen Eigenhandels für *BKW* ist gleich dem realisierten EBIT abzüglich den Ergebnisbeiträgen aus Absicherung, Asset-backed Trading und fallweise Anteilen aus dem innerem Wert der Kraftwerke.

Für *Alpiq* erhalten wir für den über die Jahre 2009-2018 kumulierten Ergebnisbeitrag aus spekulativen Eigenhandel geschätzte minus 1,1 Mia. Die ausserordentlichen Abschreibungen in Höhe von 5,0 Mia. sind rausgerechnet, die Bildung von Rückstellungen in Höhe von 0,9 Mia. sind hingegen mitberücksichtigt.

Für *Axpo* erhalten wir für den über die Jahre 2009-2018 kumulierten Ergebnisbeitrag aus spekulativen Eigenhandel geschätzte minus 4,6 Mia. Die ausserordentlichen Abschreibungen in Höhe von 3,2 Mia. sind hier ebenfalls rausgerechnet, die Bildung von Rückstellungen in Höhe von 3,1 Mia. sind hingegen mitberücksichtigt.

Für die *BKW* schätzen wir den über die Jahre 2009-2018 kumulierten Ergebnisbeitrag aus Eigenhandel auf minus 1,7 Mia. unter Berücksichtigung der im Geschäftsjahr 2013 vorgenommenen ausserordentlichen Abschreibungen sowie der Bildung von Rückstellungen in Höhe von gerundet 0,8 Mio. Wir erkennen weiter, dass die Wertberichtigung in 2013 bereits durch den bis 2013 generierten Mehrwert abgedeckt ist, zum anderen stellen wir fest, dass *BKW* ohne die über 2011-2013 publizierten Verluste im Segment „Markt“ *BKW* kaum eine Wertberichtigung benötigt hätte. Als Ergänzung ist würdigend festzuhalten, dass *BKW* in den Jahren 2009 und 2010, in denen der Strompreis für gebundene Endkunden stark unter dem Marktpreis lag, Wertsteigerungen verzeichnete.

Da die ausserordentlichen Abschreibungen der *Alpiq* und *Axpo* rausgerechnet wurden, ist die Vergleichbarkeit des geschätzten Erfolgs aus dem spekulativen Eigenhandel zwischen *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* nicht gegeben. Um abschliessend einen Vergleich der Ergebnisprofile für spekulativen Eigenhandel von *Axpo*, *Alpiq* und *BKW* vornehmen zu können, benötigen wir detaillierte Informationen zu den ausserordentlichen Abschreibungen und Rückstellungen, die nur unternehmensintern bekannt sind.

Wir halten fest: Trotz einer konservativen Schätzung des Erlöspotenzials und unter Ausblendung der Tatsache, dass Wertminderungen Aufwand darstellt, der durch die operative Geschäftstätigkeit von Unternehmen gedeckt sein muss, bleibt der spekulative Eigenhandel in Milliardenhöhe defizitär. Warum ist es wichtig, sich darauf zu sensibilisieren?

Wertberichtigungen auf Produktionsanlagen beziehen auch eine Korrektur der Annahmen zum Asset-backed Trading mit ein. Damit sind Wertberichtigungen – auch wenn diese im Geschäftsbereich Produktion ausgewiesen werden – unmittelbar mit dem Stromhandel, also mit dem Geschäftsbereich Trading verbunden. Nehmen wir an, dass in Wertminderungen auf Produktionsanlagen in Höhe von Mio. 500 ein Handelsverlust von Mio. 100 aufgrund veränderter Rahmenbedingungen im Asset-backed Trading enthalten ist, dann ist auch dieser Handelsverlust im bereinigten EBIT herausgerechnet. In diesem Fall ist das von uns berechnete Defizit im Eigenhandel um Mio. 100 zu geringgeschätzt, obwohl der Verlust von Mio. 100 tatsächlich dem Handel anzulasten wäre.

Wertberichtigungen auf Produktionsanlagen sind in unseren Analysen für die Ergebnisbeiträge aus den Handelsgeschäften nicht enthalten, womit als direkte Folge das berechnete Defizit im spekulativen Eigenhandel tatsächlich höher ausfällt als in unseren Schätzungen.

7.2 Verständnis

Die Handelsgeschäfte im Energiehandel zeichnen sich dadurch aus, dass der Zeitpunkt des Abschlusses eines Handelsgeschäftes (z.B. Verpflichtung zu einer Stromlieferung oder zu einem Einsatz einer Turbinenkapazität in der Zukunft) und der Zeitpunkt der Stromlieferung bzw. des Einsatzes der Kapazitäten nicht identisch sind. Die Zeitdauer zwischen diesen beiden Zeitpunkten wird als Handelsperiode bezeichnet und kann mehrere Stunden, Tage, Wochen, Monate oder sogar Jahre umfassen. Die Bestimmung des Fair Values dieser Stromlieferung unterliegt grossen Bewertungsspielräumen, sofern sich dies Stromlieferungen nicht mit Futures replizieren lassen.

Interne Verrechnungspreise

Die Vermarktung der Schweizer Grosswasserkraft obliegt den Stromhändlern. Dabei gilt es zwischen der Vermarktung der Stromproduktion und der Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten zu unterscheiden. In der Strombranche wird die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten mit Asset-backed Trading bezeichnet. Zusätzlich zu diesen Asset-Tradern gibt es noch die Prop-Trader, die primär spekulativen Eigenhandel (Proprietary Trading) verfolgen. Während die Prop-Trader auf die Zuteilung eines Risikokapitals angewiesen sind, um eine spekulative Handelsposition eingehen zu dürfen, darf sich der Asset-Trader auf die Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten abstützen.

Die Erlöse für die Stromproduktion werden auf Basis des Day-Ahead Marktes bestimmt. Jene Erlöse, die im Intraday-Handel oder im Rahmen von Systemdienstleistungen erwirtschaftet werden, sind nicht Teil der internen Verrechnung. Während die Erlöse aus der Stromproduktion dem Geschäftsbereich „Produktion“ angerechnet wird, verbleiben die Erlöse aus Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten und Absicherungsgeschäften beim Geschäftsbereich „Energiehandel“.

Für die Bewirtschaftung der Vertriebsportfolien nehmen wir eine Back-to-Back Beschaffung an, die den Marktpreis der Stromlieferung plus Risikoaufschlägen als Verrechnungspreis an den Vertrieb und in Folge an den Endkunden zugrunde legt.

Die Wertschöpfung des Stromhandels definiert sich aus der Bewirtschaftung der Volumen- und Preisrisiken, die im Zusammenhang mit der Stromproduktion und dem Vertriebsportfolio entstehen.

Absicherungskonzepte und Hedge Accounting

Wir haben auf Basis rollierender Absicherungsstrategien für die Jahre 2009 - 2018 einen Erlös in Höhe von durchschnittlich 1,07 Rp./kWh quantifiziert. Je produzierter TWh (p.a.) entspricht dies Mio. 10,7 (p.a.). Wenn wir den Absicherungserfolg für die Jahre 2009 – 2016 bestimmen, so resultiert ein positiver Absicherungserfolg in Höhe von 2,2 Rp./kWh. Je produzierter TWh entspricht dies einem Erlös in Höhe von Mio. 22 (p.a.). Über diese Jahre hat BKW durchschnittlich 11 TWh (p.a.) produziert, Alpiq ca. 24 TWh (p.a.) und Axpo ca. 36 TWh (p.a.), jeweils inklusive Bezugsverträge. Bei erfolgreicher Absicherung über die Jahre 2009 – 2016 hätte Alpiq jährlich durchschnittlich Mio. 528 erlöst. Axpo hätte unter Abzug von geschätzten 3 TWh an gebundene Endkunden jährlich durchschnittlich Mio. 726 erwirtschaftet, und für BKW resultierte unter Abzug von geschätzten 4 TWh an Endkunden ein Absicherungserlös von durchschnittlich Mio. 154 (p.a.). Anhand der in diesen Jahren für den Handel der Alpiq

und *Axpo* ausgewiesenen Ergebnisse, erkennen wir keine Beträge, die auch nur annähernd unseren nachgebildeten Absicherungserfolgen entsprechen.

Wir sehen eine mögliche Erklärung in den praktizierten Absicherungskonzepten der Stromkonzerne. Das jährliche Produktionsvolumen wird über 3 Jahre abgesichert, wobei relativ grosszügige Korridore für das abzusichernde Volumen vorgegeben wird. Diese Korridore geben den Stromhändlern grossen Freiraum in der Umsetzung. Die Bandbreite für das abzusichernden Volumen liegt zwischen 5-20%. Nehmen wir *Alpiq* mit einem abzusichernden Volumen von 24 TWh (p.a.). In TWh entspricht die Bandbreite 1,2 – 4,8 TWh. Wird auf dieser Menge *de facto* Eigenhandel betrieben, so beträgt bei einem Marktpreis von durchschnittlich 50 EUR/MWh das Handelsvolumen 60 – 240 Mio. Ist in diesen Jahren 2009 – 2016 unter Nutzung des grossen Freiraums zu stark auf steigende Preise gesetzt worden, so wird erklärbar, warum die positiven Absicherungserlöse nicht Teil der ausgewiesenen EBIT sind. Unsere nachgebildeten Absicherungserträge resultieren aus einer rollierenden Absicherungsstrategie, die über 3 Jahre das Produktionsvolumen gleichmässig und linear absichert. Damit wird in der Umsetzung der Absicherungsstrategie kein Raum für spekulative Handelsgeschäfte gewährt.

Weiter sei erwähnt, dass *Alpiq* und *BKW* kein Hedge-Accounting für die Absicherung von Energiepreisrisiken anwenden. Unternehmen müssen die Hedge-Beziehung als solche designieren und die Wirksamkeit von Absicherungen zur Inanspruchnahme des Hedge-Accounting dokumentieren. Die Anforderungen der IFRS an Hedge-Beziehungen sind relative strikt und nicht jede Absicherung kann also solche bilanziert werden. Insbesondere die Absicherung offener Portfolien oder die Absicherung von Transaktionen durch eine Reihe von Instrumenten mit unterschiedlicher Laufzeit führt aufgrund der Komplexität und der fortlaufenden Dokumentationspflichten solcher Transaktionen in der Praxis nicht selten dazu, dass Absicherungen nicht als solche bilanziert und ausgewiesen werden. Es kommt zu einem Accounting Mismatch.

Ist allerdings eine Hedge-Beziehung als solche bilanziert, erfordern die Stetigkeitsanforderungen der IFRS-Rechnungslegung, dass die Anwendung des Hedge-Accounting nicht willkürlich erfolgt oder aus bilanzpolitischen Überlegungen wieder zurückgenommen wird, um so zum Beispiel Erfolge der Absicherungsinstrumente früher auszuweisen.

Dennoch: Die Anwendung des Hedge-Accounting ist ein *de facto* Wahlrecht. Die Hedge-Beziehung muss aktiv vom Unternehmen belegt werden, was grundsätzlich nach dem Bilanzstichtag erfolgen kann, aber spätestens bis Prüfung des Jahresabschlusses erfolgt sein sollte.

Auch ist eine Änderung der erfolgsneutralen Bilanzierung von Absicherungsinstrumenten durch sachverhaltsgestaltende Massnahmen des Unternehmens möglich, zum Beispiel, wenn die Absicherungsinstrumente bis vor Erfüllung des Grundgeschäfts glattgestellt werden. Die bis dahin erfolgsneutral gehaltene Wertänderung des Absicherungsinstrumentes wird damit erfolgswirksam und kann als Handelserfolg im Jahresergebnis ausgewiesen werden.

Dass die Nachverfolgung und eindeutige Zuordnung von Hedging Aktivitäten die Berichterstattung nach IFRS vor erhebliche Herausforderungen stellt, die Risikopositionen aus Sicht des Risikomanagements adäquat abzubilden, ist bekannt. Die Eliminierung sog. Accounting Mismatches wird auch in Zukunft nicht vollumfänglich möglich sein. Dies sollte aber die Geschäftsleitung nicht daran hindern, signifikante Abweichungen zwischen

Accounting und Risikomanagement zu erläutern. Beispielsweise sollte erläutert sein, welche Absicherungsstrategie das Unternehmen verfolgt und in welchem Umfang Sicherungsbeziehungen nachträglich angepasst oder vom Unternehmen verworfen wurden bzw. welche Erfolgswirkung aus den Anpassungen resultierte.

Timing und Richtung der Absicherung sowie Absicherungsvolumen definieren den Erfolg einer Absicherungsstrategie. Wir halten fest, dass der spekulative Eigenhandel (Prop-Trading) innerhalb des Energiehandels die umgesetzten Absicherungen übersteuern und damit einen grossen Teil des Absicherungserfolgs vernichten kann. In welchen Bandbreiten und unter welchen Regeln eine Absicherungsstrategie zu erfolgen hat, und welche Anteile vorweg als Handelserfolg in vorliegende Geschäftsjahre einfließen dürfen, liegt damit im Ermessen der Geschäftsleitung. Unstetige Absicherungsaktivitäten sehen wir als spekulative Position, deren Erfolg dem spekulativen Eigenhandel anzurechnen wäre.

Ambiguitäten im OTC-Handel

Wir haben anhand der Peak-Lieferung für April 2021 gesehen, dass der Fair Value einen Bewertungsspielraum von EUR 34,57 – 40,52 je MWh abdeckt, was einem Bewertungsspielraum im Fair Value von gerundet +/- 8% entspricht. Diese Peak-Lieferung besitzt konstantes Lieferprofil über die Peak-Stunden. Die Unschärfen von variablen Lieferprofilen fallen noch grösser aus, insbesondere gilt dies auch für die per Bilanzstichtag energetisch offenen Positionen in Stundengranularität. Damit halten wir fest, dass im OTC-Handel der Fair Value von Forwards, die nicht mittels Futures replizierbar sind, grossen Unschärfen unterliegen, die sich unmittelbar auf das Eigenkapital übertragen.

Forwards, die physisch geliefert werden, sind aus unserer Sicht approximativ mit einem Portfolio von Futures zu replizieren. Replizieren wir Forwards mit einem Portfolio aus Futures, so entsteht ein Profilrisiko, das sich mit Methoden der stochastischen Optimierung minimieren lässt. Unsere Erfahrung hat gezeigt, dass das minimierte Profilrisiko unter ausschliesslicher Verwendung von Futures viel kleiner ausfällt, als die Unschärfen jener Forwards des OTC-Handels, die nicht als Portfolio von Futures replizierbar sind. Die einzelnen Komponenten des optimierten Portfolios, können in Folge als Level-2 Fair Values ausgewiesen werden. Als direkte Konsequenz sehen wir es als wichtig an, in der Bilanzierung Level-3 Fair Values zu meiden.

Die Verluste im spekulativen Eigenhandel, die wir über die Jahre 2009 – 2018 insbesondere für *Alpiq* und *Axpo* auf Basis unseres, um die ausserordentlichen Abschreibungen entlasteten EBIT berechnet haben, erklären wir mit dem aus unserer Sicht stark übertriebenen spekulativen Eigenhandel: anhand der per Bilanzstichtag ausgewiesenen Bruttogeldflüsse in Höhe von gerundet 20 Mrd. je Seite, haben wir abgeschätzt, dass der Eigenhandel für *Axpo* bzw. *Alpiq* etwa das 16-20 fache bzw. das 20-24 der jährlichen Produktion ausmacht. Für *BKW* schätzen wir den Anteil auf spekulativen Eigenhandel auf das 8-12 fache. Zudem sind die Wiederbeschaffungswerte der Energiederivate bei *Alpiq* und *BKW* zu 100% dem Level 2, bei *Axpo* zu 99% den Levels 2 und 3 zugewiesen. Gestützt auf die Finanzberichte sind somit unter Level 2 auch jene Energiederivate ausgewiesen, die sich nicht als Portfolio von Futures replizieren lassen, und damit mit Preiskurven einschliesslich ihrer Ambiguitäten bewertet werden. Dies zieht nicht nur Unschärfen in der Bilanzierung nach sich, sondern auch versteckte Kosten im Rahmen von Portfoliokompressionen.

Spekulativer Eigenhandel

Prop-Trading definieren wir als spekulativen Eigenhandel, ohne dabei Bezug auf die Nutzung bestimmter Ressourcen (z.B. Kraftwerk, Übertragungskapazitäten, Speicher) zu nehmen. Absicherungsstrategien, deren Ergebniswirkung sowie Produktion, Beschaffung und Vertrieb zu Lieferzwecken sehen wir nicht Teil des spekulativen Eigenhandels. Damit erfordert spekulativer Eigenhandel auch die Vorgabe von Risikolimiten, um Verlustrisiken steuern zu können. Die Einhaltung der Risikolimiten muss seitens der Geschäftsführung überwacht werden.

Durch den Handel von Energiederivaten erhöht sich der operative Cashflow. Dieses Faktum sehen wir als relevanten Treiber für den spekulativen Eigenhandel. Denn alle Geldflüsse der Geschäftstätigkeit der Handelssparte sind als operativer Cashflow in der Geldflussrechnung auszuweisen, da der Handel regelmässig als eigener operativer Tätigkeitsbereich designiert ist. Für Kreditvergabe und Investitionsentscheidungen allgemein ist der operative Cashflow neben Profitabilitätskennzahlen eine Kennzahl von hoher Bedeutung. Die Klassifizierung als operativer Cashflow ist nicht unproblematisch, denn der Handel mit Energiederivaten dient nicht selten (allein) der kurzfristigen Liquiditätsaufnahme. Sie ist ihrem wirtschaftlichen Gehalt nach eine Art Kreditaufnahme. Diese Liquiditätsspritzen sind wie Kredite allgemein allerdings nicht kostenlos und vor allem, sie sind extrem risikobehaftet. Wenn faktische Kreditaufnahmen als operativer Cashflow ausgewiesen werden, ist das aus bilanzanalytischer Sicht bei strikter Regelbefolgung zwar erlaubt, aber irreführend.

Ein weiterer Punkt ist, dass der Lieferung und Absicherung der Stromproduktion den Energiederivaten ähnliche oder sogar identische Terminkontrakte zugrunde liegen. Werden diese nicht trennscharf behandelt und vom Eigenhandel abgegrenzt – was aber den Zielen der gesamthaften unternehmerischen Risikosteuerung im Treasury zuwiderläuft –, dann ist auch die Trennschärfe bei der Allokation der Subventionen für die Stromproduktion fraglich. Die Förderung der Gestehungskosten (Produktionskosten für Strom) darf nicht im spekulativen Handel mit Energiederivaten «veruntreut» werden.

Ein massiver Handel mit Energiederivaten führt zu signifikanten Geldflüssen und birgt aus unserer Sicht erhebliche Risiken, denn selbst bei Steuerung auf Netto- bzw. Portfoliobasis gleichen sich gegenläufige Wertentwicklungen nicht immer vollständig aus, insbesondere dann, wenn es sich um nicht börsengehandelte Produkte handelt. Aufgrund der Unvollständigkeit im Strommarkt ist man mit grossen Unschärfen und Ermessensspielräumen in der Bestimmung des Fair Value von Energiederivaten konfrontiert, die zu ungewollten falschen Preissignalen für den spekulativen Handel führen können.

Mit der Erklärung einiger Marktakteure, dass spekulativer Eigenhandel auch Gewinne erwirtschaftet, wird insbesondere auf die Arbitrage-Opportunitäten in den Energiemärkten und auf die darin vermeintlich bestehenden Marktineffizienzen hingewiesen. In der Finance werden Arbitragegeschäfte als Portfolio jener Handelsgeschäfte definiert, die i) zeitgleich abgeschlossen werden, ii) in Summe einen positiven Erlös erwirtschaften und iii) kein Risiko-Exposure ausweisen. Damit ist gemeint, dass weder Preisrisiken noch Gegenparteiisiken noch Volumenrisiken in diesem Arbitrage-Portfolio vorliegen. In dieser strikten Form gibt es aus unserer Sicht keine Arbitrage-Portfolios: da Gegenparteiisiken ausgeschlossen werden, stehen keine OTC-Plattformen, sondern nur Börsen als Handelsplattformen zur Verfügung, die das Gegenpartei-Risiko übernehmen. An diesen Energiebörsen gibt es Transaktionskosten von 20-40 bp in Abhängigkeit der Marktliquidität. Marktineffizienzen an Börsen bestehen nur marginal und sind von sehr kurzer Dauer. Unter der zusätzlichen Bedingung

Handelsgeschäfte zeitgleich abzuschliessen, können unseres Erachtens keine Transaktionskosten risikolos gewinnbringend überwunden werden. Wenn es entgegen unserer Annahme dennoch solche Arbitragegeschäfte geben sollte, könnte dies unternehmensintern der Geschäftsführung gegenüber anhand einer gezielten Filterung der historischen Handelsgeschäfte nachgewiesen werden.

Der Martingal Ansatz in der Finanzmathematik [25] geht davon aus, dass Markteffizienz bzw. Preiseffizienz vorliegt, und damit die aktuellen Marktpreise handelbarer Produkte die besten Schätzungen für die Zukunft sind. Insbesondere nimmt man an, dass man zu keinem Zeitpunkt sowie auch über keinen Handelshorizont antizipieren kann, ob die Marktpreise fallen oder steigen. Dies bedeutet, dass man mit einem spekulativen Eigenhandel keinen nachhaltigen Erfolg erwarten darf. Aufgrund der inhärenten Transaktionskosten schliessen wir, dass der Erfolg im spekulativen Eigenhandel nachhaltig negativ ausfällt.

Asset-backed Trading

Für das Asset-backed Trading sind hingegen die Voraussetzungen besser. Stehen Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, so sind damit auch Rechte verbunden, die Kapazitäten/Leistungen ab einer gewissen Preisschwelle (dem sog. Trigger Preis) dem Markt zu verkaufen/kaufen und diese bei sinkenden/steigenden Preisen wieder zu kaufen/verkaufen. Diese Rechte haben einen positiven Marktwert, der umso höher ausfällt, je grösser die Volatilitäten in den Spot- und Futures-Märkten sind. Der Martingal Ansatz liefert zusätzlich die Replikationsstrategie für die gemeinsame Nutzung von Volatilität und Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten in den impliziten Optionen. Diese Replikationsstrategie entspricht im speziellen Fall von Black-Scholes Dynamiken dem klassischen Delta-Hedging und dient zur Erwirtschaftung der Optionsprämien.

Handelsgeschäfte, die sich auf physische Kapazitäten bzw. auf physische Lieferungen oder Beschaffungen beziehen, dürfen dem Asset-backed Trading zugeordnet werden. Alle übrigen Handelsgeschäfte sind dem spekulativen Eigenhandel zuzuordnen. Da das Asset-backed Trading auch die Volatilitäten der Erzeugungs- und Liefermengen mit einbindet, werden die Volumenrisiken ebenfalls bewirtschaftet. In Folge können Geschäfte des spekulativen Eigenhandels mit negativem Ergebnisbeitrag aber *de facto* als Teil der Volumenbewirtschaftung infolge von Änderungen in den Volumenprognosen auch dem Asset-backed Trading zugeordnet werden. Ohne eine strikte Trennung und klar definiertes Regelwerk wird es kaum möglich sein, auf der Ebene einzelner Transaktionen die entsprechende Zuordnung zu tätigen.

Der Stromhandel geht weit über die Vermarktung der Stromproduktion hinaus. Es werden nämlich nicht nur für die physische Lieferung Erlöse erwirtschaftet, sondern auch für die Bereitstellung und den Handel von Kapazitäten im Rahmen des Asset-backed Trading. Das Asset-backed Trading steht in der Stromwirtschaft für «Kraftwerksoptimierung» und zeichnet sich durch die Zielsetzung aus, die Kraftwerkskapazitäten optimal abzusichern und einzusetzen. Eine optimale Absicherung lässt sich via *Forward-* und *Future-Märkte* bestimmen. Für den optimalen Einsatz stehen den flexiblen Kraftwerkskapazitäten (insb. den Speicher- und Pump-Speicherkraftwerken) auch die Märkte für Systemdienstleistungen sowie die Spotmärkte zur Verfügung.

Asset-backed Trader nutzen die hohe Volatilität im Spothandel, in dem diese die Turbinenkapazitäten sukzessive bei steigenden Preisen verkaufen, und bei fallenden Preisen wieder zurückkaufen; analog wird Pump-Strom bei fallenden Preisen eingekauft und bei

steigenden Preisen wird dieser Einkauf wieder rückgängig gemacht bzw. glattgestellt. Die positive Preisdifferenz und der damit positive Handelserfolg ist umso grösser, je grösser die Volatilität im Spothandel. Diese Handelsstrategie wird als Replikationsstrategie bezeichnet und ist den Nobel-Preisträgern Black-Scholes-Merton zu verdanken, die im Rahmen ihrer Arbeiten zur Optionspreistheorie erkannt haben, dass sich Volatilität in den Märkten monetisieren lässt.

Positionen im Asset-backed Trading sollten über die physische Lieferung und Beschaffung abgesichert sein. Wenn wir z.B. eine verfügbare Turbinen-Kapazität im Spothandel vermarktet haben, muss diese nicht notwendigerweise zurückgekauft werden. Wurde hingegen eine Lieferung im Spothandel ohne verfügbare Kapazitäten geöffnet, was unter spekulativen Eigenhandel fällt, so muss diese vor Ende der Handelbarkeit dieses Lieferprodukts wieder geschlossen werden. Damit besteht das finanzielle Risiko, die Position zu überhöhten bzw. zu billigen Preisen wieder schliessen zu müssen.

Hält sich der Asset-Trader an die Grundsätze der Optionspreistheorie der modernen Finance, so lässt sich die Preisvolatilität in den Spot- und Futures-Märkten monetisieren ohne ein finanzielles Risiko einzugehen. Die Höhe der positiven Erlöse hängen primär von der Volatilität des Marktes ab. Der mittels Asset-backed Trading erzielbare positive Erlös lässt sich anhand Benchmark-Modelle abschätzen. Diese Benchmark-Modelle angewandt auf den Spothandel dienen dem kurzfristigen Asset-Trader auch als Bezug, um im Markt für Systemdienstleistungen entsprechende Offerten für Swissgrid zu platzieren. Jene Kraftwerkskapazitäten, die für Swissgrid bereitgehalten werden, stehen als direkte Folge nicht für den Spothandel zur Verfügung. Für den langfristigen Asset-Trader gelten diesbezüglich keine Einschränkungen.

Abwägungen

Prinzipiell dürfen Asset-Trader auch Eigenhandel betreiben, also spekulative Positionen unter Einhaltung von Risikolimiten eingehen. In diesem Fall ist ebenfalls Risikokapital vorzuhalten. Der Asset-Trader ist direkt einem Interessenkonflikt ausgesetzt. Er müsste strikt die Geschäfte aus dem Asset-backed Trading vom Prop-Trading trennen und separat bewirtschaften. Wir sehen hier die Gefahr von Quersubventionierungen, falls die risikolosen Erlöse aus Asset-backed Trading Geschäften für die Deckung der Verluste aus dem Prop-Trading verwendet werden, oder zumindest als „stilles Risikokapital“ dienen.

Die von uns kalkulierten Erlöspotenziale des Asset-backed Trading basieren auf Modellen und Annahmen, deren Robustheit wir in den vorangegangenen Abschnitten dargelegt haben. Zusammen mit den Ausführungen zur finanziellen Berichterstattung belegen sie die Notwendigkeit erhöhter Transparenz in Bezug auf Absicherungsgeschäfte, Asset-backed Trading und spekulativem Eigenhandel. Ohne hinreichende Transparenz besteht die Gefahr, dass sich Performancerisiken des spekulativen Eigenhandels mit Absicherungsgeschäften- oder Erlöspotenzialen des Asset-backed Trading überlagern. Die differenzierte Performance- und Risikobetrachtung der angesprochenen Unternehmensaktivitäten, insbesondere in Bezug auf Risiko- und Spekulationsgeschäfte, gehört zu guter Corporate Governance.

Im Unterschied zum Asset-backed-Trader hat der Prop-Trader (spekulative Eigenhändler) die Pflicht, sein eingegangenes bzw. geöffnetes Handelsgeschäft innerhalb der Handelsperiode zu schliessen, da ein Prop-Trader keine Kapazitäten besitzt, um seinen vertraglichen Verpflichtungen im Handelsgeschäft (z.B. den Strom zu liefern) nachkommen zu können.

Sobald eine Verpflichtung zum Schliessen bzw. Glattstellen eines Handelsgeschäftes besteht, wird dieses Handelsgeschäft auch als „offene Position“ bezeichnet. Mit der Verpflichtung zum Schliessen ist der Prop-Trader dem Risiko ausgesetzt, sein Handelsgeschäft unter ungünstigeren Preisentwicklungen schliessen zu müssen. Der Prop-Trader ist solange berechtigt, seine offene Position zu halten, solange nicht seine Verlustlimite ausgeschöpft ist. Der Prop-Trader ist zum Schliessen seiner offenen Position verpflichtet, spätestens dann, wenn seine Verlustlimite ausgeschöpft ist.

Vom Gesichtspunkt des Risiko-Managements ist es sehr wichtig, auf täglicher Basis die offenen Handelsvolumina ihren Fristigkeiten entsprechend zu dokumentieren, die nicht dem Asset-backed Trading zugerechnet werden können. Mit der Differenz zwischen dem per Stichtag und je Bilanzseite offenen Handelsvolumina und dem prognostizierten Produktions- bzw. Absatzvolumen erhält man näherungsweise eine Grössenordnung für das Volumen an offenen Eigenhandelspositionen auf der Aktiv- und Passivseite der Bilanz. Es sei angemerkt, dass unterjährig die offene Handelsvolumina deutlich höher ausfallen, als jene per Bilanzstichtag publizierten, womit die Ergebnisse unserer Studie durchaus eine vorsichtige Abschätzung des Risiko-Exposures darstellen.

7.3 Zusammenfassung

Die Konzernrechnungen der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* haben wir in Bezug auf ihren Informationsgehalt bezüglich Abbildung von Performance und Risiko der primären Geschäftsaktivitäten im Handel untersucht. Insbesondere fiel uns dabei die intensivierete Nutzung von Netting mit entsprechender Wirkung auf wichtige Bilanzkennzahlen auf sowie der OTC-Handel mit Energiederivaten, die mit Preiskurven bewertet werden und somit grossen Bewertungsspielräumen unterliegen. Diese Bewertungsspielräume führen nicht nur zu möglichen Überschätzungen des Eigenkapitals sondern auch zu möglichen Inkonsistenzen in der Bilanzierung von Vermögenswerten über verschiedene Gegenparteien im OTC-Handel. Hinzu kam wenig Transparenz in Bezug auf Kernaktivitäten im Asset-backed Trading und spekulativen Eigenhandel, die von Produktion, Absicherungsgeschäften sowie von Bewirtschaftungsaktivitäten des Vertriebsportfolios abzugrenzen sind. Wir halten fest, dass es das Ziel der IFRS ist, entscheidungsnützliche Informationen zu vermitteln.

Wir erkennen an den ausserordentlichen Abschreibungen in den Konzernrechnungen der Jahre 2009-2018, dass *BKW* über diese 10 Jahre Wert in Höhe von ca. Mio. 175 geschaffen hat, während *Alpiq* bzw. *Axpo* Werte um ca. Mia. 5,0 bzw. 3,2 Mia. gemindert hat. Um nun doch einen vermeintlich nachhaltigen, durch Wertminderungen bereinigten unbelasteten Erfolgsbeitrag der Handelseinheiten der Stromkonzerne zu schätzen, entlasten wir für *Alpiq* und *Axpo* ihren ausgewiesenen EBIT um ihre ausserordentlichen Abschreibungen. Strukturell definieren wir den Erfolg des Stromhandels aus der Summe des Absicherungserfolgs, des Asset-backed Trading und des spekulativen Eigenhandels.

Wird der um Mia. 5,0 entlastete EBIT der *Alpiq* für die Berechnung des Erfolgsbeitrags im Stromhandel zugrunde gelegt, so ergibt sich für den spekulativen Eigenhandel der *Alpiq* ein geschätzter Verlust in Höhe von Mia. 1,1. Analog, wird für *Axpo* ihr über die Jahre 2009-2018 ausgewiesener EBIT um Mia. 3,1 entlastet, so ergibt sich für den spekulativen Eigenhandel der *Axpo* ein geschätzter Verlust von Mia. 4,6. Für *BKW* legen wir ihren realisierten EBIT zugrunde und erhalten einen geschätzten Verlust von Mia. 1,7.

Trotz einer konservativen Schätzung des Erlöspotenzials im Asset-backed Trading und unter Ausblendung der Tatsache, dass Wertminderungen Aufwand darstellt, der durch die operative Geschäftstätigkeit von Unternehmen gedeckt sein muss, bleibt der spekulative Eigenhandel in Milliardenhöhe defizitär.

Nachhaltig positive EBITDA aus dem spekulativen Eigenhandel sind bisher nicht belegt. Im Gegensatz zum spekulativen Eigenhandel ermöglicht Asset-backed Trading durch gemeinsame Nutzung der Volatilitäten und den Verfügbarkeiten bzw. der Flexibilität der Kraftwerke eine nachhaltig positive Wertschöpfung.

8 Schlussfolgerungen

Asset-backed Trading und Proprietary Trading (spekulativer Eigenhandel) sind die beiden Pfeiler des Energiehandels und besitzen völlig unterschiedliche Profit & Loss Profile. Während Asset-backed Trader von hoch volatilen Strompreisen, Spreads und Systemdienstleistungen profitieren, sind Prop-Trader verpflichtet bei steigender Volatilität höheres Risikokapital vorzuhalten, womit ihr Handlungsspielraum wesentlich eingeschränkt wird.

Im Zuge der politischen Diskussion zur Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft haben wir ein Modell entwickelt, das unter Einbezug der Berichterstattung der Schweizer Stromproduzenten die Ergebnisbeiträge aus dem Prop-Trading abschätzt. Auf Basis dieses Modells und seinen zugrundeliegenden Annahmen kommen wir zum Ergebnis, dass in den Jahren 2009 - 2018 im Rahmen des Prop-Tradings grosse Schweizer Stromproduzenten Verluste in mittleren einstelligen Milliardenhöhe erlitten. Die Dividendenfähigkeit der Stromkonzerne *Alpiq* und *Axpo* ging seit 2013 verloren. Wir sehen aufgrund der Ergebnisse unserer Analysen die Ursachen primär im spekulativen Eigenhandel.

Innerhalb des Stromhandels haben wir aufgezeigt, dass in einem Grossteil von Handelsgeschäften, die dem Asset-backed Trading zuzuordnen sind, zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, ohne dass damit eine physische Lieferung ausgelöst wird. Werden diese Geschäfte dem Prop-Trading zugeordnet, so kann dies zu einer Übersteuerung der zugeteilten EBIT-Vorgaben und Risikolimiten sowie zu Verzerrungen des beanspruchten Risikokapitals und der Performancemessung zugunsten des Händlers führen. Ebenso von Bedeutung ist die Einbindung der Volumenrisiken im Asset-backed Trading: weichen die gehandelten Volumina der einzelnen Handelsgeschäfte von den tatsächlich realisierbaren Produktionsvolumina ab, so werden im Asset-backed Trading *de facto* spekulative Handelsgeschäfte verfolgt, weil vor Lieferbeginn die Differenz zwischen Handels- und Produktionsvolumina am Markt wieder geschlossen werden muss. Unvorhersehbare Produktionsausfälle aus technischen Gründen und ihre Auswirkungen auf die Erlöse sind dabei separat zu dokumentieren. Analoges gilt auch für Vertriebsportfolien mit ihren Lieferverpflichtungen den Endkunden gegenüber. In jenen übernimmt der Stromhandel die Volumen- und Strukturrisiken gegen Entschädigung von entsprechenden Prämien. Weichen auch hier die eingedeckten Volumina von den vertraglich zu liefernden ab, wird eine spekulative Position geöffnet.

Handelsgeschäfte, die sich auf physische Kapazitäten bzw. auf physische Lieferungen oder Beschaffungen (auf die Own-Use Transaktionen) beziehen, dürfen dem Asset-backed Trading zugeordnet werden. Alle übrigen Handelsgeschäfte sind dem spekulativen Eigenhandel zuzuordnen. Da das Asset-backed Trading auch die Volatilitäten der Erzeugungs- und Liefermengen mit einbindet, werden die Volumenrisiken ebenfalls bewirtschaftet. Viele Geschäfte im Eigenhandel werden aber *de facto* als Teil der Volumenbewirtschaftung in Folge von Änderungen in den Volumenprognosen auch dem Asset-backed Trading zugeordnet. Damit wird es kaum möglich sein, auf der Ebene einzelner Transaktionen die entsprechende Zuordnung zu tätigen, zumal in den verschiedenen Gremien zusätzlich ein Ermessensspielraum geltend gemacht wird.

Wir erkennen, dass die Abgrenzung zwischen Asset-backed und spekulativem Eigenhandel ermessensbehaftet ist, und dass die Zuordnung auch im Nachhinein wechseln kann, sofern keine eindeutige und nicht mehr anpassbare Klassifizierung bei Eingehen des Geschäfts erfolgt. Deshalb kommt der Deklaration eines Handelsgeschäftes gegenüber der Geschäftsleitung eine wichtige Rolle zu. Ohne vollständige, eindeutige und nicht adaptierbare

Deklarationen der einzelnen Handelsgeschäfte nach Asset-backed Trading und spekulativem Eigenhandel ist aus unserer Sicht dem Risikocontrolling und in Folge der Geschäftsführung keine revisionsfähige Berichterstattung möglich. Auch wird die Vergleichbarkeit der Stromkonzerne untereinander eingeschränkt, wenn die Stetigkeit in der Abgrenzung zwischen Asset-backed und spekulativem Eigenhandel nicht gewährleistet ist.

Die von uns kalkulierten Verluste im spekulativem Eigenhandel basieren auf Modellen und Annahmen, deren Robustheit wir kritisch geprüft und auf Basis von Gesprächen mit der Strombranche auch Anpassungen unterzogen haben. Zusammen mit den Ausführungen zur finanziellen Berichterstattung belegen die Ergebnisse die Notwendigkeit erhöhter Transparenz in Bezug auf Absicherungsgeschäfte, Asset-backed und spekulativer Eigenhandel. Ansonsten besteht die Gefahr, dass sich Performancerisiken des spekulativen Eigenhandels mit Absicherungsgeschäften- oder Erlöspotenzialen des Asset-backed Trading überlagern. Die differenzierte Performance- und Risikobetrachtung der angesprochenen Unternehmensaktivitäten, insbesondere in Bezug auf Risiko- und Spekulationsgeschäfte, gehört zu guter Corporate Governance.

Im Einzelnen bedeutet das beispielsweise, dass es Erläuterungen bedarf, zu welchem Zweck Energiederivate eingegangen wurden, inklusive Ausweis der jeweiligen Performance, Volumina und Risiken. Insbesondere, weil sich Energiederivate regelmässig dem spekulativen Eigenhandel, Asset-backed Trading und Absicherung zuordnen lassen. Dies kann separat im Anhang, aber auch über eine Zuordnung in der Segmentberichterstattung erfolgen.

Weiterhin sind ein Aktiven- oder Passiven-Überhang bei den Energiederivaten erläuterungsbedürftig. Offene Positionen sollten in Bezug auf ihre Risiken detailliert ausgewiesen und erläutert werden. Auch sollten signifikante nichtlineare Zusammenhänge zwischen Energiederivaten auf der Aktiv- und Passivseite im Geschäfts- bzw. Finanzbericht in Bezug auf ihre Entstehung erläutert werden.

IFRS erlauben unter gewissen Voraussetzungen die Verrechnung von «Forderungen» und «Verbindlichkeiten». Dies wird durch sachverhaltsgestaltende Massnahmen (sogenannten Nettingvereinbarungen) erreicht. Die strikte Regelbefolgung hat durchaus verschleiernde, wenn nicht sogar irreführende Wirkung, die in unseren Augen kaum durch (verklausulierte) Angaben im Anhang der Stromversorger geheilt werden kann. Insbesondere deshalb, weil die Darstellung der Bilanz auf diese Weise zu Verzerrungen der Eigenkapitalquote und weiterer Bilanzkennzahlen und daran gekoppelter finanzieller Covenants führt. Eine korrekte Beurteilung der wirtschaftlichen Situation des Unternehmens, insb. des Risiko-Exposures auf Basis der Konzernjahresrechnung ist bei massivem Netting nicht ohne weiteres möglich. Wir erachten es als notwendig, die Verrechnung einzuschränken bzw. weitestgehend auf die Verrechnung zu verzichten. Wir möchten dies unter Bezug auf die bisher geführten Diskussionen in den obigen Abschnitten näher begründen.

Gegenseitige Verrechnungen von risikobehafteten Vermögenswerten und Schulden sind dann kritisch zu prüfen, sobald diese volumenmässig eine Grössenordnung des Eigenkapitals annehmen oder die aus den saldierten Handelsgeschäften resultierenden Cashflows hohen Volatilitäten ausgesetzt sind. Bei hohen Volatilitäten der Geldflüsse spielen die Korrelationen zwischen Geldzuflüssen und Geldabflüssen eine bedeutende Rolle. Je höher die Volatilitäten desto grösser wird das Korrelationsrisiko. Darin versteht man das Risiko, dass Geldzuflüsse und Geldabflüsse nicht gemeinsam steigen oder fallen, sondern sich teilweise unabhängig voneinander entwickeln können. Steigen wider Erwarten die Verpflichtungen bzw. sinken gleichzeitig die Forderungen, so fliesst für kurzfristige Handelsgeschäfte unerwartet

Liquidität ab. Für längerfristige Handelsgeschäfte kommt es zu entsprechenden Verschiebungen in der Bilanz, die das Eigenkapital und damit die Risikotragfähigkeit belasten können.

Da im OTC-Handel Gewinn und Verluste nicht täglich ausgeglichen werden, sondern diese individuellen, vertraglich vereinbarten Konditionen unterliegen, ergibt sich per Bilanzstichtag ein entsprechender Wiederbeschaffungswert des Derivat-Portfolios, der sich in der Regel von Null unterscheidet. Je höher oder tiefer dieser Wiederbeschaffungswert ausfällt, je stärker also sich dieser Wiederbeschaffungswert von Null unterscheidet, umso stärker unterscheiden sich die Cashflows aus den offenen OTC-Verträgen von jenen, die auf Basis eines täglichen Ausgleichs der Wertveränderungen definiert sind, in Analogie zu einem Future.

Die in der Bilanz ausgewiesenen Netting-Volumina repräsentieren Wiederbeschaffungswerte von offenen Handelspositionen. Futures im Handelsportfolio führen zu Wiederbeschaffungswerten Null, da die Preisänderungen der Futures täglich über ein Margin Konto ausgeglichen werden. Werden Energiederivate über OTC-Handelsgeschäfte aufgebaut, so entsteht ein von Null verschiedener Wiederbeschaffungswert dann, wenn bis zum Bilanzstichtag die Wertveränderungen nicht vollständig ausgeglichen werden. Die Anreize dafür liegen in der Flexibilität, Geldflüsse flexibel bilateral zu vereinbaren, und somit wesentlichen Einfluss auf die per Bilanzstichtag ausgewiesene Position «flüssige Mittel» sowie auf den im Jahresabschluss zu berichtenden EBIT zu nehmen. Deshalb ist es empfehlenswert, mit dem Jahresergebnis eines Energieunternehmens auch die Veränderung des Risiko-Exposures seiner offenen Handelspositionen zu prüfen.

Es lässt sich also im Gegensatz zum Börsenhandel mittels OTC-Trading der operative Cashflow und damit der EBIT im Jahresergebnis einer Trading-Einheit bzw. einer Unternehmung steuern, dies zulasten oder zugunsten des Wiederbeschaffungswertes des Derivate-Portfolios in der Bilanz.

Den Chancen aus den Handelsstrategien stehen massive Risiken gegenüber, die sich – gerade auch kurzfristig – stark auf die Liquiditätssituation und Bewertung von Vermögenswerten auswirken können, aber aus der finanziellen Berichterstattung nur geübten Bilanzlesern zugänglich sind.

- Liquiditäts- und Wertrisiken: Der Handel mit Energiederivaten führt zu spekulativen Geldzu- und abflüssen, die sich nicht vollständig ausgleichen und auch kurzfristig die liquiden Mittel der Stromkonzerne erheblich belasten bzw. massive Wertunterschiede bei Energiederivaten in der Bilanz mit Wirkung auf das Konzernergebnis generieren können;
- Diskretionäre Bewertung auf unvollständigen Märkten: Die Bewertung nicht börsengehandelter Energiederivate ist durch ermessensbehaftete, unternehmensinterne Modelle geprägt, die Fragen in Bezug auf die Abbildung vorgängig genannter Risiken aufwerfen;
- Verrechnung und Bilanzkennzahlen: Sachverhaltsgestaltende Nettingvereinbarungen lassen Fremdkapital und riskante Vermögenswerte in Milliardenhöhe durch Verrechnung aus den Bilanzen verschwinden;
- Cashflow-Kennzahlen und Liquidität durch Derivatehandel: Durch den Handel mit Energiederivaten wird der operative Cashflow erhöht, auch wenn er aus ansonsten unvorteilhaften Geschäften zur kurzfristigen Liquiditätsaufnahme resultiert;

- Trennschärfe und Quersubventionierung: Bei fehlender Trennschärfe zwischen Stromerzeugung (mit Absicherung) und spekulativen Eigenhandel aufgrund des ganzheitlichen Risikomanagements der Stromkonzerne muss korrekter Weise die Allokation von Subventionen für die Stromerzeugung zumindest hinterfragt werden.

Die bilanzielle Abbildung der vorgenannten Risiken und Erläuterungen dazu im Konzernanhang sind Kernelement der IFRS. Eine tatsächengetreue Abbildung der wirtschaftlichen Situation eines Unternehmens (True and Fair Presentation bzw. Faithful Presentation der sog. Vermögens- Finanz- und Ertragslage und der Geldflüsse) soll Stakeholdern helfen, ihre Entscheidungen zu treffen (sog. Decision Usefulness). Dabei gilt im Falle einer Regelbefolgung mit irreführender Wirkung, die nicht allein durch Angaben im Anhang geheilt werden kann, zugunsten des tatsächengetreuen wirtschaftlichen Gehalts von der Regel abzuweichen. Dies gilt insbesondere in der Schweiz, denn beispielsweise in Deutschland, das die IFRS-Regeln einem Übernahmeprozess durch die EU und nationalen Gesetzgeber unterzieht, ist die True and Fair View-Vorgabe nicht in nationales Recht transformiert worden. Die Stromkonzerne sind Direktanwender der IFRS. Die Wirtschaftsprüfer der Stromkonzerne müssen regelmässig beurteilen, ob die Konzernrechnung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage und Cashflows nach IFRS darstellt, ansonsten ist von Einzelfallregelungen der IFRS abzuweichen (sog. Overriding Principle).

Zu berücksichtigen ist, dass die IFRS-Rechnungslegung ein allgemeines, an Prinzipien orientiertes Rechnungslegungssystem ist und nicht alle, insbesondere branchenspezifischen Bilanzierungsfragen im Detail regelt. Dies darf aber nicht dazu führen, dass im Berichtswesen die Bereitstellung entscheidungsnützlicher Informationen eingeschränkt wird. Verwaltungsrat und Stakeholder müssen im Sinne guter Corporate Governance differenziert über die Performance und Risiken der einzelnen Geschäftsmodelle im Stromhandel und von Absicherungsgeschäften informiert werden, um handlungsfähig zu bleiben. Im Einzelnen bedeutet das beispielsweise, dass es Erläuterungen bedarf, zu welchem Zweck Energiederivate eingegangen wurden, inklusive Ausweis der jeweiligen Performance, Volumina und Risiken. Insbesondere weil sich Energiederivate regelmässig dem Prop-Trading, Asset-backed Trading und Absicherung zuordnen lassen. Dies kann separat im Anhang, aber auch über eine Zuordnung in der Segmentberichterstattung erfolgen.

Für das Risikomanagement ist es aus unserer Sicht sehr wichtig, jenes Handelsvolumen abzuschätzen, das nicht dem Asset-backed Trading zugerechnet werden kann. Mit der Differenz aus dem gesamten Volumen an per Stichtag und je Bilanzseite offenen Handelsgeschäften und dem prognostizierten Volumen mit den zukünftigen Own-Use Transaktionen erhält man eine Grössenordnung für das Volumen an offenen Eigenhandelspositionen auf der Aktiv- und Passivseite der Bilanz. Für dieses Handelsvolumen ist dann jenes Risikokapital zu bestimmen und im Finanz- bzw. Geschäftsbericht auszuweisen, das die Glattstellung dieser offenen Eigenhandelspositionen mit hinreichend hohem Sicherheitsniveau gewährleistet. Da spekulativer Eigenhandel in der Regel mit kurzfristigem Halten der Positionen geöffnet werden, schlägt sich das damit verbundene finanzielle Risiko unmittelbar auf die Liquidität durch.

Auffällig sind die in den Finanzberichten der grossen Schweizer Stromproduzenten ausgewiesenen hohen Volumina in Energiederivaten, deren Wiederbeschaffungswerte im Rahmen der Bewertungshierarchie unter Level 2 ausgewiesen sind. Level-2 Fair Values

repräsentieren somit auch Forwards, die sich nicht als Portfolio von Futures replizieren lassen, und daher mit Preiskurven zu bewerten sind. Wir haben aufgezeigt, dass aufgrund der Unvollständigkeit der Strommärkte grosse Bewertungsspielräume in der Bestimmung des Fair Values dieser Forwards liegen. Die resultierenden Unschärfen übertragen sich auf die Wiederbeschaffungswerte in den Bilanzpositionen Energiederivate und damit unmittelbar auf das Eigenkapital.

Im OTC-Handel tragen das mit dem Ausfall einer Gegenpartei verbundene Risiko die Vertragsparteien, weshalb die Bonität einen grossen Einfluss auf die Gestaltung besitzt. Die Hinterlegung von Sicherheiten sowie die Konditionen für Margin Zahlungen werden entsprechend bilateral und unter Einbezug der Bonität geregelt. Die Credit-Spreads für Stromversorger im Liquid Swiss Index (LSI) zeigen über die Periode Schwankungen zwischen 50 bps und 150 bps auf und repräsentieren die Aufschläge gegenüber dem risikolosen Zinssatz in Abhängigkeit der Bonität eines Handelspartners aufzeigen. Es fällt auf, dass die Credit-Spreads selbst sehr hohen Volatilitäten ausgesetzt sind.

Eine wichtige Rolle wird in der Zukunft der Zugang zum Europäischen Binnenmarkt spielen, insbesondere der Zugang zur Cross-Border-Intra-Day-Handelsplattform (XBID). Dieser Zugang wird seitens der EU von einem Abschluss eines Rahmenabkommen mit der Schweiz und einem daraus resultierenden Stromabkommen abhängig gemacht. Ohne Zugang zum XBID wird das Erlöspotenzial für das Asset-backed Trading im Spothandel reduziert, da der Spothandel ausschliesslich im Schweizer Marktgebiet ohne Anbindung an die EU-Statten erfolgt, und in Folge der Handel eine geringere Liquidität besitzt. Der Markt für Systemdienstleistungen bleibt auch ohne Zugang zu XBID bestehen und gewinnt innerhalb des kurzfristigen Asset-backed Trading an Bedeutung. Ebenso ist der Zugang zu den Futures-Märkten gewährleistet, da dieser primär finanziell ohne physische Lieferung stattfindet.

Wir verstehen Kraftwerke als «Dividendenpapiere», die nebst «innerem Wert» über Asset-backed Trading zusätzlich «Dividenden» generieren. In unseren Analysen netten wir diese «Asset-Dividenden» weder mit Risikokapital noch mit allfälligen Verlusten im Eigenhandel. Das primäre Ziel muss aus unserer Sicht darin liegen, die Rahmenbedingungen zu schaffen, um eine optimale Abstimmung zwischen Produktion und Asset-backed Trading zu ermöglichen, und in Folge die vorhandenen Ressourcen bestmöglich und wertsteigernd zu nutzen. Dafür sind die Kompetenzen in der Produktion sowie bei den Asset-Tradern massgebend. Der spekulative Eigenhandel ist von Asset-Trading strikt zu trennen, um gewährleisten zu können, dass keine Verrechnung bzw. kein Netting der «Asset-Dividenden» mit dem «Risikokapital» oder «allfälligen Verlusten im Eigenhandel» stattfindet.

Die Revision des StromVG soll eine wirtschaftlich effiziente Stromversorgung gewährleisten. Dieses Ziel erfordert die Einbeziehung des vollständigen Erlöspotenzial aus dem Stromhandel. Um diese wirtschaftliche Effizienz sicherzustellen, muss aus unserer Sicht eine Quersubventionierung des spekulativen Eigenhandel durch das Asset-backed-Trading ausgeschlossen werden.

9 Quellenverweise

- [1] Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012): *Zukunft Stromversorgung Schweiz*
- [2a] BFE (2018): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2017* ([Link](#)).
- [2b] BFE (2017): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2017)* ([Link](#)).
- [2c] BFE: *Energiebezogene Differenzierung der Input-Output-Tabelle 2014*. ([Link](#))
- [2d] BFE (2017): *Studie „Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitlauf“*, November 2017. ([Link](#))
- [2e] BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018, ([Link](#))
- [2f] BFE (2018): *Tag der Wasserkraft, Präsentation*, Kraftwerke Sarganserland, 19. Sept. 2018,
- [2g] BFE (2018): *Revision Strom VG – Konsequenzen aus der Vernehmlassungsvorlage für die Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018. ([Link](#))
- [3] Alpiq: *Finanzberichte 2009 - 2019*
- [4a] Axpo: *Finanzberichte 2008/09 - 2018/19*
- [4b] Axpo: *Nachhaltigkeitsberichte 2008/09 - 2018/2019*
- [5] BKW: *Geschäftsberichte 2009 - 2019*
- [6] Swissgrid: *Geschäftsberichte 2009-2018*
- [7] Credit Suisse: *Swiss Credit Handbook 2017, Investment Solutions & Products*, Swiss Institutional Credit Research, September 2017.
- [8] Fillipini M., Geissmann T. (2018): *Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie; CEPE ETH Zürich ([Link](#)).
- [9a] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [9b] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Technische Dokumentation, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [10a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting-Puzzle in der Schweizer Stromwirtschaft: Die Geschäftsjahre 2015-2017*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [10b] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting Insight – Systemrisiken in der Schweizer Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018 ([Link](#))
- [11a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2019): *Die Rolle des Stromhandels in der Schweizer Stromwirtschaft*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#))
- [11b] Frauendorfer K., Gutsche R., Schürle M. (2019): *Performance Issues im Schweizer Stromhandel (Der Beginn der Teilliberalisierung in der Schweiz)*, Positionspapier zur Schweizer Stromwirtschaft, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen.
- [11c] Frauendorfer K., (2019): *Performance Issues im Schweizer Stromhandel (Die Geschäftsjahre 2009-2018)*, Präsentation an der Plenarversammlung der Kantonalen Energiedirektoren, 23. August 2019, Zermatt; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen.
- [11d] Frauendorfer K., (2019): *10 Jahre Teilliberalisierung in der Schweiz: Alpiq, Axpo und BKW im Vergleich*, Präsentation für die Interessengemeinschaft Bündnerische Konzessionsgemeinden (IBK), 9. September 2019, Chur; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen.
- [12] Haarbrücker and Kuhn (2009): *“Valuation of Electricity Swing Options by Multistage Stochastic Programming”*, Automatica 45, 889-899. ([Link](#)) (02)
- [13] Hecker C., Zauner E., Carr L., Hötzl S.: *Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa*; Intern. Energiewirtschaftstagung (TU Wien), IEWT 2015 ([Link](#)).
- [14] Kost C, Shammugam S., Jülch V., Ngyen H., Schlegl T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie*, Fraunhofer ISE, März 2018.
- [15] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in Wasserwirtschaft 1/2017.
- [16] Schintowski, Scholz, Schuler (2018): *Handbuch Energiehandel*, 4. Auflage, Erich Schmidt Verlag
- [17] Schobinger H., Teufel B., Fitoussi C. (2017): *Studie «Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf»*; November 2017, Ernst & Young AG, ([Link](#))

- [18] Westgaard S., Paraschiv, F., Lasessen Ekern, L.; Naustdal, I.; Roald, M. (2018): Forecasting Price Distributions in the German Electricity Market. To appear 2019 in J. Chevallier et al. (eds.): International Financial Markets, Vol. 1, Routledge.
- [19] Spada, M., Paraschiv, F., Burgherr, P. (2018): A comparison of risk measures for accidents in the energy sector and their implications on decision-making strategies. *Energy*, 154, 277-288.
- [20] Kiesel, R.; Paraschiv, F.; (2017): Econometric analysis of 15-minute intraday electricity prices. *Energy Economics*, 64, 77-90.
- [21] Kiesel, R., Paraschiv, F., Sætherø, A. (2018): On the Construction of Hourly Price Forward Curves for Electricity Prices. *Computational Management Science* 2018. <https://doi.org/10.1007/s10287-018-0300-6>.
- [22] Frauendorfer, K., Paraschiv, F., Schürle, M. (2018): Cross-Border Effects on Swiss Electricity Prices in the Light of the Energy Transition. *Energies*, 11 (9), 2188.
- [23] Escobar, D., Paraschiv, F., Schürle, M. (2019): Recovering distortion functions in power markets under model ambiguity. Working paper, to be submitted. This article is part of D. Escobar's PhD thesis, which received the Best Dissertation Award 2019 of the Austrian Society for Operations Research (ÖGOR).
- [24] Benth, F., Paraschiv, F. (2017): A space-time random field model for electricity forward prices. *Journal of Banking and Finance*. (Best Paper Award, Energy and Commodity Finance Conference 2016, Paris.)

Referenzen (erweitert)

- [25] Björk, T. (2009), *Arbitrage Theory in Continuous Time*, 3rd Ed., Oxford 2009.
- [26] SCCER-CREST (2016): *Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit*; White Paper – März 2016, ([Link](#))
- [27a] Schlecht I., Weigt H. (2016): *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower*; SCCER-CREST WP3 Working Paper. WP-2016/03. ([Link](#))
- [27b] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*, SCCER-CREST WP3 Working Papers. ([Link](#))
- [27c] Barry M., Betz R., Fuchs S., Gaudard L., Geissmann T., Giuliani G., Hediger W., Herter M., Kosch M., Romero F., Schillinger M., Schlange L., Schuler C., Schumann R., Voegeli G., Weigt H. (2019): *The Future of Swiss Hydropower: Distributional Effects of Water Fee Reform Options*, Final Project Report, March 2019. ([Link](#))

Medienberichte

- [28] Bilanz (2010): *Handeln bis die Leitung glüht*; S. 48-52 ; Ausgabe 7/2010 ([Link](#))
- [29] NZZ (2018): *Eldorado der Stromfirmen in Italien*; Ausgabe 2. Februar 2018 ([Link](#))
- [30] Universität St.Gallen (2018): *Order Book Quality for Swiss Blue Chips in Europe*, ior/cf-HSG ([Link](#))
- [31] Handelszeitung (2018): *Verspätung der Strom-Liberalisierung kostet Kleinkunden 4,3 Milliarden*; ([Link](#))
- [32] Handelszeitung (2019): *Axpo soll sich aufspalten*, Ausgabe 27. Februar 2019; ([Link](#))
- [33] Alpiq: Interview mit CEO und VR-Präsident Jens Alder, ECO SFR, 4. März 2019 ([Link](#))
- [34] Frankfurter Allgemeine (2020): *Strommarkt-Manipulation im grossen Stil*, Ausgabe 21. April 2020 ([Link](#))
- [35] Tagesspiegel (2020): *Netzagentur kappt Anreiz zur Stromspekulation*, Ausgabe 12. Mai 2020 ([Link](#))
- [36] SIX (2020): *All Eyes on Auctions: Risks associated with Closing Auction Liquidity Fragmentation*. <https://www.thetradenews.com/magazine/the-trade-issue-64-summer-2020/>
- [37] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).