



Tim Koal

Nach dem Abitur, das im Jahr 2020 am Fürst-Pückler-Gymnasium Cottbus abgelegt wurde, begann Tim Koal im Oktober 2020 das Duale Studium im Studiengang „Public Management“ an der Berufsakademie Sachsen, Studienakademie Bautzen. Praxispartner waren die Stadtwerke Cottbus GmbH in Cottbus. Im September 2023 beendete Tim Koal das Studium mit dem akademischen Grad eines Bachelor und wurde zum 01.10.2023 als Kaufmännischer Angestellter von den Stadtwerken Cottbus GmbH übernommen. Derzeit ist Herr Koal tätig in der Tochtergesellschaft HKW Heizkraftwerksgesellschaft Cottbus mbH.

Kontakt: Timkoal02@gmail.com



Prof. Dr. Andreas Bühn

Professor für Volkswirtschaftslehre, Studiengangleiter Public Management an der Berufsakademie Sachsen (Staatliche Studienakademie Bautzen).

Arbeits- und Forschungsschwerpunkte: Informelle ökonomische Aktivitäten (Schattenwirtschaft, Schwarzarbeit, Steuerhinterziehung, illegale Migration, Schmuggel), Steuerpolitik und Fiskalföderalismus, Regionalökonomie, Einkommens- und Vermögens(un)gleichheit.

Kontakt: andreas.buehn@ba-sachsen.de

Energie im Fokus: Intelligente Wege der Strombeschaffung für eine zuverlässige Versorgung

Tim Koal/Andreas Bühn

Abstract

Der vorliegende Artikel fasst die Bachelorarbeit zum Thema "Risikomanagement im Stromhandel – (Risiko)-Analyse eines Stromkunden am Beispiel der Stadtwerke Cottbus GmbH" zusammen. Die zuverlässige Versorgung einer Stadt mit Strom stellt die Basis für jegliche Existenz dar. Gerade in turbulenten Zeiten, in denen der (Strom)-Markt hohe Preisschwankungen aufweist, ist es wichtig, auf gewisse Risikoaspekte in der Beschaffung zu achten, um den Strom einerseits für jeden Bürger bezahlbar zur Verfügung zu stellen und andererseits als Kraftwerk profitabel zu agieren. Die Systematiken des Strommarktes und der Stromverteilung sind komplex und verlangen daher eine intensive Auseinandersetzung mit der Thematik. Das Ziel der Arbeit war es, das Konstrukt des Strommarktes anschaulich darzustellen sowie die Beschaffungsstrategie eines ausgewählten Kunden des Cottbuser Versorgers zu analysieren und Handlungsempfehlungen für die zukünftige Strombeschaffung der Stadtwerke Cottbus GmbH abzugeben.

This article summarizes the bachelor thesis on "Risk management in electricity trading - (risk) analysis of an electricity customer using the example of Stadtwerke Cottbus GmbH". The reliable supply of electricity is the basis for the existence of a city. Especially in turbulent times, when the (electricity) market is characterized by high price fluctuations, it is important to pay attention to certain risk aspects in procurement in order to make electricity available to every citizen at an affordable price on the one hand and to operate profitably as a power plant on the other hand. The systematics of the electricity market and the distribution of electricity are complex and therefore require an intensive study of the topic. The goal of the thesis was to illustrate the system of the electricity market, to analyze the procurement strategy of a selected customer, i.e. of Stadtwerke Cottbus GmbH, and to give recommendations for the future electricity procurement of Stadtwerke Cottbus GmbH.

Definition und Entwicklung des Stromhandels

Mithilfe der Richtlinie zur Neuordnung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes im Jahr 1996 entstand die Grundlage eines freien europäischen Energiemarktes. Bis zu diesem Zeitpunkt prägten Monopolstrukturen das Bild der Energiewirtschaft. Die finale Umsetzung dieser europäischen Richtlinie in deutsches Recht geschah 1998, als das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erneuert wurde. Zentraler Bestandteil des neuen Gesetzes war seither die freie Auswahl des Energieversorgungsunternehmens (EVU) aus Sicht der Kunden (vgl. Schäfer 2022, 293; vgl. § 1 EnWG).

Liberalisierte Märkte verlangen von den beteiligten Unternehmen mehr Agilität und Anpassungsfähigkeit an das Marktumfeld. Eine typische Folge für Unternehmen in einem liberalisierten Markt ist die Abnahme von technischem Know-how, da es nicht mehr der zentrale Erfolgsfaktor für unternehmerische Bemühungen ist. Durch den Wettbewerb auf dem (Strom)-Markt erhalten Unternehmensfunktionen wie Marketing und Vertrieb eine wichtigere Rolle. Das reine Produkt Strom gegen einen zu zahlenden Preis reicht nicht aus, um sich im Wettbewerb gegenüber anderen Energieversorgern abzugrenzen. Zusatzservice und ergänzende Dienstleistungen sind Schlüsselbegriffe zur Kundenbindung. Es ist zu erkennen, dass aus dem Produkt Strom eine Marke mit emotionaler Verbindung gemacht wird (vgl. Bergschneider et al. 1999, 71-72).

Seit der Liberalisierung der europäischen Märkte und somit auch des deutschen Marktes Ende des 20. Jahrhunderts ist elektrische Energie frei handelbar. Dieser Handel mit Strom wird auf dem Strommarkt praktiziert. Dabei kaufen und verkaufen Unternehmen Energiemengen, die sie an die Kunden weiterleiten oder selbst verbrauchen. Wie bereits zuvor angesprochen, muss in einem Bilanzkreis die Menge der eingespeisten elektrischen Energie der Menge des verbrauchten Stroms entsprechen. Die sogenannte Regelernergie sorgt dabei für den physischen Ausgleich des Stromnetzes. Das liegt vor allem an der begrenzten Speicherfähigkeit von Strom. Daraus resultiert für den Stromhandel, dass Handelsaktivitäten stattfinden, bevor überhaupt Strom erzeugt wird (vgl. Schäfer 2022, 291; vgl. Next Kraftwerke GmbH 2023a).

Entspricht der Saldo aus eingespeistem und entnommenem Strom im Bilanzkreis nicht null, ist der Vertragspartner, der seine Prognose für die Einspeisung oder Entnahme des Stroms fehlerhaft getroffen hat, zur Zahlung von Ausgleichsenergie verpflichtet. Diese Ausgleichsenergie muss der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kurzfristig bereitstellen, um den Bilanzkreis auszugleichen. Bei einer Überspeisung lassen sich allerdings verschiedene Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone ausgleichen. Eher der entgegengesetzte Fall, dass zu wenig eingespeist als entnommen wird, führt zu einer tatsächlichen Strafzahlung des Einspeisers. In der Theorie bedeutet das, dass sogar Haushaltskunden ihren Stromverbrauch exakt prognostizieren müs-

sen. Diese Pflicht wird dem Kunden in der Praxis allerdings genommen und dem Energieversorger übertragen (vgl. Next Kraftwerke GmbH 2023a).

Definitiv wird der Kauf und Verkauf des Gutes "elektrische Energie" am Großhandelsmarkt als Stromhandel bezeichnet. Stromhandel bezeichnet dagegen nicht die Vertriebstätigkeit am Endkundenmarkt in Form von Vertragsabschlüssen. Die Vermarktung der jeweiligen Strom-Produkte der Energieversorgungsunternehmen wird mithilfe von Vollversorungsverträgen abgewickelt (vgl. Schäfer 2022, 291). Der am Markt gehandelte Preis des Gutes Strom wird mit dem Merit-Order-Modell beschrieben. Übersetzt bedeutet dies "Leistungs-/Wert-Reihenfolge". Angebot und Nachfrage bestimmen dabei den Preis, wobei das Angebot über die eingesetzten Kraftwerke geregelt wird. Dabei beschreibt das Merit-Order-Prinzip, dass zur Deckung der Stromnachfrage zuerst Kraftwerke mit der günstigsten Stromerzeugung verwendet werden. Je mehr Strom benötigt wird, umso kostenintensivere Kraftwerke werden eingesetzt, bis die Nachfrage gedeckt ist. Die Grenzkosten der Stromerzeugung mithilfe erneuerbarer Energien sind dabei am geringsten, wohingegen diese bei gas- und ölbetriebenen Kraftwerken am höchsten sind. Stromerzeugung über Windenergie weist zwar beispielsweise sehr hohe Fixkosten auf, dafür halten sich die variablen Kosten auf sehr geringem Niveau. Kohle- und erdgasbetriebene Kraftwerke besitzen dagegen meist geringere Fixkosten, der Anteil der variablen Kosten ist allerdings so hoch, dass es die Gesamtkosten erneuerbarer Stromerzeugung deutlich übersteigt (vgl. Graeber 2014, 10; vgl. Hilpold; Kaiser 2010, 151).

Auch in einer aktuellen Studie des Fraunhofer-Institutes für Solare Energiesysteme ISE von 2021 wurden die Stromentstehungskosten analysiert und aufgeschlüsselt. Es stellte sich heraus, dass die Entstehungskosten sowie Betriebskosten für beispielsweise Wind- und Solarenergie deutlich unter den Kosten für kohle- oder ölbasierte Stromherstellung liegen. Tendenziell steigt diese Kostendifferenz in den nächsten Jahrzehnten zugunsten erneuerbarer Stromentstehung (vgl. Fraunhofer-Institut ISE 2021, 2-5).

Das Kraftwerk, welches für die endgültige Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden muss, wird als Grenzkraftwerk bezeichnet und bestimmt den Preis am Markt. Daraus wird deutlich, dass der Schnittpunkt der Nachfragekurve mit dem Schnittpunkt der angebotsseitigen Grenzkostenkurve den Strompreis bildet. Da die Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke eindeutig berechenbar und bekannt sind, sorgt hauptsächlich die Verschiebung der Nachfragekurve für Schwankungen des Strompreises. Die Grenzkosten setzen sich unter anderem aus den Kosten der eingesetzten Brennstoffe wie Kohle, Gas oder Öl zusammen sowie der variablen Kosten für Betrieb und Erhalt bzw. Instandhaltung der Anlagen (vgl. Graeber 2014, 10; vgl. Hilpold; Kaiser 2010, 150).

Handelsformate und Segmente im Strommarkt

Zu den herkömmlichen Handelsformen werden der Terminmarkt, der Spotmarkt und der Regelenergiemarkt zusammengefasst. Der Stromhandel weist im Gegensatz zu anderen Märkten einige Besonderheiten auf. Eine Besonderheit beim Handel mit elektrischer Energie ist die Möglichkeit negativer Marktpreise. Dies geschieht, wenn die Stromerzeugung den Stromverbrauch übersteigt. Möglich ist dieses Phänomen beispielsweise durch ein hohes Aufkommen an erneuerbarer Energie durch gutes Wetter und eine gleichzeitig geringe Nachfrage. In einem solchen Fall zahlen die Einspeiser, sprich Energieerzeugungsunternehmen, für ihren eingespeisten Strom und Verbraucher werden für die Benutzung der elektrischen Energie vergütet (vgl. Schäfer 2022, 297; vgl. Energybrainpool 2021).

Eine weitere Eigenschaft des Strommarktes ist, dass das Handelsvolumen in den letzten Jahren deutlich gestiegen ist und Strommen gen mehrfach hin- und her gehandelt werden, bevor eine Realisation der physischen Stromerzeugung letztendlich entsteht. 2020 wurde beispielsweise das Achtfache des schlussendlich erzeugten Stroms (netto) gehandelt (vgl. Schäfer 2022, 292).

Aufgrund der hohen Bedeutung der Energieversorgung für eine Volkswirtschaft wird der Stromhandel staatlich überwacht. Dies ist erforderlich, um Missbräuche zu vermeiden und die Stabilität der Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Ohne Überwachungsinstanzen besteht die Gefahr, dass negative Folgen für die Gewährleistung der Daseinsvorsorge entstehen (vgl. ebd., 294).

Entsprechende Regelungen zum Stromhandel erlässt die Europäische Union über Verordnungen. Mit solchen Verordnungen werden Marktregeln überarbeitet und weiterentwickelt. Die gewollte langfristige Tendenz von Seiten der Europäischen Union ist ein Energiebinnenmarkt in Europa. Im konkreten Fall Deutschlands sorgt die Bundesnetzagentur (BNetzA) beispielweise für die Beilegung von Vertragsstreitigkeiten zwischen den Vertragspartnern (vgl. ebd., 294-295).

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Strom zu handeln. Durch den liberalisierten Markt hat der Kunde sowohl die Chance, den Stromlieferanten, als auch zwischen verschiedenen Produkten zu wählen. Diese Geschäfte werden entweder über bilaterale zweiseitige Geschäfte oder über die Börse abgehandelt. Die angesprochenen bilateralen Geschäfte werden in der Energiewirtschaft auch als "over the counter" (OTC) bezeichnet. Der Begriff stammt ursprünglich aus der Pharmazie: Dort werden rezeptfreie Medikamente "über den Tresen" vergeben (vgl. Konstantin 2013, 47ff.).

Im Folgenden werden beide Handelsformate erläutert, wobei der Fokus auf der Börse liegen wird. Beim OTC-Handel geschieht die Transaktion über den außerbörslichen Handel. Gemeint ist damit ein finanzielles Geschäft zwischen Teilnehmern am Finanzmarkt, welches

nicht an der Börse abgehandelt wird. In der Praxis schließen dabei Unternehmen frei verhandelbare Stromkontrakte ab und setzen diese über Buchungen in den Bilanzkreisen um. Wenn die Lieferung der vertraglich vereinbarten Strommenge abgeschlossen ist, erfolgt eine bilaterale Abrechnung der Strommenge zum Vertragspreis. In der Praxis steckt hinter diesem Prinzip in der Regel der Abschluss eines Vertrages zwischen Endkunden und einem Stromanbieter. Die meisten Haushaltskunden und kleinen gewerblichen Kunden beziehen ihren Strom über dieses Vorgehen. Ungefähr 75% des Stromhandels findet über das OTC-Prinzip statt. Somit erfolgt der größte Teil des Handelsvolumens über zweiseitige und nicht börsliche Geschäfte. Durchgesetzt haben sich im OTC-Handel die Produkte Base und Peak. Außerdem sind Kontrakte abschließbar, die kurzfristige und langfristige Stroman- und verkäufe ermöglichen (vgl. Konstantin 2013, 59; vgl. DIHK 2020, 7ff.).

Die Strombörse hingegen stellt einen freien Handelsplatz dar, an dem verschiedene Akteure Strom kaufen und verkaufen können. Funktion der Börse ist dabei, einen transparenten Zugang sowie einen rechtlich, finanziell und technisch sicheren Marktplatz herzustellen, der einen fairen und gleichberechtigten Handel mit Stromprodukten für die Marktteilnehmer ermöglicht. Damit der Handel einwandfrei funktioniert, benötigt die Börse jederzeit genügend Liquidität. Diese wird vor allem durch genügend Marktteilnehmer sichergestellt. Der größte Handelsplatz für Energie in Europa ist die European Energy Exchange (EEX)(vgl. Konstantin 2013, 48).

Der deutsche Strommarkt bildet einen Handelsplatz zwischen verschiedenen Marktparteien ab. Wie bereits erwähnt, ist beim börslichen Handel mit Strom der Großhandel gemeint und nicht der Verkauf des Stroms an den Endverbraucher. Diese Handelsgeschäfte lassen sich mithilfe einiger Kriterien differenzieren. Der Strommarkt bietet eine Plattform für verschiedene Produkte: So sind sowohl die Länge der Lieferverpflichtung als auch verschiedene Lieferstrukturen frei wählbar und handelbar. Der zeitliche Aspekt spielt bei den gehandelten Strom-Produkten ebenfalls eine wesentliche Rolle, wie im Folgenden erläutert wird. Die Theorie spricht hierbei auch von der Erfüllung, also wann gehandelte Produkte nach Abschluss des Kontraktes wirklich ausgetauscht oder geliefert werden. Die genannten Kriterien lassen den Großhandelsplatz für Strom in unterschiedliche Segmente aufteilen. Die folgende theoretische Abhandlung soll einen Überblick über die wichtigsten Marktsegmente verschaffen: den Terminmarkt, Spotmarkt und Intradaymarkt (vgl. Graeber 2014, 11-12; vgl. Schnorr 2019, 13).

Der Terminmarkt zeichnet sich durch den Handel von langfristigen Terminverträgen aus. In der Fachsprache werden diese als Futures bezeichnet. Im deutschen Marktraum ist die Leipziger Börse für den Terminhandel zuständig. An der EEX sind langfristige Stromprodukte mit Lieferzeiträumen von einer Kalenderwoche, eines Monats, eines

Quartals oder eines Kalenderjahres handelbar. Mittlerweile sind Futures bis zu sechs bzw. zehn Kalenderjahren handelbar (vgl. Graeber 2014, 12-13; vgl. Konstantin 2017, 442).

Diese langfristigen Kontrakte unterscheiden sich dann noch einmal in Base und Peak. Das Produkt Base, auch Grundlast genannt, beinhaltet eine konstante Lieferung der gewünschten Menge des Stroms über den gesamten Lieferzeitraum, sprich immer von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Das Stromprodukt Peak hingegen bezeichnet die Lieferung des Stroms in Zeiten hohen Verbrauchs unter der Woche von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr. Dabei wird jeweils mit einer durchgehenden Lieferung von 1 MW pro Lieferperiode gerechnet. Bei den angesprochenen langfristigen Terminkontrakten ist außerdem zwischen finanziellem und physischem Handel zu unterscheiden. Physische Kontrakte charakterisieren sich durch eine tatsächliche Lieferung des Stroms zum gewünschten Zeitpunkt zwischen Börse und Handelsteilnehmer. Finanzielle Kontrakte stellen lediglich einen monetären Ausgleich gegenüber einem Basiswert dar. Dieser stammt wiederum aus dem Spotmarkt und bildet sich aus den Preisen des Spotmarktes. Neben den angesprochenen Futures sind auch Optionen handelbar. Die Handelszeiten an der EEX belaufen sich werktäglich von 8:00 Uhr bis 18:00 Uhr (vgl. Graeber 2014, 12-13; vgl. Konstantin 2017, 442).

Die verschiedenen Akteure im langfristigen Strommarkt verfolgen unterschiedliche Ziele. Während Stromerzeuger ihre Stromherstellungsposition am langfristigen Markt absichern, beschaffen Stromvertriebe beispielsweise lange im Voraus Strom, um Preisgarantien an den Kunden abgeben zu können. Investmentfonds und Finanzinstitute nutzen den Terminmarkt, um durch Preisänderungen am Markt Gewinne mit ihren Futures zu erzielen (vgl. Graeber 2014, 12-13).

Der Spotmarkt ist der kurzfristige Markt für den Handel von Strom. Aufgrund von kurzfristig veränderten Wettereinflüssen, Produktionsschwankungen oder anderen Einflussfaktoren kann sowohl Angebot als auch Nachfrage in der kurzen Zeitspanne unterschiedlich sein. Infolge dieser Eigenschaft des Spotmarktes wird er auch als vortäglicher Markt oder Day-Ahead-Markt bezeichnet. Dabei wird die Lieferung des Stroms am Folgetag realisiert. Der Handel mit Spotprodukten ist für das deutsche Marktgebiet entweder in Wien über die Energy Exchange Austria (EXAA) oder in Paris über die European Power Exchange (EPEX) möglich (vgl. Graeber 2014, 13; vgl. Schnorr 2019, 21).

Der Spotmarkt realisiert Handelsvorhaben einer Lieferung von einer konstanten Menge Strom zu einer Stunde oder Viertelstunde des Folgetages. Der Spotmarkt verlangt im Gegenteil zum Terminmarkt immer auch eine physische Lieferung des Stroms. Die Handelsaktivitäten verlaufen im Spotmarkt ähnlich einer Auktion: Bis um 12:00 Uhr des aktuellen Tages können Gebote für Stromkontrakte abgegeben werden. Daraufhin errechnet die EPEX anhand der abgegebenen Angebote die Marktgleichgewichtspreise für die einzelnen Stunden

des folgenden Tages. Neben einzelnen Geboten für einzelne Stunden sind auch sogenannte Blockkontrakte abgebbar, die mehrere Stunden umfassen. Der Spotmarkt zeichnet sich dadurch aus, dass Prognosen gehandelt werden. Vor allem erneuerbare Energien spielen in diesem Strommarkt eine bedeutende Rolle. Strom durch erneuerbare Energien, wie Windkraft oder Photovoltaik, besitzt Einspeisevorrang, weswegen andere Stromerzeugungsquellen ihre Einspeisemenge der eingespeisten Menge der erneuerbaren Energien anpassen müssen (vgl. Graeber 2014, 13-14; vgl. Schnorr 2019, 21-22).

Der Intradaymarkt für Strom beschreibt den kürzesten zeitlichen Horizont im Stromhandel. Genauso wie der Spotmarkt wird auch der Intradaymarkt von der EPEX organisiert. Im Gegensatz zum Spotmarkt, in dem tägliche Auktionen für die Preisbildung des Folgetages sorgen, geschieht im Intradaymarkt ein ständig laufender Handel. Charakteristisch für diesen Markt sind die Handelsfähigkeit von Stunden- oder Viertelstundenkontrakten ab 15:00 Uhr des Vortages bis 45 Minuten vor der Lieferung des aktuellen Tages. Der Handel von viertelstündlichen Verträgen ist seit 2012 an der Börse möglich. Die Preise werden ähnlich den anderen Märkten durch das Merit-Order-Prinzip gebildet. Die Teilnehmerzahl sowie die resultierende Liquidität des Marktes ist im Intradaymarkt eher gering. Die Handelsaktivitäten in der Nacht und am Wochenende sind ebenfalls überschaubar. Trotzdem hat die Bedeutung des kurzfristigen Strommarktes in den letzten Jahren zugenommen. Durch die vermehrte Einspeisung erneuerbarer Energien schwanken die Spotmarktpreise teils stark, weswegen mehr Marktteilnehmer kurzfristige Gewinne am Intradaymarkt realisieren wollen (vgl. Graeber 2014, 16; vgl. Wawer 2022, 112ff.).

Portfoliomanagement in lokalen Energieversorgungsunternehmen

Ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Akteur in der Strombranche agiert als Stromlieferant zwischen dem Erzeuger und dem Endkunden. Dabei fungiert ein EVU als Zwischenhändler auf dem Strom-Großhandelsmarkt und übernimmt die Risiken für Endkunden. Da solche EVU wichtige Player im Stromgeschäft sind und auch die zugrundeliegende Bachelorarbeit in Verbindung mit einem EVU, hier den Stadtwerken Cottbus GmbH (SWC), entstand, gilt es, eine Überleitung von den theoretischen Risiken in der Strombranche zu dem operativen Management von Unternehmen wie den Stadtwerken zu finden. Die entscheidende Instanz, die im Folgenden erklärt werden soll, ist das Portfoliomanagement, welches sich um das Stromportfolio eines Energieversorgers kümmert (vgl. Wawer 2022, 228). Der Handel mit Strom zählt zu der Marktseite des Energieversorgers, in welcher der Kauf und Verkauf von Stromprodukten am Strommarkt stattfindet. Die möglichen Spot- und Terminprodukte sowie Regelenergie, die auf dem Strommarkt angeboten werden, wurden zuvor bereits erläutert. Die weitere Aufteilung und Untergliederung der Handelsabteilung ist abhängig von der Größe und Funktion des Unternehmens (vgl. ebd., 229).

Der liberalisierte Strommarkt sorgt dafür, dass Kunden Strom am Markt oder über bilaterale Verträge kaufen können. Damit können Preisvorteile aber auch Risiken verbunden sein. Portfoliomanagement wird als „optimierte Strombeschaffung durch Kombination mehrerer Produkte des Strommarktes“ definiert (Konstantin 2013, 66).

Vereinfacht ausgedrückt bildet das Portfolio eine bestimmte Menge an Strom ab, welche gekauft wird. Das Portfoliomanagement beinhaltet sowohl strategische als auch operative Aufgaben. Strategische Aufgabe ist vor allem die Beschaffung von verschiedenen Stromprodukten in kalkulierten Mengen für bestimmte Zeithorizonte. Die Ermittlung der Preisbestandteile als auch der Risiken, die im vorherigen Kapitel dargestellt wurden, sind weitere Aufgabenbereiche des strategischen Portfoliomanagements. Das operative Geschäft beinhaltet dagegen Marktaktivitäten am Spotmarkt oder ähnliche Tätigkeiten. Ein Gesamtportfolio besteht aus verschiedenen Einzelportfolios. Stromseitig wird dabei in der Regel zwischen Tarifkunden und Gewerbe- bzw. Großkunden unterschieden. Beide Kundengruppen bilden somit ein Portfolio ab, welches zu einem Gesamtportfolio zusammengefasst wird. Die Prognosen und Planungen für tarifliche Kunden sind leichter zu treffen, da Vertragslaufzeiten und Abnahmemengen an Strom für einen Kunden eindeutig zu bestimmen und geregelt sind und Strom somit langfristig beschaffbar ist. Großkunden schreiben dagegen unregelmäßig Strommengen aus, welche dann verschiedene Marktteilnehmer am Markt im Wettbewerb gegeneinander beschaffen können. Möglich sind auch Verträge mit Gewerbekunden, die ein tägliches Kaufen von benötigten Strommengen am Spotmarkt durch den Versorger vorsehen. In solchen Vereinbarungen liegen große Chancen, aber ebenfalls erhebliche Risiken für den Kunden als auch das EVU (vgl. Schnorr 2016, 10-11).

Anwendungsbeispiel

Der komplexe Strommarkt mit seinen verschiedenen Handlungsoptionen verlangt daher von einem EVU, risikobewusst zu handeln und seine Kunden nach gewissen Kriterien auszuwählen. Um diesen Prozess zu veranschaulichen, wird im Folgenden ein geschäftlicher Stromkunde der SWC beleuchtet und analysiert. Konkret soll gezeigt werden, nach welchen Aspekten ein Energieversorger einen Großkunden annimmt und schlussendlich nach einzelnen Risikoaspekten versorgt.¹

Das Unternehmen X, welches in über 50 Werken seine Produkte herstellt, ist ein internationaler Player, der spezialisierte Produkte

anbietet und mehrere Tausend Mitarbeiter beschäftigt. Die SWC versorgt ein einzelnes Werk des Kunden, welches jährlich durchschnittlich ca. 17.000.000 kWh Strom in Anspruch nimmt und somit für die Stadtwerke Cottbus einen bedeutenden Großkunden darstellt. Für die Analyse in der Bachelorarbeit, in der die Versorgung dieses einzelnen Werkes thematisiert wurde, war dieser Kunde optimal geeignet, da er einige Risiken für die SWC mitbringt, die es abzufedern gilt. Durch den hohen Verbrauch benötigt es für den Cottbuser Stromversorger ein hohes Maß an Beschaffungsmintelligenz, um mögliche Gewinne am Markt mitzunehmen und gleichzeitig keine Verluste durch Risikoeintritte in Kauf nehmen zu müssen.

Bei einer durchschnittlichen Verbrauchsmenge von 17.000.000 kWh im Jahr, wie bei dem Kunden Unternehmen X, ist die Form der Beschaffung aus Risikosicht für beide Parteien von hoher Relevanz. Falls keine konkreten vertraglichen Regelungen getroffen werden, wird ein derartiger Kunde in der Regel an einem Stichtag beschafft, welcher wiederum den Abschlusspreis dieses Tages (Settlement-Preis) dafür zahlen muss (vgl. Schiffer 2019, 543). Da die SWC nicht börslich handelt, sondern ihre Stromgeschäfte über ein bilaterales Geschäft abwickelt, muss ergänzt werden, dass ein solcher Kaufpartner diese Menge an Strom an dem genannten Stichtag auch aufbringen und liquidieren können muss. Des Weiteren entsteht für die SWC bei einer vollständigen Beschaffung der jährlichen Verbrauchsmenge an einem Tag ein hohes Risiko, dass der Settlement-Preis nicht getroffen werden kann und starke Verluste eingefahren werden. Aufgrund dessen wurde sich mit dem Unternehmen X geeinigt, die Beschaffung anderweitig vorzunehmen.

Die Beschaffung des Unternehmens X sieht von 2022 bis 2026 zwei verschiedene Modelle vor. Während 2022 eine vertikale Tranchenbeschaffung vereinbart wurde, beschafft die SWC den Kunden in den Jahren 2023 bis 2026 mithilfe horizontaler Tranchen. Bei einer Tranche handelt es sich um einen anteiligen Kauf einer Strommenge für das Beschaffungsjahr. Eine vertikale Tranchenbeschaffung bezeichnet dabei einen quartalsweisen Kauf von vier Tranchen pro Lieferjahr. Dagegen werden bei der horizontalen Tranchenbeschaffung jährlich 8 Tranchen gekauft. Dabei wurde vertraglich festgelegt, dass der Großkunde selbst entscheiden durfte, wann die Tranchen von der SWC eingekauft werden. Die für das Jahr 2023 am Markt beschaffte Strommenge wird unter Einberechnung vorher definierten Aufschläge an den Kunden weitergeleitet und abgerechnet, wie in Tabelle 1 zu sehen ist.

¹ Zur Anonymisierung wird der Stromkunde im Folgenden mit Unternehmen X bezeichnet.

	Tranchen							
2023	1	2	3	4	5	6	7	8
Datum	29.09.2021	17.01.2022	10.06.2022	13.07.2022	07.09.2022	26.09.2022	17.10.2022	29.11.2022
Base	8,431	11,417	22,528	35,949	52,100	47,733	40,958	35,384
Peak	10,437	14,750	29,131	50,301	76,650	67,401	56,286	45,690
AP	8,807	11,952	23,456	37,807	55,182	50,229	42,933	36,756
Menge	2.290.710	2.290.710	2.082.232	2.082.232	2.082.232	2.082.232	2.082.232	2.082.232
AP ₂₀₂₃ =	33,390	ct/kWh						

Tabelle 1. Horizontale Tranchenbeschaffung der SWC für das Unternehmen X im Jahr 2023

Quelle: Stadtwerke Cottbus GmbH 2023.

Der für jede Tranche abgerechnete Arbeitspreis AP berechnet sich aus dem gewichteten arithmetischen Mittel aus Base- und Peakpreis zuzüglich des zuvor definierten Aufschlags i.H.v. 0,1344 ct/kWh. Die zugrundeliegenden Gewichte sind 0,88 für den Basepreis bzw. 0,12 für den Peakpreis. Damit ergibt sich in Folge der horizontalen Tranchenbeschaffung für das Unternehmen X ein durchschnittlicher Arbeitspreis i.H.v. 33,39 ct/kWh für das Jahr 2023.

Ergebnis und Handlungsempfehlungen

Für den Zweck der SWC wurde ein Strom-Großkunde analysiert. Dabei wurde aufgezeigt, wie und unter welchen Voraussetzungen eine solche Zusammenarbeit zustande kommt und mit welchen Risiken dies einhergeht. Ziel war es, die Bedeutung der verschiedenen Parameter, die es bei so einem Kunden zu beachten gilt, herauszustellen und mögliche Handlungsempfehlungen abzugeben.

Das Unternehmen stellt einen wichtigen Kunden für die SWC dar. Aufgrund der großen Auftragsvolumina und dem damit verbundenen hohen monetären Wert für das Cottbuser EVU müssen Risiken

begrenzt und abgewälzt werden. Mit dem ausgehandelten Vertrag liegt das Preisrisiko als wichtigster Risikoaspekt auf Seiten des Unternehmens X. Damit sind die Margen und die Gewinnspanne klar bekannt und kalkulierbar. Die Beschaffung des Kunden in Tranchen würde auch in Zukunft für die SWC risikoarme Geschäfte darstellen. Tendenziell sollten diese acht Tranchen mindestens aufrechterhalten werden.

Die aktuelle Verfahrensweise mit dem Unternehmen X ist risikoarm und verschafft der Gesellschaft sichere Einnahmen mit der Chance auf zusätzliche Gewinne. Aus Sicht des Risikomanagements ist die Partnerschaft mit dem analysierten Kunden eine geeignete Lösung. Der vorliegende Beitrag liefert einen Überblick über den Strommarkt und den Stromhandel, einschließlich der Rolle von Derivaten bei der Absicherung von Risiken. Es werden relevante Themen wie die Preisbildung auf dem Strommarkt, die verschiedenen Arten von Derivaten und deren Anwendung im Stromhandel thematisiert. Die Arbeit liefert zudem einen Überblick über die Risiken im Stromhandel sowie geeignete Maßnahmen zur Risikominderung.

Literatur

- Bergschneider, Claus; Karasz, Michael; Schumacher, Ralf (1999): Risikomanagement im Energiehandel: Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten. 1. Auflage. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- DIHK-Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin (2020): Strombeschaffung und Stromhandel. Letzte Aktualisierung: Januar 2020. URL: <https://www.dihk.de/re-source/blob/16826/406b0cf506b3d2d5fadf9bfae8f70b81/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>.
- Energybrainpool (2021): Negative Strompreise: Historische Entwicklung & Ausblick bis 2030. Letzte Aktualisierung: Februar 2021. URL: https://www.energybrainpool-.com/fileadmin/download/Studien/Bericht_2021-08-12_EnergyBrainpool_Studie-Negative-Preise_BMWi.pdf.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Letzte Aktualisierung: [Juni 2021]. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungs-kosten-erneuerbare-energien.html>.
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung [EnWG] vom 07.07.2005, BGBl. I 2005, S. 1970, zuletzt geändert durch Gesetz vom 22. Mai 2023, BGBl. I 2023, Nr. 133.
- Graeber, Dietmar Richard (2014): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Hilpold, Claus; Kaiser, Dieter (2010): Innovative Investmentstrategien: Handelstechniken für eine optimierte Portfoliodiversifikation. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Auflage. Wiesbaden: Springer.
- Next Kraftwerke GmbH (2023): Was sind Ausgleichsenergie & Ausgleichsenergiepreis (reBAP)? Letzte Aktualisierung: [n.d.]. URL: <https://www.next-kraftwerke-.de/wis-sen/ausgleichsenergie>.
- Schäfer, Karl Friedrich (2022): Systemführung: Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2019): Energiemarkt Deutschland: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer-Verlag.
- Schnorr, Stefan (2019): Energiebeschaffung in Industrieunternehmen: Erfolgreiches Agieren am Energiemarkt. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer-Verlag.
- Stadtwerke Cottbus GmbH (Hrsg.) (2023): Dokumente zum Kunden Unternehmen X. Cottbus: Stadtwerke Cottbus GmbH.
- Wawer, Tim (2022): Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.