



Energie. Weiter denken

# **BENCHMARKING IM RISIKOMANAGEMENT**

Abschlussbericht

Aachen, 29.04.2022

## **Bearbeiter\*in:**

Dr. Alexander Kox  
Christian Domann

# B E T

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Methodisches Vorgehen</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>4</b>
3.1	Kreditrisiko .....	4
3.2	Preis- und Strukturrisiko.....	4
<b>4</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>5</b>

## 1 Einleitung

---

Die Verwerfungen an den internationalen Energiemärkten halten seit September 2021 die Energiebranche in Atmen. Nie zuvor gesehene Preisanstiege und Preisausschläge, sowohl bei Strom wie auch bei Gas, stellen die Beschaffungs- und Handelsabteilungen aller Energieversorgungsunternehmen seitdem Tag für Tag vor neue Herausforderungen. Kleine Mengenabweichungen aufgrund von üblichen Prognoseabweichungen für Mengen und Strukturen führen plötzlich aufgrund extremer Preise bei der Beschaffung von Fehlmengen zu existenzbedrohenden Zusatzkosten. In Folge dessen wurden bisher vor allem kleine und unabhängige Vertriebe, deren Geschäftsmodell vor allem auf einer stark spotmarktbasierter Beschaffung fußte, aus dem Markt gedrängt.

Diese Entwicklungen machen es zwingend notwendig, Fehlstände in den Portfolien aufzuklären, auszugleichen und die zu Grunde liegenden Beschaffungs- und Risikomanagementprozesse für die Zukunft weiter zu entwickeln. Zentrale Fragen dabei sind:

- Welcher Teil der Portfolioentwicklung war rein marktgetrieben und konzeptionell nicht vermeidbar bzw. sogar konzeptionell toleriert?
- Welcher Teil der Portfoliowertentwicklung ist zusätzlich darauf zurückzuführen, dass Risikomanagementprozesse für diese Situation nicht klar waren, Zuständigkeiten ungeklärt oder die operative Umsetzung nur auf dem Papier definierter Prozesse nicht sichergestellt war.

Als Basis für einen zukunftsgerichteten und konstruktiven Austausch hat B E T im Zeitraum Februar bis April 2022 ein Benchmarking im Risikomanagement unter deutschen Stadtwerken durchgeführt, die im Handel aktiv sind: Entweder nur als Beschaffungshändler für Strom und Gas oder aber auch darüber hinaus in der Rolle als Vermarkter von Stromerzeugungsanlagen. Das Vorgehen und die Kernerkenntnisse dieser Erhebung sind in diesem Bericht zusammengefasst. Aus Vertraulichkeitsgründen können detailliertere Erkenntnisse auf Unternehmensebene natürlich nicht veröffentlicht werden.

## 2 Methodisches Vorgehen

---

Ziel der Erhebung war es zu erfassen, wie die beteiligten Unternehmen mit der Messung, Überwachung und Steuerung von Marktpreis- und Kreditrisiken im operativen Geschäft umgegangen sind bzw. derzeit umgehen. Dabei wurden drei Zeitbereiche unterschieden:

- bis Sommer 2021, also vor Beginn der Marktpresturbulenzen
- im Herbst 2021, also kurz nach Beginn der massiven Verwerfungen
- ab Frühjahr 2022 bzw. für die nahe Zukunft geplant, also nach Stabilisierung des Geschäfts auf einem neuen Niveau

Betrachtet wurden dabei u. a.

- die grundsätzliche Risikopräferenz /-neigung des Unternehmens
- die überwachten Risikokategorien
- die Aufteilung des Gesamt-Risikokapitals auf einzelne Handelspartner
- die KYC- und Ratingprozesse
- die Besicherungskonzepte

# B E T

- die Risikokennzahlen zur Risikomessung
- die Limit-Systeme
- simulative und deterministische Modell-Ansätze zur Risikobewertung und deren konkrete Parametrierung
- Methoden zur Gegensteuerung und Risikobegrenzung sowie
- Zyklen des Risiko-Reportings, der Anpassungshäufigkeit von Modellen und damit die Reaktionsfähigkeit.

Dabei wurden zahlreiche Anregungen aus dem Teilnehmerkreis berücksichtigt und in das standardisierte Abfrageraster der B E T aufgenommen, welches auch bei der Überprüfung und der Neugestaltung von Risikohandbüchern regelmäßig zur Anwendung kommt.

## 3 Ergebnisse

---

Die Untersuchung wurde im Wesentlichen gegliedert in die Bereiche Kreditrisiko sowie Preis-/Strukturrisiko. Die wesentlichen Ergebnisse sind für diese drei Kategorien im Folgenden kurz zusammengefasst.

### 3.1 Kreditrisiko

Die tägliche Bewertung von Kreditrisiken und ein entsprechendes Tagesreporting auf der Ebene einzelner Handelspartner sind heute Standard.

In Richtung Endkunden werden Ausfallrisiken i.d.R. ab einer Mindestgröße über Kreditversicherer versichert.

Bei der Bewertung der Bonität von Handelspartnern und damit verbunden bei der Festlegung von Kredit-Limiten kommen unterschiedliche Methoden zum Einsatz. Größere Stadtwerke verfügen oft über eine eigene Bonitätsbewertungssystematik. Bei kleineren Stadtwerken wird dagegen auf Bonitätsbewertung als Dienstleistung von Dritten oder auf Auskunfteien zurückgegriffen.

Rund die Hälfte der betrachteten Unternehmen berücksichtigt bei der Berechnung der Auslastung von Kreditlimiten (den Exposures) neben der aktuellen Auslastung (Exposure-at-Default, E@D) auch eine Projektion auf ein mögliches zukünftiges Exposure, z. B. auf Basis von Credit-Value-at-Risk-Ansätzen (CV@R).

Bei allen betrachteten Unternehmen war es im Herbst 2021 erforderlich, die individuellen Kreditlinien zu erhöhen (auf bis zu Faktor 5) bzw. eine Überschreitung zu tolerieren, um handlungsfähig zu bleiben. Dieser Zustand dauert i.d.R. auch im Frühjahr 2022 noch fort.

Nur in Ausnahmefällen wurde von den Handelspartnern die Stellung zusätzlicher Sicherheiten gefordert. Hier konnten Stadtwerke weiterhin von einer sehr guten Bewertung auf Basis ihrer kommunalen Eigentümerstruktur profitieren.

### 3.2 Preis- und Strukturrisiko

Die tägliche Bewertung von Preis- und Strukturrisiken und ein entsprechendes Tagesreporting sind heute Standard.

Zur Bewertung von Preis- und Strukturrisiken kommen i.d.R. simulative Methoden (Monte Carlo) oder Szenarioanalysen (inkl. Stresstest) zum Einsatz. Wesentliche Kennzahlen dabei sind Value-at-Risk (V@R) und Profit-at-Risk (P@R).

# B E T

Statische und dynamische Wertlimite werden in der Praxis zur einfacheren Handhabbarkeit oft in tägliche Volumenlimite für einzelne Zeitbereiche bzw. Handelsprodukte herunter gebrochen.

Zur Bewertung von Struktur- und Ausgleichenergiesrisiken wird i.d.R. auf interne Simulations- und Backtesting-Modelle zurückgegriffen, um u. a. die individuelle Kundenstruktur berücksichtigen zu können. Die Anpassung der Parameter dieser Modelle erfolgte in der Vergangenheit oft nur einmal jährlich. Auf Basis der starken Strukturverwerfungen seit Herbst 2021 ist das nicht mehr zeitgemäß. Der regelmäßige Zyklus wurde daher bei den meisten Unternehmen auf quartalsweise herab gesetzt. Spontane Anpassungen in besonderen Marktphasen sind darüber hinaus erforderlich.

Das Haltedauerrisiko kann aktuell aufgrund der extrem hohen Volatilität nicht mehr marktgerecht durch Aufschläge abgedeckt werden. Daher arbeiten die Vertrieb der untersuchten Unternehmen allesamt nur noch mit Haltedauern von max. 15 min. Die Endkunden scheinen sich mittlerweile auf diese neuen Praxis eingestellt zu haben, akzeptieren diese und sind zunehmend in der Lage, sich auch entsprechend kurzfristig zu entscheiden.

Eine besondere Herausforderung für Stadtwerke, die auch Wärmelieferant sind, stellt die Absicherung der Brennstoffkosten für die Wärmeversorgung dar. Bei der Berücksichtigung des über die Wärmepreisgleitklauseln abgesicherten Anteils der Brennstoffkosten stellt oft der zeitliche Versatz zwischen Preisformel und Lieferzeitraum eine besondere Herausforderung dar. Durch individuelle Hedging-Konzepte können allerdings auch hier Preisrisiken wesentlich minimiert werden. Darüber hinaus ist eine Absicherungsstrategie auf Settlement Basis schwer umsetzbar, da teilweise sehr große Unterschiede zwischen Settlement-Preisen und OTC-Preisen kurz vor Handelsschluss bestehen.

Insbesondere bei großen Stadtwerken kommen darüber hinaus neben Gasverträgen auf Basis Sigmoid-Funktionen auch spezielle Finanzprodukte zur Absicherung von Wetterrisiken wie z. B. Wetterderivate zum Einsatz.

Die Preisentwicklungen seit Herbst 2021 waren bei keinem der betrachteten Unternehmen durch die der Risikobewertung zu Grunde liegenden Simulations- oder Stresstest-Szenarien abgedeckt. Hier musste mit Ausnahmeregelungen die Handlungsfähigkeit aufrecht erhalten bleiben. Eine enge tägliche Abstimmung zwischen Geschäftsleitung und operativem Handel war hierfür unerlässlich.

## 4 Fazit

---

Die Verwerfungen an den internationalen Energiemärkten seit September 2021 haben alle Stadtwerke getroffen. Die erlebten Preisentwicklungen waren bei keinem Unternehmen durch die bestehenden Parametrierungen der Simulationsmodelle, Stresstest-Szenarien und damit durch die eingeplanten Risikoaufschläge abgedeckt. Dem entsprechend haben bei fast allen Unternehmen erhebliche Zusatzkosten für Strukturierung und zusätzlich zum Teil für Rest- und Nachbeschaffungen auf Spotpreisniveau auf die Portfoliowerte negativ durchgeschlagen.

Entscheidend für die Höhe, in der diese Effekte negativ durchgeschlagen sind, war jedoch, ob und wie schnell die operativen Risikomanagement-Prozesse auf diese außergewöhnliche Sondersituation vorbereitet waren und wie schnell mit Sonderfreigaben und Ausnahmeregelungen auf die Situation in Schaden begrenzendem Maße reagiert werden konnte. Hierzu gehören das schnelle Feststellen einer außergewöhnlichen Marktsituation durch vordefinierte Trigger, ein mindestens täglich aktualisierter Blick auf offene Positionen und Risikokennzahlen, das Vorhandensein verkürzter Entscheidungsprozesse, die klare Definition von Verantwortlichkeiten, die Verfügbarkeit der Entscheidungsträger sowie eine Kultur der gemeinsamen Problemlösung statt gegenseitiger Schuldzuweisung. Waren diese Voraussetzungen gegeben, so konnten Unternehmen Risiken und Verluste begrenzen und im Einzelfall sogar von der Ausnahmesituation profitieren.

Das absolute Marktpreisniveau und vor allem die Volatilität werden auf absehbare Zeit hoch bleiben. Daher ist es jetzt entscheidend, dass Systeme, Prozesse, Modelle und Methoden angepasst werden an die neue Wirklichkeit, um weiter handlungsfähig zu bleiben. Das gilt insbesondere mit Blick auf die spätestens ab

# B E T

Spätsommer anstehende Preistrunde bei der Neuverhandlung von RLM-Verträgen und Anpassung von Tarifpreisen. Dabei müssen Handel und Vertrieb noch enger zusammen rücken, um beim Pricing wettbewerbsfähig zu bleiben ohne aber nicht-kalkulierbare (oder besser: nicht-kalkulierte) Risiken einzugehen.

Auch für das Hedging von Kraftwerkspositionen stellt die aktuelle Situation mit einer nochmal höheren Volatilität der Clean-Spark- und Clean-Dark-Spreads und oftmals ausgetrockneter Liquidität bei mindestens einem der drei jeweils abzusichernden Beine eine besondere Herausforderung dar. Dabei ist entscheidend, dass die Handelslinien mit möglichst vielen Handelspartnern offen gehalten bleiben, um auch von temporären Spitzen im CSS/CDS auch bei stark eingeschränkter Liquidität profitieren zu können und durch dynamisches Hedging den Zeitwert der Realoption zu realisieren.