

Fernwärme: Synchronisation von Beschaffungskosten und Vertriebspreisen

Ralf Schemm, Christian Jungbluth und Bernd Waschulewski

Die aktuellen Rahmenbedingungen in der Energiebranche stellen Fernwärmeversorger vor große Herausforderungen. Die Energiewende, niedrige Energiepreise und nicht zuletzt der zunehmende Fokus der Kartellbehörden auf die Fernwärme geben der Branche Anlass, neue Wege zu suchen, um Kosten und damit Risiken in der Fernwärmeversorgung zu reduzieren. Insbesondere rückt dabei die Synchronisation von Beschaffungskosten und Vertriebspreisen in den Vordergrund der Überlegungen. Nur wenn es gelingt, ein passendes Preissystem zu entwickeln, kann die Fernwärme innerhalb der Wärmewende wirtschaftlich bestehen.

Mittel- und langfristig steht die Fernwärmeversorgung vor einem gewaltigen Transformationsprozess unter dem Schlagwort „Wärmewende“. War die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) noch vor 10 Jahren elementarer Teil der drei Säulen eines zukunftsfähigen, nachhaltigen Energiesystems – aus rationaler Energienutzung, dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien [1] –, so ist die Zukunft fossiler KWK in einem zukünftigen, regenerativ basierten Energiesystem mehr als unsicher.

Das aktuelle Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist vielleicht das letzte Ticket, das die Energiepolitik in Deutschland zur Förderung fossiler KWK vergibt. Zur Aufrechterhaltung einer effizienten, preiswürdigen und umweltverträglichen Fernwärmeversorgung muss der Löwenanteil der Fernwärme künftig zunehmend aus erneuerbarer Wärme, Abwärme und Umweltwärme erzeugt werden.

Aktuell hingegen besteht die Herausforderung, mit der Fernwärme Geld zu verdienen. Die Preisschwankungen in den Strom- und Brennstoffpreisen sowie die Entkopplung der Öl und Gaspreise können hierbei zu Schiefständen zwischen den Erlösen aus den Preisanpassungsklauseln und den Kosten der Wärmeerzeugung führen und das Ergebnis belasten. Hieraus resultiert ein Preis- und Liquiditätsrisiko bei Fernwärmeversorgung. Die Preisturbulenzen auf den Energiemärkten spüren die Fernwärmeversorger in ihren Portemonnaies.

Im Bereich der Strom- und Gasversorgung hat sich in vielen Unternehmen seit der Liberalisierung der Märkte ein professionelles Vertriebsabsatz- und Beschaffungsmanage-

Die Entwicklung eines passenden Preissystems ist die Voraussetzung für eine wirtschaftliche Fernwärmeversorgung
Foto: Sergey Nivens | Fotolia.com

ment entwickelt, in dem alle Tätigkeiten von der Produktentwicklung über das Pricing bis hin zur operativen Umsetzung der Beschaffungsstrategie in ein konsistentes, übergreifendes Steuerungskonzept eingebettet sind. Damit einher geht eine Synchronisierung von Beschaffungs- und Vertriebsaktivitäten und der darauf aufbauenden Endkundenpreisgestaltung. Im Gegensatz hierzu fehlt im Bereich der Fernwärmeversorgung bei vielen Unternehmen bisher eine Verzahnung aus Markt-Aktivitäten der Brennstoffabsicherung und vertrieblichen Aktivitäten und Preisgestaltung.

Die Fernwärmepreise – und damit Erlöse – des größten Teils der Kunden (solchen, die keine Individualverträge haben) werden über Preisanpassungsklauseln (PAK)

gebildet und sind für den Versorger nur sehr bedingt und unregelmäßig wirklich beeinflussbar. Wenn die Preisanpassungsklauseln einmal festgelegt sind, sind die Erlöse unwiderruflich von der Preisentwicklung der unterliegenden Indizes abhängig. Das macht die große Relevanz der Preisanpassungsklauseln aus. Bei einem „ungünstigen“ Verlauf zwischen Erlösen aus Preisanpassungsklauseln und Kosten der Fernwärmeerzeugung können schnell große finanzielle Deckungsbeitragslücken resultieren.

Zukunftssichere Preisanpassungsklauseln müssen mithilfe von Simulationen verschiedener möglicher Energiepreis- und Fernwärmeabsatzszenarien sowie resultierender Kosten und Erlöse gestaltet werden.

Passt die Brennstoffbeschaffung zur Fernwärmepreisbildung?

Wesentlich aus Sicht der Fernwärmeversorger ist, dass die Preisanpassungsklauseln die tatsächlich eintretende Kostenentwicklung möglichst gut widerspiegelt. Das erfordert im Vorfeld eine gründliche Analyse der Erlös- und Kostenpositionen und ihrer Treiber. Grundsätzlich können Schiefstände im Deckungsbeitrag durch zwei Situationen eintreten, die im folgenden näher beleuchtet werden.

Situation 1: Hohe Fixkosten bei geringen Fixerlösen. Die Errichtung von Fernwärmeversorgungssystemen ist sehr investitionsaufwendig, was zu hohen Fixkosten durch den Kapitaldienst führt. Auf der Erlösseite dominieren aber häufig die variablen Erlöse aus dem Arbeitspreis. Dies birgt zwei Risiken in sich: Zum einen sind die Brennstoffpreise sehr volatil, und deren Schwankungen können durch die gängigen Preisindizes nicht adäquat auf der Erlösseite abgebildet werden. Zum anderen sorgen die jährlichen Absatzschwankungen, die insbesondere durch warme oder kalte Winter entstehen, für jährlich schwankende Erlöse aus dem Arbeitspreis, während die Fixkosten jährlich nur gering schwanken.

Situation 2: Die variablen Kosten sind ungleich den variablen Erlösen. Häufig divergieren variable Kosten und Erlöse, da die verwendeten Indizes in der Preisanpassungsklausel von den eingesetzten Brennstoffen des Erzeugungsmix abweichen. Klassisches Beispiel ist eine Preisanpassungsklausel mit Ölpreisindex, während die Wärme aus einer gasbefeuerten KWK-Anlage stammt. Daneben

können selbst bei Verwendung gleicher Indizes signifikante Deckungsbeitragschiefsstände entstehen, wenn die Preisbildungs- und Preisgültigkeitszeiträume der Indizes nicht mit den Absicherungszeitpunkten der Brennstoffbeschaffung synchronisiert werden.

Abb. 1 verdeutlicht die zweite Situation beispielhaft und zeigt den zeitlichen Verlauf des Index für Kraftwerksgas [2], wie er häufig zur Preisbindung genutzt wird. Weiter ist der aus diesem Index mit der 3-1-3-Regel [3] gebildete Referenzpreis für eine Preisanpassungsklausel dargestellt, die dem Index mit zeitlichem Versatz folgt. Daneben ist ein Gasbeschaffungspreis repräsentiert, der eine ratierliche Beschaffung über einen Zeitraum von 12 Monaten vor Lieferjahr nachbildet [4]. Im dargestellten Zeitraum 2015 weicht der Referenzpreis z. T. erheblich von den Beschaffungskosten ab [5].

Folgende einfache Analyse zeigt, wie hoch die Deckungsbeitragsrisiken aus dem Auseinanderdriften von Beschaffungskosten und Erlösen sein können. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen [6]:

- Basisjahr für die Berechnung ist 2013;
- die Absatz- und Erzeugungsmengen wurden in den modellierten Jahren konstant gehalten;
- Erzeugungsmix Fernwärmemenge 65 % Erdgas-KWK, 35 % Erdgas-Heizwerk; Jahresnutzungsgrad KWK 40 %_{el} und 45 %_{th}, Heizwerk 85 %_{th}; FW-Netzverlust 15 %;
- Brennstoffbeschaffung und Stromvermarktung erfolgt ratierlich über 2 Jahre vor Lieferzeitraum;

- Arbeitspreisgestaltung Variante A: Bindung an leichtes Heizöl (100 % HEL) 3-1-3 ohne Strompreiselement;

- Arbeitspreisgestaltung Variante B: Bindung an Kraftwerksgasindex (100 % Erdgas) 3-1-3 ohne Strompreiselement;

- Arbeitspreisgestaltung Variante C: Bindung an EGIX, 3-1-3 mit Strompreiselement (im Beispiel wurde das Strompreiselement durch das Frontjahr (Peak) abgebildet);

- Arbeitspreisgestaltung Variante D: Bindung an Gasbeschaffung und Stromvermarktung ratierlich über zwei Jahre vor Lieferzeitraum, Kalenderprodukte (Peak) des jeweiligen Lieferjahres, 24-1-12;

- Verhältnis variable Erlöse und Erlöse aus Grundpreis im Basisjahr: 60 % zu 40 % (= analog zu variablen und fixen Kosten).

Abb. 2 zeigt für das Jahr 2016 die Deckungsbeitragslücken, die sich aus der mangelnden Synchronität der verschiedenen Preisanpassungsklauseln mit den Erzeugungskosten ergeben, da die Preisindizes seit 2013 stärker gesunken sind, als die Beschaffungskosten. Besonders deutlich wird dies bei der HEL-Bindung, da die Ölpreise besonders stark gefallen sind und die Gaspreise sich in den letzten Jahren vom Ölpreis abgekoppelt haben.

Konkret bedeutet dies: Werden im Jahr 2013 die Erlöse gleich den Kosten gesetzt, so ist 2016 bereits eine Deckungsbeitragslücke in Höhe von knapp 23 € pro gelieferter Megawattstunde Fernwärme zwischen den Einnahmen aus HEL-basierter Preisanpassungsklausel und den Kosten der Fernwärmeerzeugung aufgetreten (Variante A).

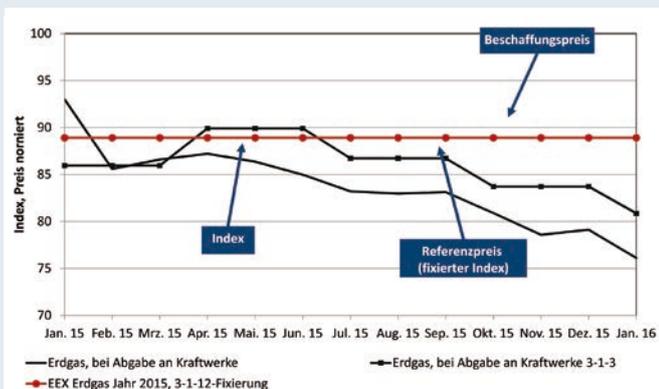


Abb. 1 Beispielhafter Verlauf von Kraftwerksgasindex, resultierender Referenzpreis und Beschaffungspreis für das Jahr 2015
Quellen: EEX, destatis, Daten zur Energiepreisentwicklung, eigene Berechnungen

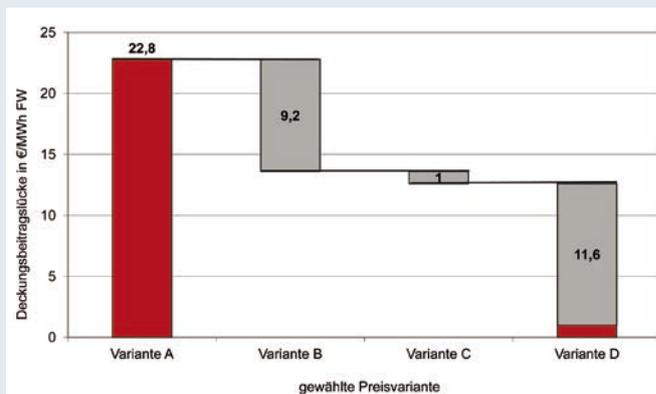


Abb. 2 Modellierter Deckungsbeitragslücke zwischen Kosten und Erlösen für das Jahr 2016
Quellen: destatis, eex, eigene Berechnungen

Mit der Verwendung des Kraftwerksgas-Index kann die Deckungsbeitragslücke gegenüber der HEL-Bindung auf ca. 13,6 €/MWh deutlich gesenkt werden (Variante B). Durch Einbeziehung eines Strompreises in die Preisanpassungsklausel ließe sich das Ergebnis wie auch bei der HEL-Bindung weiter verbessern.

Die Preisanpassungsklausel mit der EGIX- und Strom-Preisbindung verbessert das Ergebnis gegenüber der Kraftwerksgas-Bindung nur geringfügig um ca. 1 €/MWh (Variante C). Obwohl der Strompreisverfall der letzten Jahre durch das Strom-Element in der Preisanpassungsklausel zum Teil aufgefangen wird, macht sich bemerkbar, dass der EGIX, der aus den kurzfristigen Terminmarkt-Gaspreisen gebildet wird, in den letzten Monaten stärker gefallen ist als die modellierten Beschaffungskosten.

Wird in der Preisanpassungsklausel das Beschaffungs- und Vermarktungsverhalten explizit repliziert – hier also die Indizes der Preisanpassungsklausel aus dem Mittelwert des Kalenderprodukts Gas 2016 sowie des Kalenderproduktes Strom 2016 über die zwei Vorjahre 2014 und 2015 gebildet –, verbleibt nur noch eine geringe Deckungsbeitragslücke von ca. 1 €/MWh. Mit der Gestaltung der Preisanpassungsklausel und der Synchronisierung von Preisbildung und Brennstoffabsicherung sowie Stromvermarktung kann also das Deckungsbeitragsrisiko signifikant minimiert werden.

Entwicklung eines passenden Preissystems ist Wirtschaftlichkeitsvoraussetzung

Die Entwicklung eines passenden Preissystems ist also Voraussetzung für eine wirtschaftliche Fernwärmeversorgung. Bei bestehenden Verträgen und Preisanpassungsklauseln bietet sich an, die Möglichkeiten zu prüfen, Brennstoffbeschaffung bzw. -absicherung und die Stromvermarktung an die Preisbildungszeiträume der Preisanpassungsklauseln anzupassen. Bei neuen Fernwärmelieferverträgen sollte die Gestaltung der Preisanpassungsklauseln mit der Beschaffungsstrategie synchronisiert werden und auch ein Strompreiselement mit aufgenommen werden, auch wenn dies den Fernwärmekunden neu vermittelt werden muss.



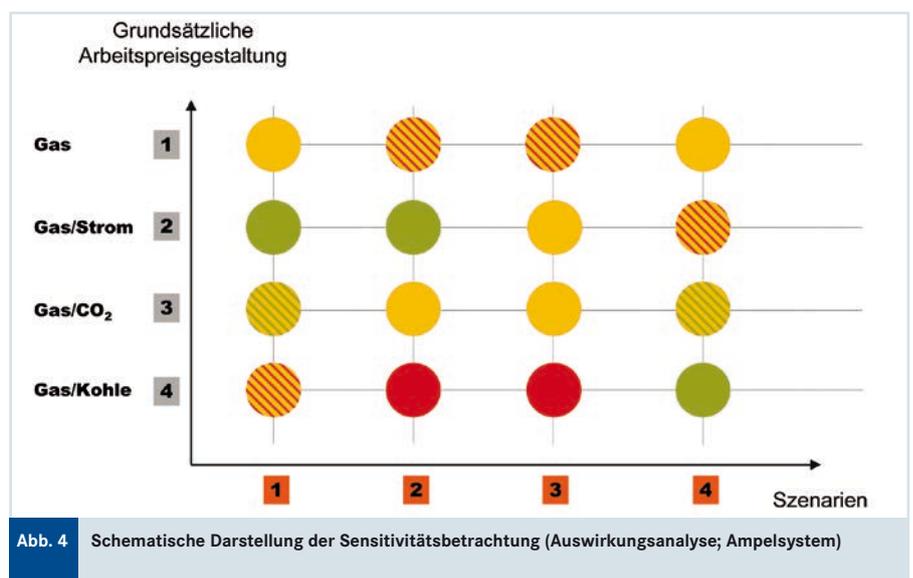
Wie aber gestaltet sich die Entwicklung eines passenden Preissystems? Dazu können folgende Projektschritte durchlaufen werden (siehe Abb. 3):

1. Ist-Analyse;
2. Festlegung der Produkt- und Preisstrategien;
3. Einführung des Produkts;
4. Durchführen von strukturellen Veränderungen.

Im Rahmen der Ist-Analyse stehen neben der bereits aufgezeigten quantitativen Risikoanalyse auch qualitative Analysen im Vordergrund, welche die Produktstrategie, bestehende Kundensegmente und darauf aufbauende aktuelle Produkte kritisch reflektieren. Daneben ist es sinnvoll, noch einmal detailliert die einzelnen Kostenstrukturen insbesondere im Hinblick auf

ihre zugrundeliegenden Kostentreiber zu analysieren.

Im Rahmen der daran anschließenden Festlegung der Produkt- und Preisstrategie sollte eine juristische Prüfung von Anfang an die Überlegungen begleiten, um die Erfüllung der rechtlichen Mindestanforderung durch das Preissystem sicherzustellen [7]. Im Rahmen dieser Leitplanken kann dann basierend auf der Kundenbedarfsanalyse und der Auswirkungsanalyse die Produktstrategie abgeleitet werden. Bei der Auswirkungsanalyse sollte eine umfangreiche Sensitivitätsbetrachtung der einzelnen, auf die Kosten und Erlöse wirkenden Risikofaktoren vorgenommen werden (vgl. Abb. 4). Die Produktstrategie kann dann als eine Quelle (neben der Kundenbedarfsanalyse) diese Informationen verarbeiten, um die konkrete Produktge-



staltung (Festpreis vs. Tranchen, Form der Indizierung, etc.) und die damit verbundenen Risiken abzubilden.

Ziel der Auswirkungsanalyse ist die finale Auswahl und Parametrierung einer Preis-anpassungsklausel. Hierbei ist i. d. R. ein Abwägen zwischen Komplexität und Anpassungsgrad einzugehen. Im Vordergrund stehen folgende Fragen:

■ Was ist eine robuste Einstellung der Freiheitsgrade (Aufteilung der Faktoren auf die Kostenelemente und das Marktelement)? Wie müssen die einzelnen Parameter der Indizierungen an Strom, Gas, etc. in der Arbeitspreisformel aufgeteilt werden?

■ Welche Abweichungen (Deckungsbeitragslücken) und Risiken verbleiben bei den jeweiligen Preis-anpassungsklauseln?

Ist das Preissystem definiert, folgt die eigentliche Produkteinführung und die Vermittlung des neuen Preissystems den Kunden gegenüber. Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt dabei auf der richtigen Kommunikationsstrategie. Im Innenverhältnis löst das eingeführte Preissystem strukturelle Veränderungen aus in Form prozessualer Anpassungen und ggf. einer Aktualisierung im

Produkt-Controlling, den IT-Systemen und dem Reporting.

Zusammenführung im Portfoliomanagement

Die wesentliche Aufgabe besteht aber darin, wie beschrieben die Synchronisation der Preisbildung mit der Beschaffung und Vermarktung zur Steuerung der handelbaren Risiken zu gewährleisten. Letztlich lassen sich diese strukturellen Veränderungen – Synchronisation, Monitoring/Controlling und Reporting – analog zum Portfoliomanagement Strom und Gas – zu einem Portfoliomanagement Fernwärme zusammenführen.

Anmerkungen

[1] Vgl. Bunse, M. (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH): Vortrag in Umweltforum Heidelberg, 17.3.2006.

[2] Vgl. www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html, Index der Erzeugerpreise, GP09-3522 24, Erdgas, bei Abgabe an Kraftwerke.

[3] Mittelwert aus drei Monaten, mit einem Monat Verzug und drei Monaten Gültigkeit.

[4] Preisbildung: Mittelwert der Terminmarktnotierungen des Frontjahrs Cal 2015 an der EEX im Zeitraum 12/2013 bis 11/2014.

[5] Die Zeitreihen für den Index und den Gasbeschaffungspreis sind auf den Januar 2013 normiert (Januar 2013 = 100).

[6] Zur Vereinfachung, und um Nebeneffekte auszuschließen, wurden die Arbeitspreise zu 100 % über die Brennstoffindizes entwickelt. In den Indizierungen für Kraftwerksgas und HEL sind neben den Energiekosten alle Kosten für die Lieferung frei Übergabestelle enthalten. Die reinen Energiepreise EGIX und Gaspreis Jahr 2016 wurden um die Preisbestandteile einer integrierten Lieferung erweitert. In den Beispielen mit dem EGIX und den Termin-Produkten wurde ein Strompreisindex für die Vermarktung des erzeugten Stroms berücksichtigt, der als Erlös mit negativen Vorzeichen in die PAK einfließt. Für das Beispiel der PAK mit dem EGIX wurde die Formel $AP = AP_o * (1,35 * EGIX/EGIX_o - 0,8 * Strom/Strom_o + 0,3 * Lohn/Lohn_o + 0,15)$ unterstellt.

[7] Voraussetzung ist z. B. die Verwendung eines Kosten- und eines Marktelements in der Preis-anpassungsklausel sowie die Erfüllung des Transparenzgebots.

*Dr. R. Schemm, Teamleiter Energiemärkte, Vertrieb & Portfoliomanagement, Dr. C. Jungbluth, Berater Team Energiemärkte, Vertrieb & Portfoliomanagement, B. Waschulewski, Berater Team Dezentrale Energiesysteme, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
bernd.waschulewski@bet-aachen.de*