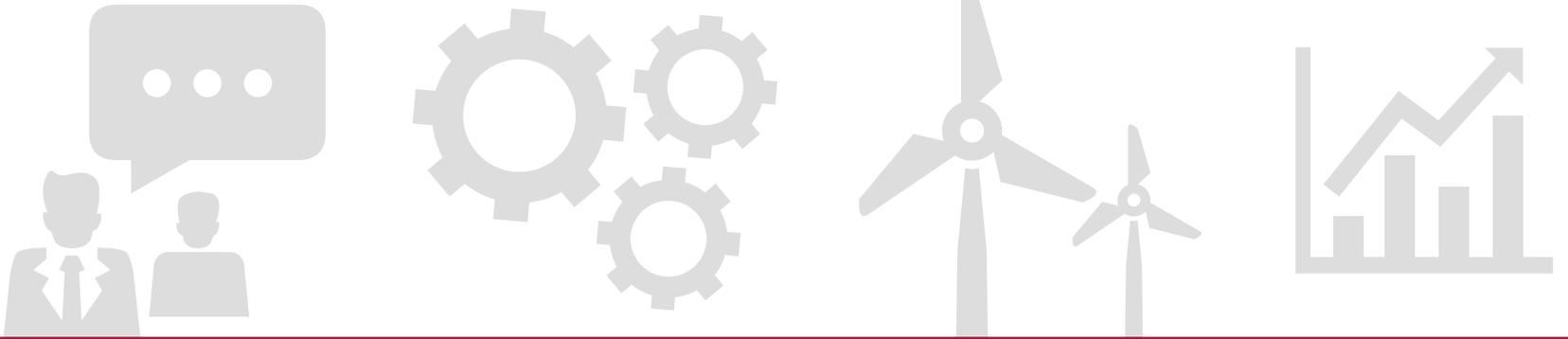




BECKER BÜTTNER HELD



# 8 JAHRE BBHC



HERAUSFORDERUNG  
DER ENERGIEWENDE AUS SICHT  
DER VERTEILNETZE

Seite 8

EMIR/REMIT  
IST AUCH  
ORGANISATIONSSACHE!

Seite 12

GESCHÄFTSMODELL-  
ENTWICKLUNG  
IM ENERGIEVERTRIEB

Seite 25

# LIEBE LESERINNEN, LIEBE LESER,



Dipl.-Ing.  
Peter Bergmann  
Vorstand



Dr.  
Andreas Lied  
Vorstand



Dipl.-Ing.  
Marcel Malcher  
Vorstand

## 8 JAHRE BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG – EINE ERFOLGSGESCHICHTE!

Die Becker Büttner Held Consulting AG setzt ihre Erfolgsgeschichte fort!

Wir beraten seit 2010 zuverlässig Energie- und Infrastrukturunternehmen sowie deren Kunden in Deutschland und den Nachbarländern. Gestartet sind unsere Gründungsmitglieder mit einem kleinen Team von fünf Personen, inzwischen freuen wir uns über ein beständiges Wachstum und rund 50 Mitarbeiter an den Standorten Berlin, Köln und München. Wir haben beschlossen, diesen Anlass besonders zu würdigen, denn: Ihr Erfolg ist unsere Bestätigung!

Die Energiewende und die stetigen Veränderungen der Energielandschaft in den letzten Jahren zeigen, wie wichtig es für Energieversorgungsunternehmen ist, in allen Feldern des Energiemarktes qualifiziert beraten zu werden. Eine lösungsorientierte, fachkundige Beratung ist ein sicherer Garant für die zukunftsorientierte Ausrichtung Ihrer

Unternehmensstrategien, eine sichere Marktposition und die erfolgreiche Behauptung im Wettbewerb. Auch in den kommenden Jahren sehen sich die Energieversorger mit immer neuen Aufgaben konfrontiert. Mit uns sind Sie auf die vor Ihnen liegenden Herausforderungen umfassend vorbereitet! Wir sind mit unseren Experten aus allen Fachbereichen sicher aufgestellt, um Ihnen dabei unterstützend zur Seite zu stehen. Denn wir wollen gemeinsam mit Ihnen die Zukunft der Energie in Deutschland gestalten!

Die BBHC berät Stadtwerke und Kommunen, Energie- und Industrieunternehmen, Arealnetzbetreiber sowie kleine und mittlere Unternehmen (KMU) in ganz Deutschland. Unsere erfahrenen Berater stammen aus der Energiebranche und beraten unabhängig und praxisnah auf allen Wertschöpfungsstufen. Unsere Beratungsleistung endet dabei nicht mit der Theorie,

wir begleiten und unterstützen unsere Mandanten entlang des gesamten Umsetzungsprozesses. Unser erfolgreiches Modell „aus der Branche – für die Branche“ ist die Grundlage unseres stetigen Wachstums. Zu unseren Beratern gehören Ingenieure, Ökonomen, Prozessberater sowie Wirtschaftswissenschaftler. Diese arbeiten für unsere Kunden interdisziplinär als BBH Gruppen-Netzwerk zusammen mit Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern.

Es ist unser Anspruch, alle Projekte unserer Kunden wirksam und nachhaltig umzusetzen. Dabei hinterfragen wir uns und unsere Arbeit stetig, um unsere Beratungsqualität zu optimieren und Ihnen die besten Ergebnisse zu bieten. Diesen Anspruch verwirklichen wir gerne gemeinsam mit Ihnen. Wir freuen uns auf die Zukunft!

Dipl.-Ing.  
Peter Bergmann  
Vorstand

Dr.  
Andreas Lied  
Vorstand

Dipl.-Ing.  
Marcel Malcher  
Vorstand

# AUSZUG VON BERATUNGSFELDERN DER BBHC

## ERZEUGUNG

- Analyse und Optimierung der Energieerzeugungsstrukturen
- Konzeptionierung und Begleitung bei der Umsetzung dezentraler Versorgungskonzepte
- Gutachterliche Tätigkeit und Begleitung von Projekten unter dem Förderregime des KWKG

## REGULIERUNG

- Entgeltkalkulationen (auch Sonderentgelte)
- Regulierungsmanagement
- Erlöspfadmanagement
- Identifizierung von Ineffizienzen

## BESCHAFFUNG/HANDEL

- Erarbeitung und Umsetzung individualisierter Beschaffungsstrategien
- Definition von Risikomanagementsystemen und Hedging-Konzepten als „Leitplanken“ der Beschaffung
- Aufbau von Transferpreislogiken zwischen Beschaffung und Vertrieb
- Ausschreibungen von Strom und Erdgaslieferungen im Rahmen marktnaher Beschaffungskonzepte

## NETZE

- Technisch-wirtschaftliche Analyse von Investitionsvorhaben
- Entwicklung von Zielnetzstrukturen und smart-grid-Technologie
- Abwicklung der Anforderungen nach § 13/14 EnWG
- Bewertung

## VERTRIEB/MARKETING

- Aufbau von Vertriebskennzahlensystemen und Instrumenten zur bundesweiten Vertriebssteuerung
- Strategieentwicklung und Konzepterstellung für den Einstieg in den Stromvertrieb
- Marketingberatung, Websiteoptimierung, CRM, Kundenbindungsmaßnahmen
- Tarifpreiskalkulation und Portfoliooptimierung Strom und Erdgas

## IT-STRATEGIE

- Architektur und Konzeption
- Auswahlverfahren, Vergabe, Lasten- und Pflichtenhefte
- Marktkommunikation und Abrechnung
- Kosten-Nutzen-Analysen

## (FERN-)WÄRME

- Entwicklung von Investitionsstrategien
- Analyse der Versorgungsstrukturen
- Preiskalkulationen
- Erstellung von Wärmemarktanalysen
- Interaktives Bewertungstool für Contracting Lösungen
- Entwicklung innovativer Produkte zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen

## ORGANISATIONS-/PROZESSBERATUNG

- Prozessgestaltung und Benchmarking
- Smart Meter/intelligente Messsysteme
- Elektromobilität
- Machbarkeitsanalysen
- Umsetzungsbegleitung bzgl. Finanzmarktregulierung im Energiehandel (EMIR/REMIT)
- Begleitung zur Organisations-, Prozess- und IT-Konsolidierung

## ENERGIEEFFIZIENZ/-MANAGEMENT

- Branchen: Automotive, Maschinenbau, Lebensmittelindustrie, Chemie und KMU
- Aufbau Energiemanagementsysteme nach ISO 50001
- Technische Projektleitung in der Produktentwicklung
- Operative Prozessverbesserung
- Managementsystemberatung (Qualität/IT/Umwelt), ISO 9001:2008, ISO 13485:2003, ISO 14001:2004, ISO/TS 16949:2009

# INHALT

---

## Seite 5

### REGULIERUNG DER STROM- UND GASVERTEILNETZE

Führt die Energiewende zwangsläufig zu höheren Investitionen in den Verteilnetzen?

---

## Seite 6

### ENERGIEBESCHAFFUNG

Der Trend geht zu flexiblen Beschaffungsmodellen!

---

## Seite 8

### HERAUSFORDERUNG DER ENERGIEWENDE AUS SICHT DER VERTEILNETZE

Neue Bedingungen für den Netzausbau zur Aufnahme und Verteilung von EE-Strom

---

## Seite 10

### EINS, ZWEI, DREI ...

Weiterentwicklung, Austausch oder Outsourcing von Commodity-Leistungen?

---

## Seite 12

### EMIR/REMIT IST AUCH ORGANISATIONSSACHE!

Paketlösungen zur effizienten Umsetzung der Vorgaben von REMIT und EMIR

---

## Seite 14

### RISIKOMINIMIERUNG BEI DER BILANZIERUNG

Herausforderungen der GPKE-/GeLi-Gas-Novelle für Stadtwerke und Energieversorger

---

## Seite 16

### ERFOLGREICHE OPTIMIERUNG VON PORTFOLIOS IM STROM UND ERDGASVERTRIEB

Neugestaltung von Analyse- und Kalkulationsstrukturen zur Verbesserung des Vertriebs Erfolgs

---

## Seite 18

### ENERGIEERZEUGUNG

Veränderungen von Erzeugungsstrukturen und Versorgungskonzepten durch die Integration und Förderung erneuerbarer Energien

---

## Seite 19

### WHAT A MESS!

Chancen und Risiken der Implementierung intelligenter Messsysteme

---

## Seite 20

### UNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN DER STROMNETZBETREIBER ZUR SICHERUNG DER SYSTEMSTABILITÄT

Gesetzliche Instrumente und Maßnahmen nach §§ 13 und 14 EnWG

---

## Seite 22

### PROZESSKOSTENANALYSE FÜR MEHR TRANSPARENZ IN DEN INDIREKTEN LEISTUNGSBEREICHEN

Prozesskostenanalyse als Steuerungsinstrument zur Realisierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen

---

## Seite 24

### ANALYSE VON FERNWÄRMEPREISEN UND ENTWICKLUNG EINES KOSTENORIENTIERTEN PREISSYSTEMS

Entwicklung transparenter Preissysteme durch Kostenallokation und Berücksichtigung der Kundenstruktur

---

## Seite 25

### GESCHÄFTSMODELLENTWICKLUNG IM ENERGIEVERTRIEB

Strategische Vorteile durch Kooperationen bei Dienstleistungen im Bereich Energieeffizienz

---

## Seite 26

### NEUE ANFORDERUNGEN IM MARKETING DURCH VERÄNDERTE MARKTBEDINGUNGEN UND KUNDENBEDÜRFNISSE

Markenbildung und Markenidentität als entscheidender Wettbewerbsvorteil für EVUs

---

## Seite 28

### NACHWORT 8 JAHRE BBHC

Ausblick: Entwicklungen im Energiemarkt und zukünftige Herausforderungen

# REGULIERUNG DER STROM- UND GASVERTEILNETZE



DIPL.-VOLKSW.  
MAGNUS THIEMIG  
Partner Counsel

Mit der Einführung des regulierten Netzzuganges ab 2005 sind auf die Strom- und Gasnetzbetreiber zahlreiche neue Aufgabenfelder und Dokumentationspflichten zugekommen. Seit dem 01.01.2009 wurde das Regulierungsregime um eine Anreizregulierung ergänzt und hat damit auch die Aufgaben des Regulierungsmanagements der Netzbetreiber deutlich erweitert und zusätzlich durch die Einführung von Produktivitätsvorgaben einen internen Kostendruck aufgebaut. Das System der Anreizregulierung wurde seit 2009 stetig erweitert und gestaltet sich zunehmend immer komplexer. Gerade für die zahlreichen kleinen und mittleren Netzbetreiber hat sich dadurch eine kaum beherrschbare Zahl an Berechnungsvorschriften, Nachweispflichten und Antragsprozeduren ergeben. Wir möchten Sie dabei unterstützen, die Anreizregulierung in Ihren Unternehmen noch besser zu beherrschen. Hierfür bieten wir Ihnen unsere Kompetenz in Fragen der Kostenprüfung, bei der Beantragung des Erweiterungsfaktors sowie bei der Anpassung der Erlösbergrenzen und der Kalkulation der Netzentgelte an, um nur einige wesentliche Pflichten für Netzbetreiber zu nennen.

Durch die Verkürzung des Abschmelzungszeitraumes der individuellen Ineffizienzen ab der 2. Regulierungsperiode geraten die Unternehmen unter einen verschärften Kostendruck. Insbesondere diejenigen Unternehmen, die trotz bereits abgesenktem Ausgangsniveau einen geringeren Effizienzwert ausweisen als in der ersten Regulierungsperiode, werden vor die Herausforderung gestellt, trotz hoher Kostensenkungsvorgaben langfristig die Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten.

Durch die Verkürzung des Abschmelzungszeitraumes der individuellen Ineffizienzen ab der 2. Regulierungsperiode geraten die Unternehmen unter einen verschärften Kostendruck. Insbesondere diejenigen Unternehmen, die trotz bereits abgesenktem Ausgangsniveau einen geringeren Effizienzwert ausweisen als in der ersten Regulierungsperiode, werden vor die Herausforderung gestellt, trotz hoher Kostensenkungsvorgaben langfristig die Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten.

Auch für die effizienten Unternehmen und die Unternehmen im vereinfachten Verfahren wird sowohl durch die generelle Kostensenkungsvorgabe als auch durch die Unsicherheit bezüglich einer künftigen Ausgestaltung des Regulierungssystems mittelfristiger Handlungsbedarf zur weiteren Optimierung der unternehmensinternen Abläufe aufgebaut.

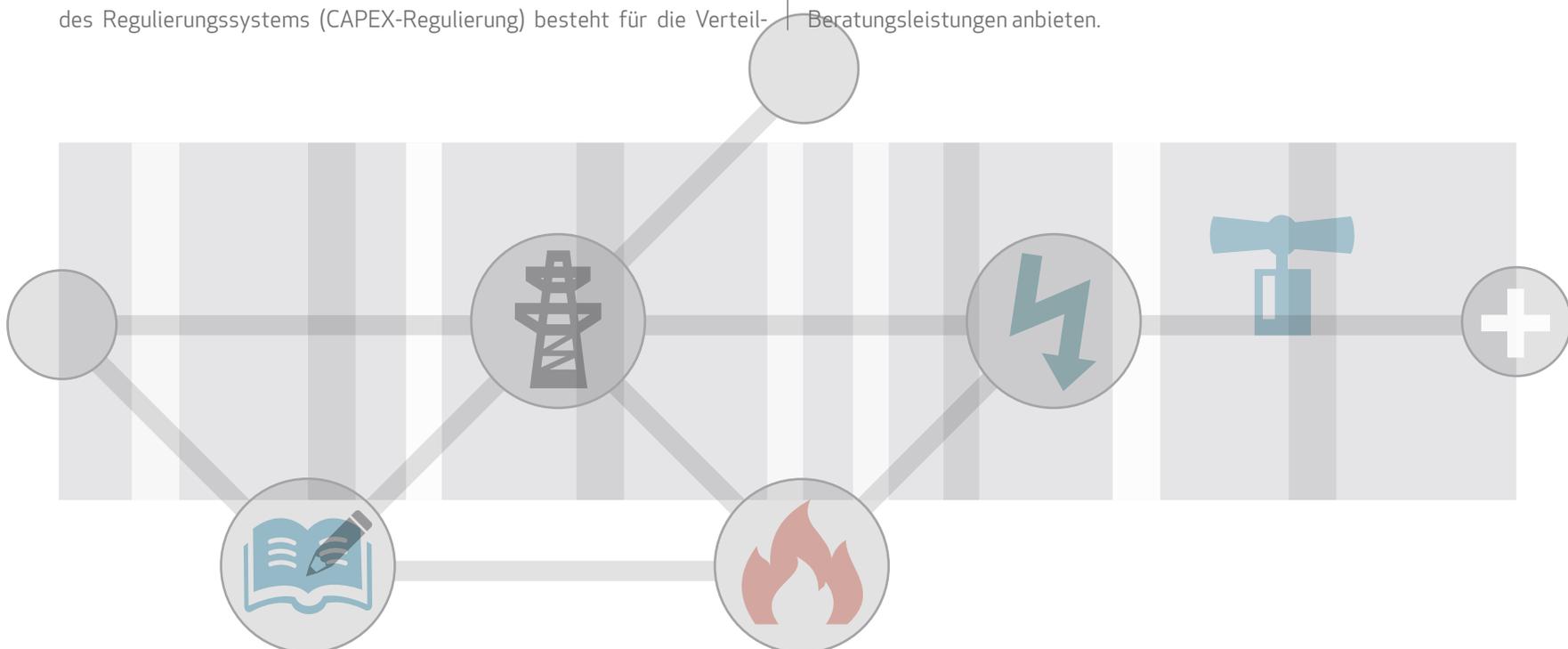
Nach dem vorläufigen Scheitern verschiedener Initiativen zur Anpassung des Regulierungssystems (CAPEX-Regulierung) besteht für die Verteil-

netzbetreiber weiterhin große Unsicherheit bezüglich der kurzfristigen Refinanzierbarkeit von Investitionsmaßnahmen. Gerade die Energiewende dürfte jedoch zukünftig zu höheren Investitionsvolumina in den Verteilnetzen führen. Hier können wir Sie bei Ihren Investitionsentscheidungen unterstützen, um die Refinanzierbarkeit über die Netzentgelte zu gewährleisten. Daher sind die langfristige Planung von Investitionen und die Optimierung des zukünftigen Ausgangsniveaus in einem noch engeren Kontext zu sehen, als dies unter Umständen bei zahlreichen Netzbetreibern bisher der Fall war. So hat sich im Rahmen der letzten Kostenprüfung gezeigt, dass bspw. Effekte aus dem Jahresabschluss, wie etwa die teilweise Saldierung einzelner Positionen des Umlaufvermögens mit dem Abzugskapital nur dann von den Behörden berücksichtigt werden, wenn diese auch so bereits im Jahresabschluss umgesetzt wurden. Wir möchten Sie bei der immer komplexeren Fragestellung der zukünftigen regulatorischen Aufstellung und Optimierung des Netzbetriebs mit unserem Fachwissen unterstützen, um langfristig die Erlösbasis so hoch wie möglich zu halten und Ihnen so Spielräume für die anstehenden Aufgaben der Netzbetreiber zu schaffen.

Neben diesen operativen Schwerpunkten ergeben sich kurzfristig für Verteilnetzbetreiber auch neue Anforderungen, die sich aus der Energiewende ergeben, etwa die Kalkulation von Sonderentgelten für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, abschaltbare Lasten oder die atypische Netznutzung.

Durch die landesweite Verteilung unserer Kunden haben wir auch eine tiefe Kenntnis der unterschiedlichen Regulierungsansätze der einzelnen Regulierungsbehörden und können diese daher auch zielgerichtet in der Beratung einsetzen.

Mit Ausdehnung der Regulierung auf die geschlossenen Verteilnetze in den vergangenen Jahren hat sich ein Teil der vorgenannten Aufgaben und Pflichten auch für diese Netze ergeben. Durch die langfristig angestrebte Überführung der geschlossenen Verteilnetze in die Anreizregulierung werden sich auch in diesem Bereich nach und nach die Aufgaben des Regulierungsmanagements erweitern. Durch unsere bisherigen Erfahrungen im Bereich der geschlossenen Verteilnetze können wir Ihnen auch hierfür unsere Beratungsleistungen anbieten.



# ENERGIEBESCHAFFUNG



DIPL.-SOZ.  
MATTHIAS PUFFE  
Partner Counsel

## I. FLEXIBILITÄT IST GEFRAGT

Marktnahe Preisfixierung, Flexibilität in der Umsetzung von individualisierten Beschaffungsstrategien und Risikominimierung – Schlagworte, denen im erfolgreichen Management in der Energiebeschaffung von Versorgern, Industrieunternehmen und anderen Großabnehmern heutzutage eine stetig steigende Bedeutung zukommt. Der stärker werdende Wettbewerb zwingt Unternehmen zunehmend, ihre Optimierungspotenziale in

der Wertschöpfungskette auszunutzen und mit der Entwicklung einer unternehmensspezifisch erarbeiteten Beschaffungssystematik zukunftsfähige Energiebezugskosten sicher zu stellen. Die volatilen Energiemärkte bieten dabei naturgemäß sowohl Chancen als auch Risiken bei der Umsetzung einer optimierten Energiebeschaffung.

Mit einer Umstrukturierung der Beschaffungssystematik erhöhen sich in der Regel gleichzeitig die innerbetrieblichen Anforderungen, Verantwortlichkeiten und das Entscheidungsrisiko der Beteiligten, was auf viele Unternehmen eine zunächst abschreckende Wirkung hat. Mit der parallelen Einführung einer unternehmensspezifisch entwickelten Eindeckungssystematik, einem funktionellen Beschaffungs-Controlling inklusive Berichtswesen und einer Definition von Leitplanken in der Beschaffung lassen sich Risiko und Umsetzungsaufwand beschränken und somit nachhaltig Potenziale zur Senkung von Beschaffungskosten realisieren.

## II. DIE WAHL DER RICHTIGEN BESCHAFFUNGSSTRATEGIE

Jede Beschaffungsstrategie bietet verschiedene individuell abzuwägende Chancen und Risikoprofile, welche Kostenbestandteile beinhalten, die entweder durch bewusste Inkaufnahme der Marktrisiken selbst getragen werden können oder aber durch den Vorlieferanten im Rahmen verschiedener Bepreisungsmodelle durch Risikoaufschläge entsprechend abgedeckt werden.

Der Trend führt weg von der klassischen stichtagsbezogenen Preisfixierung im Rahmen einer Vollversorgung ohne Marktpartizipation hin zu flexiblen Beschaffungsmodellen, die dem Unternehmen die Wahl zwischen einer aktiven Teilnahme am Beschaffungsmarkt oder einem standardisiert ablaufenden Beschaffungsplan selbst überlassen. Je nach Bedarfsvolumen, Abnahmestrukturierung, Planbarkeit und Steuerung der Verbräuche, Flexibilitätsanforderungen, Fähigkeit

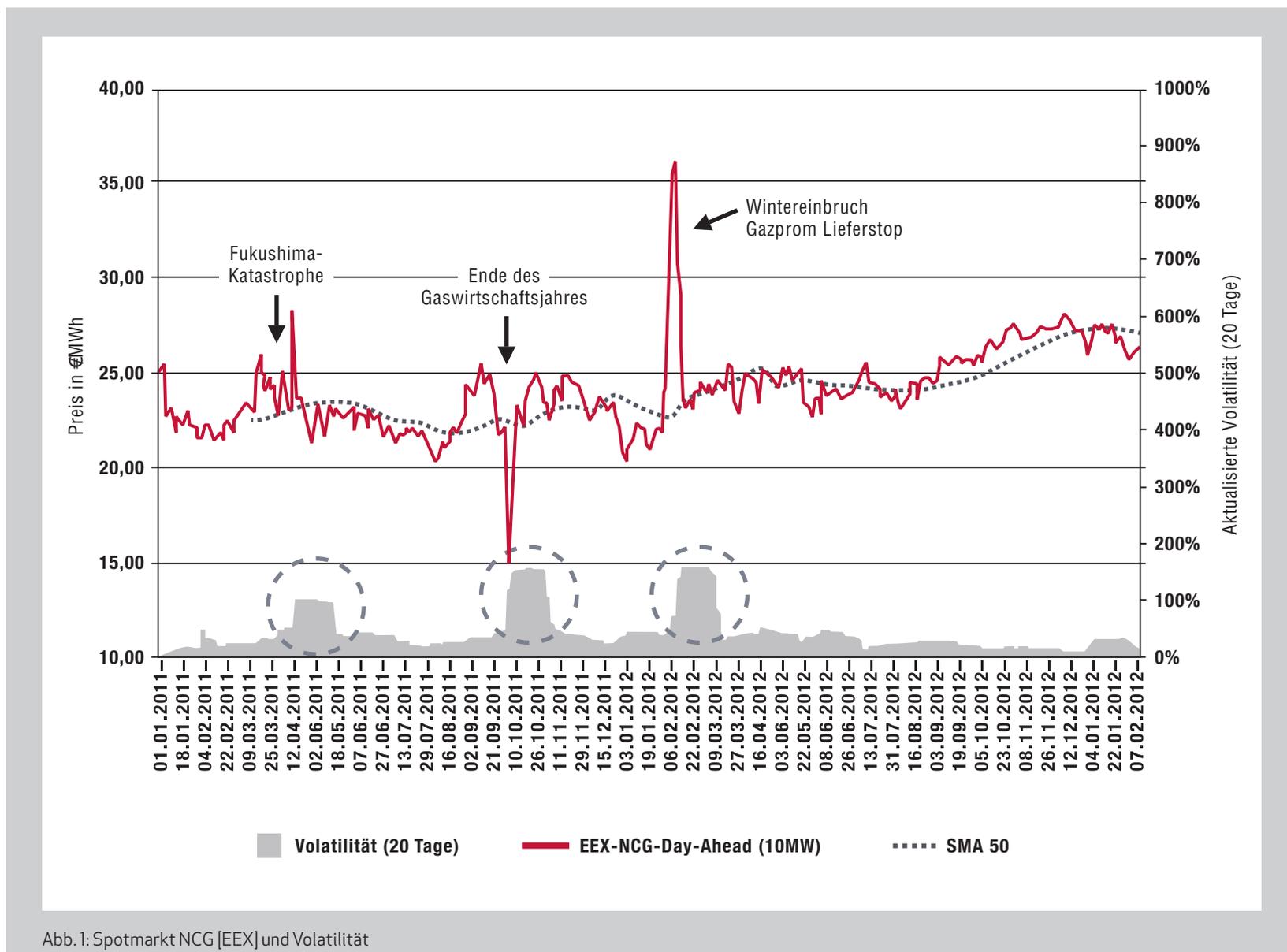


Abb. 1: Spotmarkt NCG [EEX] und Volatilität

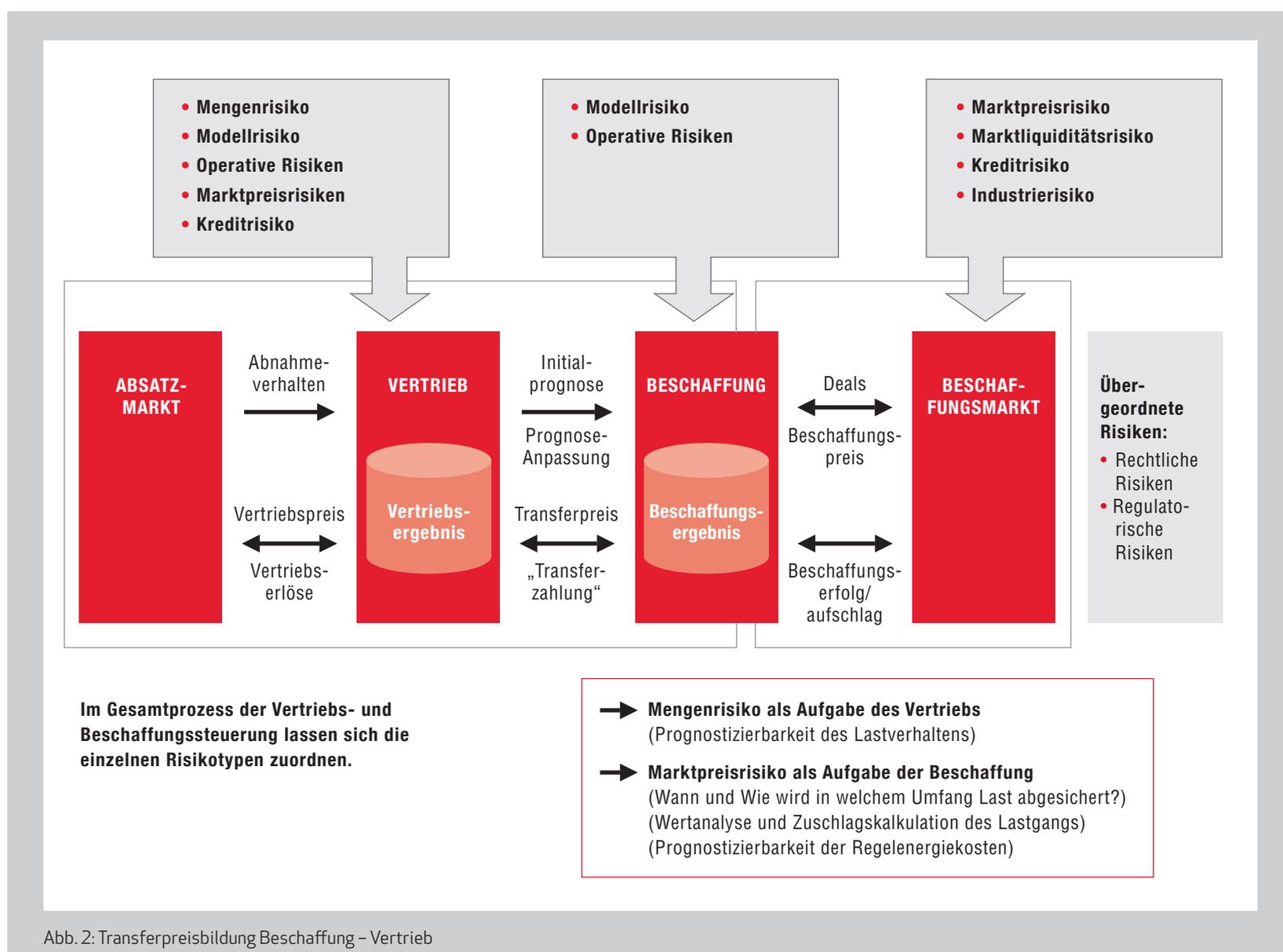


Abb. 2: Transferpreisbildung Beschaffung – Vertrieb

zur Prognose(-anpassung), geplantem Zeitfenster der Eindeckungen und Handelsaffinität kommen aktuell verschiedene Modelle zum Einsatz.

Im Markt ist eine sukzessive Verbreitung von Beschaffungsmodellen mit gesplitteter Eindeckungsstrategie sowohl an Termin- als auch an Kurzfristmärkten zu verzeichnen. Die Nutzung einer Kombination von Terminmarktabsicherung und Spotmarktbeschaffung im Rahmen von Bandlieferungen mit Spotmengenausgleich vermindert maßgeblich die Risiken von Zusatzkosten aufgrund unvorhergesehener Bedarfsmengenabweichungen und bietet ein Maximum an Flexibilität bei der Ausgestaltung einer Beschaffungsstrategie im Sinne einer Kombination aus strukturierter Beschaffung und der klassischen horizontalen Tranchenfixierung (vgl. Abb. 1).

### III. DAS BESCHAFFUNGSMODELL KOSTEN- UND RISIKOMINIMAL UMSETZEN

Die größten Herausforderungen der Unternehmen bei der Umsetzung flexibler Beschaffungsmodelle sind erfahrungsgemäß die exakte Bedarfsprognose und Analyse der historischen Verbräuche, die strukturelle Unterteilung der

Eindeckung im Sinne der Definition eines auf die individuellen Anforderungen angepassten Beschaffungsmodells, die Festlegung der Einzelaktivitäten und Beschaffungszeitpunkte sowie die innerbetriebliche Koordination der operativen Abwicklung der Beschaffungsprozesse. Sicherheit dabei bietet die Einführung von individuellen Handelsplänen, dokumentierten Leitplanken der Beschaffung und die Anwendung von Risiko-Management-Richtlinien, die den Handlungsrahmen, genaue Abläufe, berechnete Personen und den Eindeckungskalender genau definieren und nachhaltig kontrollieren. Ein solcher struktureller Rahmen gewährleistet innerbetriebliche Absicherung für alle Beteiligten und eine risikominimale Ausschöpfung von Potenzialen zur Beschaffungskostenoptimierung.

### IV. TRANSFERPREISBILDUNG ZWISCHEN BESCHAFFUNG UND VERTRIEB IN EVUS

Eine besondere Herausforderung für Energieversorger ist die zielgerichtete Steuerung und Anpassung der Beschaffungsstrategien auf Basis der fortlaufenden Vertriebsaktivitäten des Unternehmens. Kundensegmentenspezifische Beschaffungsstrategien, individuelle Bewirtschaftung von ein-

zelnen Portfoliotöpfen, welche explizit auf einzelne Kundengruppen und Tarifprodukte zugeschnitten werden sowie eine interne abteilungsbezogene Risikoallokation durch Zuweisung von Profit Center und Cost Center Strukturen unter der Berücksichtigung individueller Anreize sind hierbei besondere Herausforderungen, die es zu beachten und gestalten gilt. Einer undifferenzierten nachteiligen Einordnung von Kundengruppen und resultierenden überhöhten Preisaufschlägen in der Vertriebspreiskalkulation, welche maßgeblich Vertriebs-erfolge minimiert, kann hier vorgebeugt werden. Zusätzlich werden Impulse geliefert, die im Sinne einer Gesamtstrategie auf Unternehmensebene gezielt eingesetzt werden können (vgl. Abb. 2).

### FOLGENDE BERATUNGSSCHWERPUNKTE KÖNNEN WIR FÜR SIE LEISTEN:

#### Aufbau und Optimierung strukturierter Beschaffung:

- Aufbau und Optimierung von Beschaffungsstrategien vertikaler und horizontaler Tranchenmodelle sowie strukturierter, marktorientierter oder börsenindizierter Beschaffungsmodelle von Strom und Erdgas →

- Aufbau von Handelsstrategien, Hedgingkonzepten und flexiblen Beschaffungslogiken unter Risikovorgaben
- Erstellung von testierten Portfoliomanagementhandbüchern und Definition von Risikokapitalanforderungen
- Aufbau von Prozessdokumentationen und Handlungsleitfäden zur unternehmensinternen operativen Umsetzung der Beschaffung
- Erarbeitung und Bewertung von Modellen für einen unternehmensübergreifenden Energieeinkauf im Rahmen von Kooperationen oder einer Beschaffungsgesellschaft

#### Optimierung / Überwachung von Beschaffungsstrategien:

- Wöchentliches, auf den individuellen Bedarf zugeschnittenes Berichtswesen als Grundlage der Strom- und/oder Gasbeschaffung

- Überwachung und Benchmark der zugrundeliegenden Beschaffungsstrategie in Verbindung mit den entsprechenden zu beschaffenden Handelsprodukten
- Überwachung von Kursentwicklungen individuell ausgewählter Spot- und Terminmarktprodukte
- Definition von individualisierten Handelssignallogiken und fortlaufendes Benchmarking von Beschaffungsstrategien als Entscheidungshilfe

#### Aufbau von Transferpreismodellen zwischen Beschaffung und Vertrieb:

- Erweiterung der Methodik in der Beschaffungspreiskalkulation und der Berechnung von segmentspezifischen Risikozuschlägen
- Aufbau von Systemen zur Bewertung und Kalkulation von Lastgängen im Rahmen von Risikosimulationen (u.a. Monte Carlo Simulation)
- Analyse der Marktfähigkeit von Vertriebspreisen und Aufbau einer spezifischen Transferpreislogik zwischen Beschaffung und Vertrieb zur unternehmensinternen Risikoallokation und Leistungsverrechnung
- Prüfung von Price Forward Curves auf Arbitragefreiheit und Weiterentwicklung von Methoden zur Kalkulation individualisierter Risikozuschläge



## HERAUSFORDERUNG DER ENERGIEWENDE AUS SICHT DER VERTEILNETZE



DIPL.-ING.  
JENS  
GILMER  
Senior Consultant

Unter dem Begriff der Energiewende wird im Allgemeinen die Abkehr von den fossil-befeuerten Großkraftwerken hin zu regenerativ erzeugtem Strom aus dezentralen Anlagen verstanden. Ziel ist die kontinuierliche Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch; im Jahr 2012 wurden bereits 23,5 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien (EE) erzeugt. Bis zum Jahr 2020 wird ein Anstieg auf mindestens 35 %, und bis 2050 mindestens 80 % angestrebt. Jedoch ist die Stromerzeugung durch EE-Anlagen nicht direkt steuerbar sondern volatil, beispielweise aufgrund der Schwankungen der Sonnenstrahlung, Windstärke und Gezeiten. Durch die gravierende Veränderung der Strukturen der Energieerzeugung müssen jedoch auch weitere Aspekte wie die Energieübertragung und -verteilung sowie der Wechsel von einer nachfrageorientierten zu einer angebotsorientierten Energieversorgung bedacht werden.

#### AUSBAU DER STROMNETZE

Die Abkehr von den bisherigen konventionellen Kraftwerken, die den produzierten Strom nach einem festen Fahrplan in die Höchst- und Hochspannungsnetze einspeisten, erfordert auch einen Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Die bisherige Struktur bestand aus Sicht der Verteilnetze darin, den Strom aus der Hochspannungsebene zu entnehmen und an alle angeschlossenen Letztverbraucher, hinunter bis die Niederspannungsebene, zu liefern. Die Richtung des Stromflusses war dabei klar definiert, aus den Höchstspannungsnetzen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) herunter in die Netze der Verteilnetzbetreiber (VNB). Durch den Ausbau der dezentralen EE-Anlagen wandelt sich die Rolle der Verteilnetze, da durch Photovoltaik, Biomasse und Onshore-Windparks teilweise erhebliche Erzeugungskapazitäten aufgebaut wurden. Insbesondere in ländlichen Gebieten kann dies zum massiven Ausbau der Verteilnetze führen, da die Stromerzeugung aus EE-Anlagen den dortigen Stromverbrauch teilweise um ein Vielfaches übersteigt. Nach der DENA-Netzstudie werden derzeit rund 97 % des dezentral erzeugten Stroms in die Verteilnetze eingespeist. Das führt mitunter dazu, dass die Verteilnetze während der Mittagsstunden zu Nettoproduzenten gegenüber den ÜNB werden.

Dieses punktuelle Überangebot an EE-Strom führt zu Ausgleichsmaßnahmen der ÜNB, die über Regelleistung und Redispatch-Maßnahmen (als Eingriffsmöglichkeit der ÜNB in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen) einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage herstellen. Dies erforderte bisher

den Ausbau der Übertragungskapazität der Netzkopplungspunkte der Übertragungsnetze, auch zu den europäischen Nachbarländern. Daneben erfordert der geplante Aufbau großer Offshore-Windparks den Ausbau der Übertragungsleitungen, zum Beispiel mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, um den Strom von Nord- und Ostsee in die Verbraucherschwerpunkte in Süddeutschland zu übertragen.

Durch die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch nimmt auch die Bedeutung der Speicherung elektrischer Energie zu. Bisher erfolgte die Speicherung größerer Energiemengen in Pumpspeicherkraftwerken, deren Potentiale hierzulande jedoch weitestgehend ausgeschöpft sind, so dass neue, dezentrale Speichertechnologien gefragt sind. Diese stecken jedoch noch in den Kinderschuhen, da sie bisher unverhältnismäßig hohe Kosten und einen geringen Wirkungsgrad aufweisen.

### NACHFRAGESEITIGES LASTMANAGEMENT

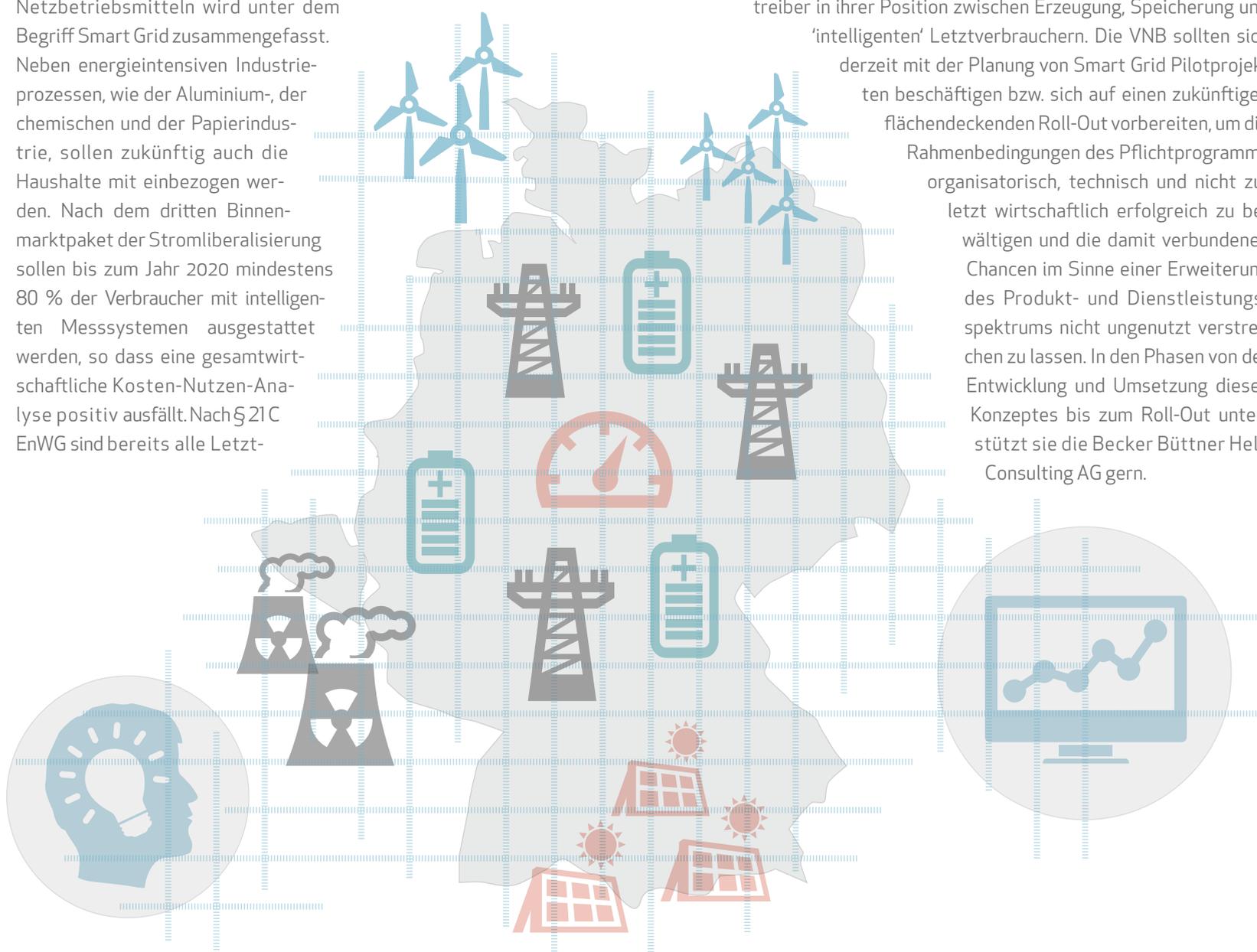
Daher gewinnt das Thema des nachfrageseitigen Lastmanagements an Bedeutung, um den volatilen Strom aus EE-Anlagen ohne große Speicherkapazitäten nutzbar zu machen. Theoretisch soll durch die Einführung eines Lastmanagements die Last aus Zeiten mit einem geringen Stromangebot in Zeiten mit einem Überangebot verschoben werden. Daneben können so auch Lastspitzen vermieden werden, um den Ausbaubedarf der Übertragungs- und Verteilnetze zu reduzieren. Dabei sind intelligente Messsysteme und Zähler (Smart Meter) von entscheidender Bedeutung, um die nötigen Informationen zwischen Letztverbrauchern, Netzbetreibern und Erzeugern bereitzustellen. Diese kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln wird unter dem Begriff Smart Grid zusammengefasst. Neben energieintensiven Industrieprozessen, wie der Aluminium-, der chemischen und der Papierindustrie, sollen zukünftig auch die Haushalte mit einbezogen werden. Nach dem dritten Binnenmarktpaket der Stromliberalisierung sollen bis zum Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, so dass eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt. Nach § 21 C EnWG sind bereits alle Letzt-

verbraucher mit einem Jahresverbrauch größer als 6.000 kWh mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Der Verbraucher erhält damit die Möglichkeit, sein Verbrauchsverhalten aktiv zu beeinflussen.

Bislang ist jedoch kein flächendeckender Einbau von intelligenten Messsystemen vorgesehen, da noch eine Vielzahl an Fragen vorher zu beantworten ist, wie die nach der Rollenverteilung zwischen Netzbetreiber und Gateway Administrator, der technischen Ausstattung und der Kostentragung einer großflächigen Markteinführung. Zudem wäre auch eine Anpassung der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben erforderlich, da ein Smart Grid mit der bisherigen Trennung der Bereiche Erzeugung, Vertrieb und Netzbetrieb kaum vereinbar wäre. Dazu gehört auch die Schaffung finanzieller Vorteile für Haushaltskunden, sich an einem zukünftigen nachfrageseitigen Lastmanagement zu beteiligen, durch die Schaffung variable Tarife. Bisher bestand für Haushalte nur über feste Hoch- und Niedertarifregelungen (HT/NT) die Möglichkeit, Teile ihres Stromverbrauches in die Nachtstunden zu verlegen. Zu den verschiebbaren Stromverbräuchen zählen beispielsweise Waschvorgänge mit der Waschmaschine, Wäschetrockner, Sauna, Speicherheizung, jedoch müssen diese für den Kunden planbar sein. Die Zeiten mit einem hohen Stromangebot aus EE-Anlagen und geringen Preisen sind nur bedingt für den Kunden vorhersehbar und daher schlecht planbar.

### AUSBLICK

Die Energiewende stellt somit alle Stromnetzbetreiber vor eine große Herausforderung, da hierdurch ein schneller Um- und Ausbau der Netze bedingt wird, um die Aufnahme und Verteilung des volatilen EE-Stroms zu gewährleisten. Auch entstehen dadurch neue Rollen und Aufgaben für die Netzbetreiber in ihrer Position zwischen Erzeugung, Speicherung und 'intelligenten' Letztverbrauchern. Die VNB sollten sich derzeit mit der Planung von Smart Grid Pilotprojekten beschäftigen bzw. sich auf einen zukünftigen flächendeckenden Roll-Out vorbereiten, um die Rahmenbedingungen des Pflichtprogramms organisatorisch, technisch und nicht zuletzt wirtschaftlich erfolgreich zu bewältigen und die damit verbundenen Chancen im Sinne einer Erweiterung des Produkt- und Dienstleistungsspektrums nicht ungenutzt verstreichen zu lassen. In den Phasen von der Entwicklung und Umsetzung dieses Konzeptes bis zum Roll-Out unterstützt sie die Becker Büttner Held Consulting AG gern.



# EINS, ZWEI, DREI ...

IT-Lösung ausgewählt, Angebote verglichen und vertragsfest zugeschlagen!  
Ist dies wirklich so einfach? Ist dies ein effizientes Verfahren?



DR.  
ANDREAS  
JANKIEWICZ  
Partner Counsel/  
Prokurist

Zahlreiche Energieversorger stehen aktuell bei Geschäftsprozessen wie Betrieb und Wartung der unterstützenden IT-Systeme vor Herausforderungen:

- Regulatorischer Kostendruck und Investitionsschranken
- Konzentration von Verantwortung und Abarbeitung auf wenige Schlüsselmitarbeiter
- Frustration über Qualität und Leistungstiefe in langjährigen Vertragsbeziehungen mit den Haus & Hof-Dienstleistern für Prozess- und IT-Lösungen
- Arbeits- und Zeitdruck im operativen Tagesgeschäft durch chronische Unterbesetzung.

Strategische wie operative Überlegungen zu Weiterentwicklung, Austausch oder Outsourcing von Commodity-Leistungen in der Wertschöpfungskette und den Unterstützungsprozessen (z.B. Abrechnung/Forderungsmanagement, Infrastruktur-/Anwendungs-IT) sind nicht nur en vogue, sondern notwendig!

Wie nun zielorientiert mit Augenmaß vorgehen, wo in den allermeisten Fällen ob des Auftragswertes gar ein europaweites Vergabeverfahren erforderlich wird?

Wenn nicht allein die bloße Zielerreichung mit stumpfer Axt im Vordergrund steht, sondern das Ziel mit möglichst definiertem Aufwand erreicht werden soll, bedarf es eines effizienten und erprobten Vorgehens!

## PRAXISBEISPIEL EINES SOLCHEN VORGEHENS:

Ein mittleres Stadtwerk nutzt eine technisch heterogene, aus eigener Wahrnehmung aber hoch optimierte IT-Landschaft. Zahlreiche IT-Lösungen für ZFA, Gerätemanagement, Netz, Vertrieb, Marktkommunikation, Abrechnung, Bilanzkreismanagement und Energiebeschaffung auf unterschiedlichen Plattformen (z.B. Non-SAP, SAP, Excel/Access, Eigenentwicklungen) und mit diversen Schnittstellen (automatisiert, halb-automatisiert, manuell) sowie komplexen Prozessketten wickeln die täglichen Geschäftsvorgänge leider ungenügend ab. Vorgangsstapel bilden und Kundenbeschwerden sowie kaufmännische Verlustbuchungen häufen sich. Mitarbeiter klagen über fehlende Übersicht und hohen Abarbeitungsaufwand. Trotz der Arbeits-

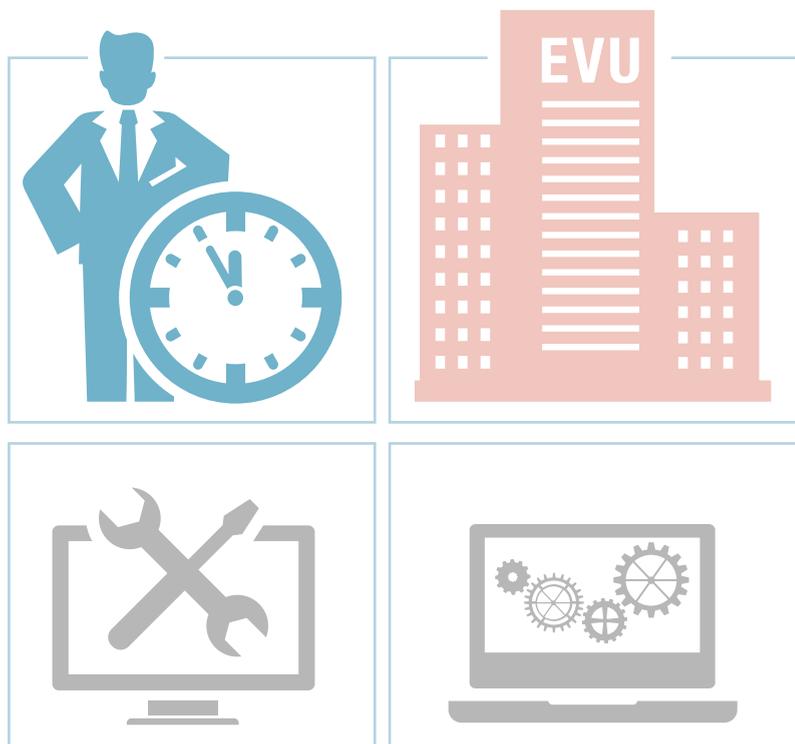
belastung bleibt der Erfolg aus. In der Geschäftsführung wächst der Unmut über hohe Kosten von IT- und Prozessmanagement. Der Vertrieb sieht sich oft im Voraus für Wachstumserfolge bestraft. Fazit: Die bestehende Prozess- und IT-Landschaft mag noch effektiv sein, ist jedoch keinesfalls effizient und zukunftsfähig! **Fazit:** Diese bestehende Prozess- und IT-Landschaft mag zwar effektiv sein, ist jedoch keinesfalls effizient und zukunftsfähig!

## DER LÖSUNGSANSATZ

### Eins – Pre-Evaluierung klassischer und moderner IT-Lösungen

Wir sehen immer wieder erfolgreiche Projekte, wenn auch neue Lösungsansätze, wie all-inklusive IT-Lösungen, intensiv und unter Einbeziehung von Benchmarks in Auswahlverfahren vorab geprüft werden. Bei näherer Betrachtung bieten IT-Anwendungslösungen auf SaaS-Basis (Software-as-a-Service) attraktive Pluspunkte:

- hohe Standardisierung und Automatisierung
- hohe Betriebsstabilität im IT- und Anwendungsbetrieb durch klare Regeln für Fachbereichs- und IT-Wünsche
- deutliche Verkürzung der Einführung (möglich in 5-9 Monaten)
- liquiditätsschonende, übergreifende Mietmodelle (Lösung, Softwarelizenzen und Support)
- Kostendeckelung durch Einbeziehung von Wartung und Weiterentwicklung in das Entgeltmodell
- Kostentransparenz durch Preismodelle auf Zählpunktbasis je Sparte und Marktrolle (VNB, Lieferant, Lieferant out-of-area)
- sowie Kosten- und Investitionsgestaltung durch optionale Finanzierung.



1

2

3

## Zwei – Lasten und Pflichten

Der Klassiker ist häufig in der IT-Beauftragung zu finden: Nachdem der Auftraggeber seine Anforderungen grob umrissen hat, wird in Ausschreibungsverfahren zwar zäh um Liefer-, Haftungs- und Zahlungsbedingungen gerungen, nur geringe Beachtung wird jedoch der eigentlichen Leistungserfüllung auf fachlicher Detailebene geschenkt. Fachbereiche verlieren sich in individuellen Anforderungen zu Sonderfällen oder bauen ganze IT-Standards komplett um. Die sog. Pflichtenhefte des Auftragnehmers werden oft erst nach Auftragserteilung im gemeinsamen Projekt erstellt. Unterschiedliche Sichtweisen auf Leistungserfüllung und Änderungsbegehren (Change Requests) sind die Folge. In Zeiten knapper Budgets und hoher Taktzyklen im operativen Tagesgeschäft (z.B. Marktkommunikation und Bilanzierung) birgt ein solches Vorgehen hohe Risiken und führt zu Kostensteigerungen.

Kommunale Stadtwerke sind bei der Beschaffung den vergaberechtlichen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbeschränkungen (GWB) und der Sektorenverordnung (SektVO) unterworfen. Transparente Vergabeverfahren zwingen dazu, sämtliche Vertragsinhalte vor der Auswahl eines Vertragspartners festzulegen. Eindeutige und erschöpfende Leistungsbeschreibungen sind nicht nur vergaberechtlich erforderlich, sondern auch praktisch von Vorteil. Dennoch bietet das im Sektorenbereich voraussetzungslos zulässige Verhandlungsverfahren ausreichend Flexibilität, um Vertragsinhalte mit den Bietern zu verhandeln. Nach unserer Erfahrung ist eine Risikoumkehr für Stadtwerke nach folgendem Muster von Vorteil:

- Zur Pre-Evaluierung und Vergabevorbereitung wird zusammen mit ausgewählten Fachbereichsvertretern ein Lastenheft erstellt.

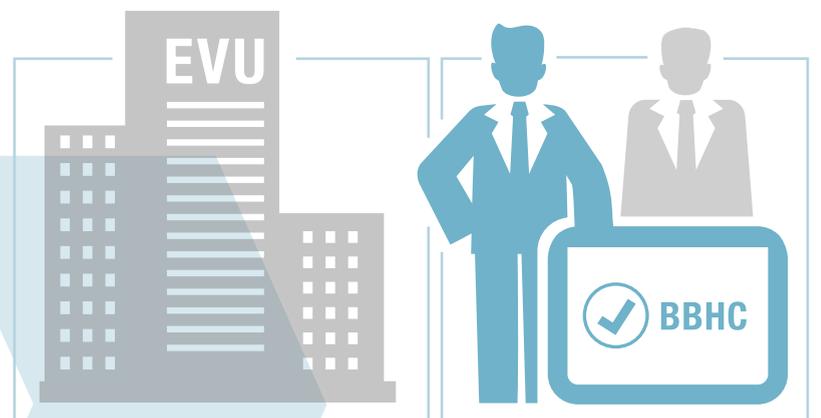
- Dieses Lastenheft geht in der Beschreibungstiefe über einen Funktionskatalog hinaus. Es enthält alle K.O./MUSS-Kriterien und optionalen KANN-Kriterien („Sonderausstattungsliste“). Die Anforderungen orientieren sich an marktfähigen (bestellbaren) Lösungen.
- Des Weiteren werden die notwendigen Projekte zur Einführung (sog. Onboarding), Integration relevanter Umsysteme, Migration aus der Bestandswelt in die neue Umgebung sowie die notwendige Betriebsregelung (u.a. Anforderungsmanagement und Spielräume des Nutzers zur Gestaltung innerhalb der Lösung) in Lastenheftkapiteln dargestellt.
- Die Integration via Schnittstellen wird detailliert abgebildet, da hier ein großes Risikopotential schlummern kann.
- Auf Basis dieses Lastenheftes werden die Vergabe gestaltet und Bieter schrittweise qualifiziert.
- Das Lastenheft bildet die fachlich-technische Grundlage für Bieter, um ein vertraglich bindendes Pflichtenheft im finalen Angebot vor Zuschlagsentscheidung und Vertragsschluss einzureichen.

## Drei – Zuschlag und Produktivsetzung

Mit angemessener Pre-Evaluierung, Offenheit für moderne IT-Lösungen und Einsatz des o.g. „Lastenheft-Pflichtenheft-Zyklus“ können IT-Auswahl- und Vergabeverfahren auf zukunftsorientierter Basis erfolgreich abgeschlossen werden.

Gegenüber klassischen Implementierungen können SaaS-Lösungen in beschleunigten Einführungsprojekten realisiert werden. Gelingen kann dies mit stringentem Projektmanagement, definierten Abnahme- und Leistungsübergabepunkten sowie einer steten Qualitätssicherung ähnlich des Hausbaus. Eine übergreifende und umfassende Qualitätssicherung sichert die sorgsam vorbereiteten Investitionsentscheidungen.

Praxiserfahrene, fachlich versierte und gleichzeitig hersteller- wie anbieterunabhängige Beratungsunternehmen können Sie dabei unterstützen, dass der erste Schritt durch die neue Haustür kein Durchbruch in den Keller wird! Becker Büttner Held Consulting AG begleitet Sie strategisch, prozessual und IT-seitig von der Idee bis zur Umsetzung.



# EMIR/REMIT IST AUCH ORGANISATIONSSACHE!

BBH und Next-Level-Integration bieten eine gemeinsame „Paketlösung“ aus Software und Beratung für Energieunternehmen an, um die Vorgaben von REMIT und EMIR effizient umzusetzen.



DIPL.-SOZ.  
MATTHIAS  
PUFFE  
Partner Counsel



DIPL.-WIRT.-INF.  
STEFAN BRÜHL  
Partner Counsel



Die Europäische Union hat mit der REMIT und der EMIR zwei Verordnungen erlassen, die beide Meldepflichten in Bezug auf energiewirtschaftliche Handelsgeschäfte und Fundamentaldaten vorsehen. Energieversorger, Händler und große Energieabnehmer müssen nun eine Vielzahl von Daten zu ihren Transaktionen (wie zur Art des Handelsprodukts, zum vereinbarten Preis, zum Zeitpunkt etc.) übermitteln, aber auch solche zur Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen, zu Speicherkapazitäten und zum Transport von Strom bzw. Erdgas. Derivatgeschäfte und ihre Details sind ganz generell von Interesse. Handelstägliche Datenmeldungen zu den einzelnen Handelsaktivitäten sind obligatorisch.

Aufgrund der Mannigfaltigkeit der internen Handelssysteme müssen die nun zu meldenden Daten in einem ersten Schritt aggregiert, in einem zweiten Schritt aufbereitet und angereichert, das heißt um Informationen ergänzt werden, wie z.B. die Identifikationsnummern der jeweiligen Handelspartner, die in den originären IT-Systemen nicht vorliegen. Als nächstes müssen diese Datenstrukturen in die von den Behörden noch im Detail zu spezifizierenden Protokolle konvertiert und formatiert werden. Aller Voraussicht nach wird die Kommunikation mittels XML-basierter Protokolle wie FpML oder CpML erfolgen. Als letzter Schritt sollte ein Monitoring die bei dieser Art der Kommunikation üblichen Feedback-Meldungen überwachen, um Fehler frühzeitig zu erkennen.

## Was ist für einen solchen Marktdatenaustausch zu realisieren?

1. Die Aggregation und zentrale Datenhaltung der Transaktionsdaten

2. Ein intelligentes Mapping der Datenstrukturen der Vorsysteme
3. Die Datenerfassung und -strukturierung von Front- und BackOffice im Handelsbereich sollte sich an einem Prozesshandbuch orientieren, um Standardisierung zu ermöglichen
4. Ein Reporting auf Basis der Transaktionsdaten zum Risikomanagement.

Offensichtlich bedarf es also zweier Komponenten bei der Umsetzung: Da wäre zunächst ein geeignetes Softwarewerkzeug, welches sowohl die notwendigen Formatierungen als auch Mapping-Funktionalitäten beherrscht. Dieses muss dann noch von organisatorischer und fachlicher Prozessunterstützung begleitet werden, weil ein Werkzeug nur im organisatorischen und prozessualen Kontext von EMIR und REMIT einen Mehrwert bis hin zur Unterstützung des Risikomanagements erzielt.

Die BBH-Gruppe, mit der Becker Büttner Held Consulting AG und der Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater, und die Next-Level-Integration, bieten ihre komplementäre energiewirtschaftliche und juristische Expertise zur Abbildung von EMIR/REMIT gemeinsam an:

Ein modulares Paket aus Beratung und Software, aus dem die Kunden individuell auswählen können, welche Bestandteile sie benötigen.

Im Projekt starten wir mit einem systematischen SOLL-IST-Abgleich der zu meldenden Informationen mit den systemintern vorgehaltenen Daten. Hierbei verschaffen wir Ihnen einen ersten Überblick über den zu tätigen Anpassungsbedarf. Die Betrachtung der zugrundeliegenden internen Laufzeiten zur Erfassung und Abwicklung der einzelnen Handelsaktivitäten sind eine wesentliche Herausforderung zur erfolgreichen Umsetzung des regulatorischen Reportings. Wir werden dies schrittweise auf Grundlage einer Checkliste abarbeiten.

Neben der technischen Abwicklung der Datenmeldungen darf in diesem Zusammenhang nicht vergessen werden, die Verantwortlichkeiten für die Meldungen sowie die Definition interner Vorgaben für ein integriertes Marktverhalten in internen Compliance-Regelwerken bzw. Organisationshandbüchern abzubilden und somit für alle unmittelbar betroffenen Mitarbeiter verbindlich festzulegen.

# BBHC STANDORTE – DEUTSCHLANDWEIT PRÄSENT

Entsprechend unseren Aufgaben werden wir zukünftig auch international tätig sein.



BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG

Pfeuferstraße 7 | 81373 München | Deutschland  
Telefon: +49 89 23 11 64-910 | Telefax: +49 89 23 11 64-999



BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG

Agrippinawerft 26-30 | 50678 Köln | Deutschland  
Telefon: +49 221 650 25-310 | Telefax: +49 221 650 25-399

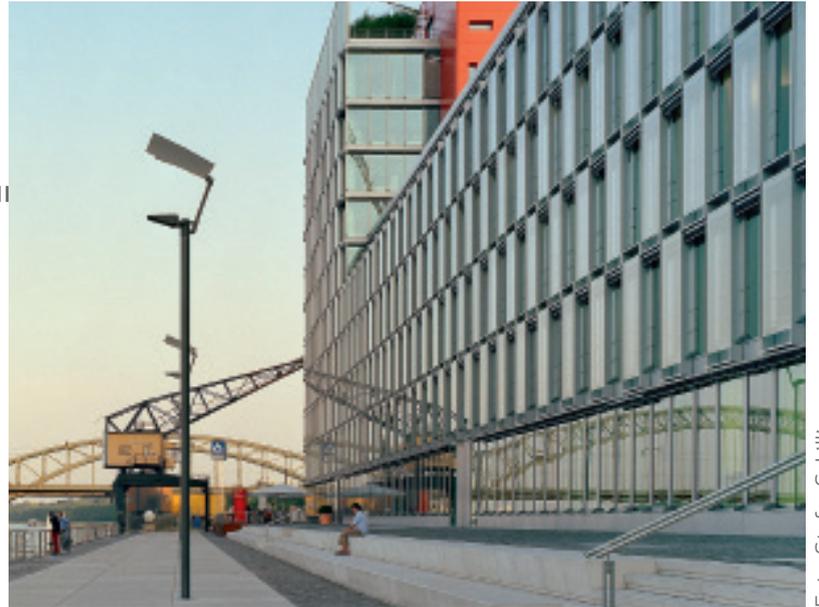


Foto: Stefan Schilling



BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG

Magazinstraße 15-16 | 10179 Berlin | Deutschland  
Telefon: +49 30 611 2840-910 | Telefax: +49 30 611 2840-929



M.SC.  
MANFRED JAKOBS  
Counsel

# RISIKOMINIMIERUNG BEI DER BILANZIERUNG

Die GPKE-/GeLi-Gas-Novelle macht zahlreichen Stadtwerken und anderen Energieversorgern mächtig zu schaffen

Ein Lieferantenwechsel muss seit dem 01.04.2012 innerhalb von höchstens zehn Werktagen vollzogen sein. Andernfalls drohen eine Anzeige und ein Bußgeld. Wirtschaftlich schlimmer sind Fehler in der Bilanzierung. Hier sind bei EVU, vor allem im Bereich Gas, schon Schäden weit im sechsstelligen Bereich aufgetreten. Die Einhaltung des vom Gesetzgeber geforderten Verfahrens stellt sowohl die organisatorischen Abläufe, als auch die IT-Prozesse vor große Herausforderungen. Gerade bei einem unvollständigen Automatisierungsgrad sind auf der Vertriebs- wie auf der Netzbetreiberseite der Mehraufwand und die Fehleranfälligkeit signifikant.

Seit Mitte 2011 stellt die MaBiS-Festlegung die Systemlandschaften und die organisatorischen Prozesse der EVU vor große Probleme. 2012 kam die GPKE-/GeLi-Gas-Novelle hinzu, ohne dass das Ende der Veränderungen im Marktdatenaustausch in Sicht wäre. Die BNetzA wird weiterhin die Marktdatenaustauschprozesse regulieren und damit – je nach Blickwinkel – optimieren bzw. erschweren. Mit den Updates der IT-Hersteller lassen sich in der Regel die Neuerungen im Marktdatenaustausch regulierungskonform umsetzen. Das Problem im Marktdatenaustausch liegt bei dem Großteil der EVU an einer anderen Stelle, nämlich der häufig fehlenden Stammdatenkonsistenz zwischen den Software-Modulen, respektive zwischen entflochtenen Mandantenstrukturen. Der Grund: Die Kompetenz für die Datenhoheit liegt oft in unterschiedlichen Bereichen. Organisatorisch fehlen außerdem an kritischen Prozessstellen festgelegte Vertretungsregeln, klar definierte Arbeitsanweisungen und Sicherheitsmechanismen.

Ziel eines jedes Marktteilnehmers sollte es daher sein, einen nachhaltigen und kontinuierlichen Qualitätssicherungsprozess für Stammdaten und die Marktdatenaustauschprozesse einzuführen. Auf der IT-Seite können automatisierte Plausibilitätsprüfungen sowie die Optimierung von Eingabefeldern genutzt werden, um fehlerhafte Stammdaten frühzeitig zu erkennen bzw. eine fehlerhafte Eingabe ins System zu verhindern. Insbesondere die Festlegungen der GPKE und der GeLi-Gas können dabei völlig unbundling-konform zur internen Qualitätssicherung genutzt werden. Man macht quasi aus der Not eine Tugend. Die Stadtwerke Solingen Netz GmbH (SWS Netz) hat mithilfe des auf Energiethemen spezialisierten Beratungsunternehmens Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) präventiv ihre bilanzrelevanten Prozesse analysiert und Handlungsempfehlungen umgesetzt.

## AKTUALITÄT DER STAMMDATEN SICHERSTELLEN

Bei der SWS Netz hat die BBHC die bilanzierungsrelevanten Prozesse, die für die Auswirkungen der Stammdatenqualität am kritischsten sind, sowohl für Gas als auch für Strom untersucht, Risiken identifiziert und Handlungsempfehlungen erarbeitet. In die Projektarbeit waren alle Bereiche eingebunden, die mit der Marktkommunikation zu tun haben. Für die nachhaltige Stammdatenkonsistenz wurde in der Ist-Analyse eine detaillierte Aufnahme der Informationsflüsse der SWS Netz angefertigt und dokumentiert, wo welche Stammdaten erfasst, aktualisiert und gepflegt werden. Mit einer täglichen Aktualisierung der Stammdaten vom führenden System in die nachgelagerten Systeme – hier von der Verbrauchsabrechnung (VA) ins Energiedatenmanagement (EDM) – konnte die Aktualität der Daten in der Systemlandschaft sichergestellt werden (vgl. Abb. 1).

Zu einer unbundling-konformen Analyse der Stammdatenqualität ist ein Abgleich der GPKE-

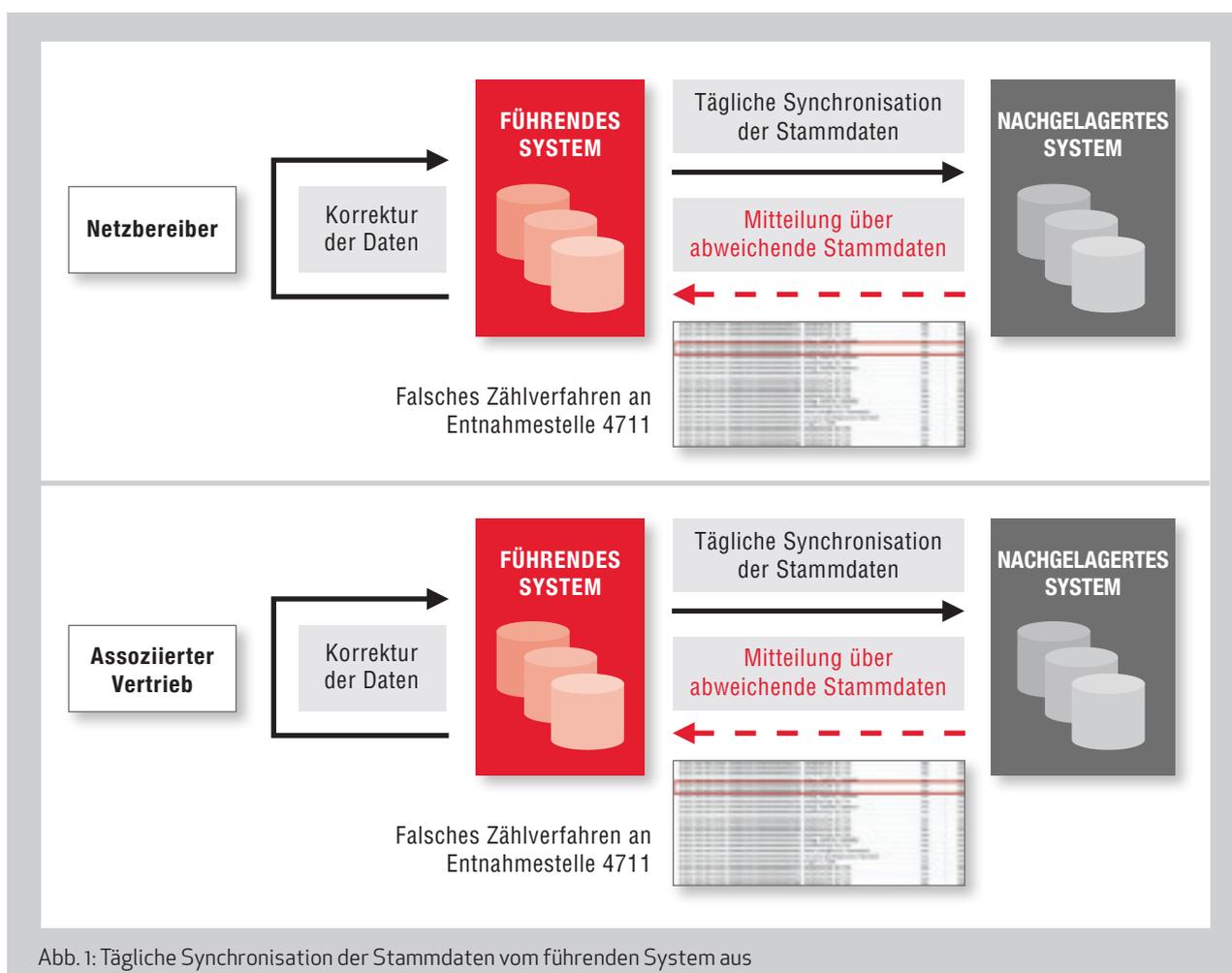
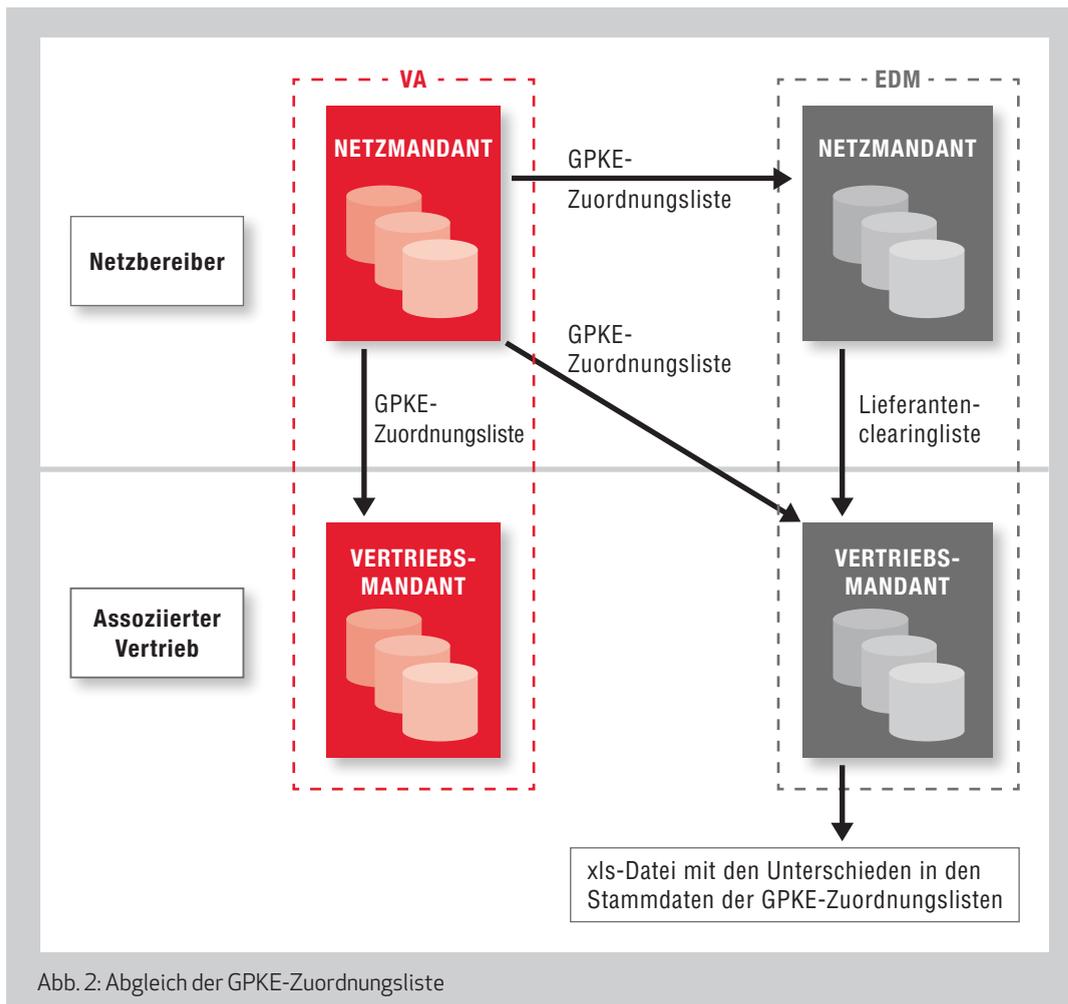


Abb. 1: Tägliche Synchronisation der Stammdaten vom führenden System aus



den Marktdatenaustausch einen deutlichen Mehrwert. Durch die stark verkürzten Fristen der GPKE-/GeLi-Gas-Novelle wird die Notwendigkeit eines solchen Tools deutlich erhöht.

## EMPFOHLENE UMSETZUNGSSCHRITTE UND PHASEN

### IST-ANALYSE

- I. Aufnahme der operativen und IT-Marktdatenaustauschprozesse inklusive Informationsfluss
- II. Analyse der Stammdatenkonsistenz
  - a. Erstellung von Fehler- bzw. Abweichungsanalysen der Stammdaten
  - b. Identifikation technischer Fehlerquellen u.a. inklusive fehlender Plausibilitätsprüfungen und Fehler in den Arbeitsabläufen
  - c. Identifikation organisatorischer Fehlerquellen

### RISIKOANALYSE UND DOKUMENTATION

- III. Risikobewertung der organisatorischen und technischen Prozesse inklusive Fehlerkategorisierung
- IV. Dokumentation der Abläufe, Aufgaben, Tätigkeiten und Prozesse für die interne Transparenz, ggf. Einführung von klar definierten Arbeitsanweisungen und Vertretungsregeln
- V. Klare Definition von internen Verantwortlichkeiten im Umgang mit Stammdaten, Zeitreihen und Zuordnungslisten zwischen den verschiedenen Abteilungen

### OPTIMIERUNG DES MARKTDATEN-AUSTAUSCHS UND SICHERSTELLUNG DER STAMMDATENKONSISTENZ

- VI. Optimierung operativer Prozesse, IT-Prozesse und des Datenflusses
- VII. Einführung von organisatorischen und technischen Prozessen zur Sicherstellung der nachhaltigen Stammdatenkonsistenz
  - a. Ausarbeitungen von organisatorischen Sicherungsmaßnahmen, z.B. Vertretungsregeln oder „Vier-Augen-Prinzip“
  - b. Ausarbeitungen von IT-Optimierungen, z. B. die Einführung von Überwachungstools oder Plausibilitätsprüfungen
  - c. Optimierung der Eingabemasken (z.B. durch Festlegung von Eingabefeldern und Auswahllisten)
- VIII. Ggf. Schulungsmaßnahmen der Mitarbeiter

Zuordnungslisten zwischen Netzbetreiber und den dazu tätigen Vertrieben wichtig (siehe Abb. 2). Denn daraus wird ersichtlich, ob die Stammdaten fehlerhaft sind – entweder auf der Netzbetreiberseite oder der Vertriebsseite. Sollten die Fehlerursachen nicht behoben werden, laufen die Stammdaten immer weiter auseinander. Oftmals gibt es eine Vielzahl von potenziellen Fehlerquellen, von suboptimalen Arbeitsabläufen über fehlende Plausibilitätsprüfungen der Daten bis hin zu manuellen Eingabefeldern und Versäumnissen. Ein Beispiel für eine häufig fehlende automatisierte Plausibilitätsprüfung ist der Abgleich zwischen Lastprofil, OBIS-Kennzahl und MaBiS-Zeitreihentyp. Auf der Seite des Netzbetreibers verringert diese Prüfung das Risiko der Zuordnung einer Entnahmestelle zu einem falschen MaBiS-Zeitreihentyp signifikant. Auch andere Stammdaten wie Bilanzierungsgebiet, Bilanzierungsbeginn, Zählverfahren, Prognosewert etc. können anhand geradliniger Plausibilitätsprüfungen auf ihre Integrität getestet werden.

### FEHLERQUELLE LIEFERANTENWECHSEL-PROZESSE

Aufbauend auf der Ist-Analyse wurden bei der SWS Netz die Fehlerquellen bewertet. Sie konnten dann in Kategorien nach Ursachen (zum Beispiel einmalig oder wiederkehrend) unterteilt

werden. Es stellte sich heraus, dass gerade durch Lieferantenwechselprozesse bilanzierungsrelevante inkonsistente Stammdaten entstanden.

Letzendlich leiten sich aus der Ist-Analyse und der Risikobewertung die entsprechenden Optimierungsmaßnahmen für einen regulierungskonformen Marktdatenaustausch und eine Minimierung von Fehlerursachen im Umgang mit Stammdaten ab. Bezüglich der Sicherstellung der Stammdatenkonsistenz sind je nach den Fehlerkategorien und dem bestehenden Grad der Automatisierung mehr organisatorische oder mehr IT-Optimierungen notwendig.

Organisatorisch genügen oftmals klare Definitionen von internen Verantwortlichkeiten und Tätigkeiten im Umgang mit Stammdaten, Zeitreihen und Zuordnungslisten etc. für alle beteiligten Abteilungen. Außerdem können Sicherungsmechanismen wie ein „Vier-Augen-Prinzip“ oder Vertretungsregeln die Fehleranfälligkeit der Abwicklung der Marktdatenaustauschprozesse deutlich reduzieren. Bei IT-Optimierungen hingegen sind vor allem die Einführung von automatisierten Plausibilitätsprüfungen und die Minimierung des Risikos von Eingabefeldern durch festgelegte Eingabefelder oder durch Auswahllisten essenziell. In vielen Fällen bietet außerdem die Einführung eines systemgestützten Fristenmanagements als Überwachungstool für

# ERFOLGREICHE OPTIMIERUNG VON PORTFOLIOS IM STROM UND ERDGASVERTRIEB

Wie spezifisches Deckungsbeitragsmanagement und Wettbewerbsanalysen den Energievertrieb sicherstellen



DIPL.-SOZ.  
MATTHIAS PUFFE  
Partner Counsel

## I. NEUE ANFORDERUNG IM WETTBEWERB

Nach der Liberalisierung der Energiemärkte und einem lange währenden Dornröschenschlaf sind die Anforderungen des freien Wettbewerbs um die Letztverbraucher nun endgültig bei den traditionellen Versorgern angekommen. Deutschlandweit belegen steigende Wechselraten im Privat- und im Gewerbekundensegment, zunehmend intensivierete Vertriebsaktivitäten der Lieferanten in externen Netzgebieten und radikale Preis- und Marketingstrategien der in den Markt drängenden Discountanbieter den Wandel sowohl im Strom-, als auch im Erdgasvertrieb.

Der „Kampf“ um den Endkunden zur Behauptung von Marktanteilen und zur Sicherung von Margen wird intensiver geführt denn je. Um im Wettbewerb zwischen innovativen und aggressiv verbreiteten Preis- und Marketingstrategien freier Lieferanten zu bestehen, müssen traditionelle Versorgungsunternehmen sowohl die Analyse des Wettbewerbs als auch die Optimierungspotenziale der innerbetrieblichen Vertriebsprozesse intensiver unter die Lupe nehmen, um dem zunehmenden Preisdruck etwas entgegen zu können. Mit der systematischen Prüfung und Erweiterung der grundlegenden Analyse- und Kalkulationsstrukturen können traditionelle Versorger

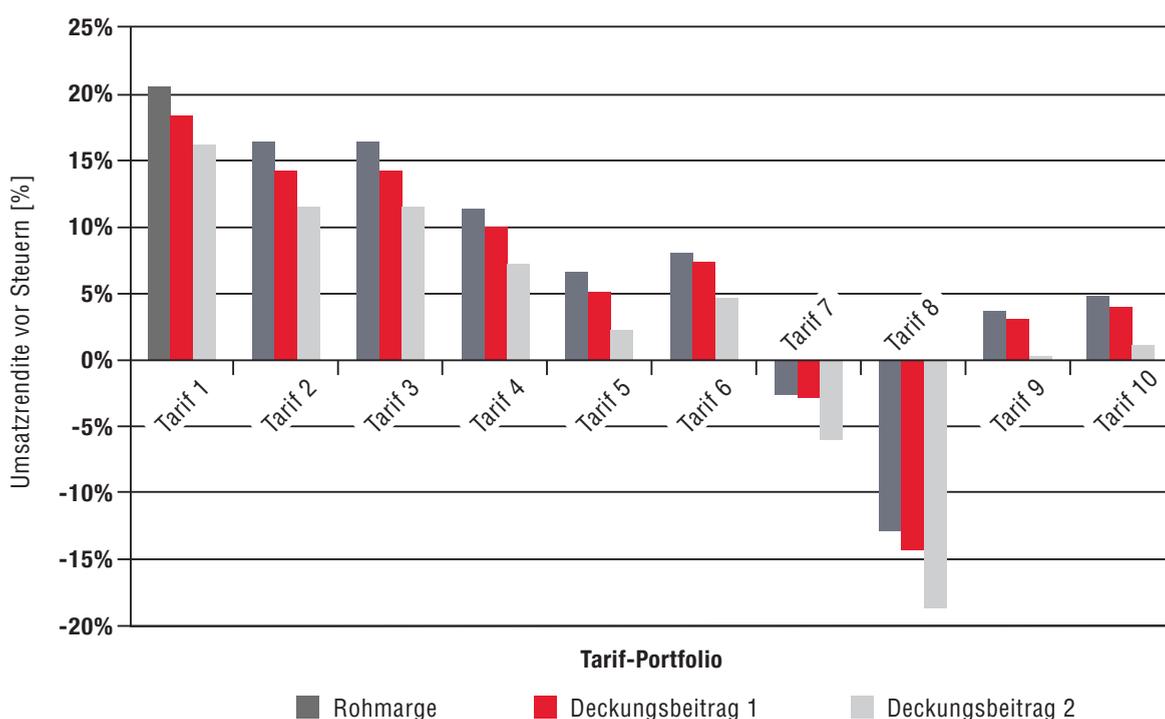
den Vertriebs Erfolg wesentlich verbessern und im Wettbewerb sowohl Bestandssicherungs-, als auch Expansionsstrategien erfolgreich umsetzen.

## II. SPEZIFISCHES DECKUNGSBEITRAGS-MANAGEMENT

Der Aufbau und die Nutzung von strukturiertem, mehrstufigem Deckungsbeitrags-Management sollten das stabile Fundament der Entwicklung und Umsetzung einer Vertriebsstrategie darstellen. Im Wettbewerbsumfeld muss eine spezifische Erlös- und Kostenwälzung auf die verschiedenen Tarife die Grundlage für alle weiteren Portfolio-, Preis- und Marketingentscheidungen sein. Erst durch eine anschließende, segmentspezifische Aufstellung und Allokation von Vertriebs- und Gemeinkosten kann ein belastbares Abbild der Profitabilität der Tarife geschaffen werden. Die Voraussetzung für die Allokation von Kosten ist die funktionale Ertüchtigung der Datenstruktur und der angelagerten Abrechnungs- und Bilanzierungssysteme, welche für viele Unternehmen eine neue Herausforderung darstellt und die Freistellung innerbetrieblicher Ressourcen erfordert. Diese Aufwendungen machen sich jedoch schnell bezahlt, wenn eine finanzielle Bewertung von Preismaßnahmen mit Vorteils- / Nachteilsrechnung auf einzelne Kundensegmente möglich wird und eine Ausrichtung des Tarifsystems hinsichtlich Anreizwirkung zur Neukundenakquisition bzw. zur Bestandskundensicherung und innerbetriebliche Effizienzsteigerungen beim Tarifmanagement zu einem optimierten Vertriebsergebnis führen.

## III. PREISMANAGEMENT IM WETTBEWERBSUMFELD

Sind die grundlegenden Preisbildungsstrukturen im Sinne einer tarif-, segment- und liefergebietspezifischen Deckungsbeitragsrechnung erfolgreich implementiert, sollte die lokale Wettbewerbsstruktur analysiert werden und in die Produkt- und Preisstrategie einfließen. Sowohl das Preisniveau, als auch das erweiterte Dienstleistungsspektrum von konkurrierenden, neuen wie traditionellen Lieferanten im Liefergebiet bilden die Leitplanken der Entwicklung der eigenen Vertriebsstrategie. Nachteile



Deckungsbeitragsanalyse im Tarif-Portfolio



im Absatzpreis gegenüber Dumping-Anbietern können unter Umständen durch segmentspezifische Produkt- und Dienstleistungsentwicklung und Marketing kompensiert werden. Je nach Unternehmensstrategie können durch Netzentgelt-, Absatzpreis und Konkurrenzanalyse attraktive externe Liefergebiete lokalisiert und neue Absatzmärkte zielgerichtet erschlossen werden. Für ein zukunftssicheres Tarifmanagement sollten innerbetriebliche Prozesse und Datenhaltung, mehrstufige Deckungsbeitragsrechnung, zielgruppenspezifische Produktentwicklung und zielgerichtete PR- und Marketingmaßnahmen im Rahmen einer Gesamtstrategie im Vertrieb ineinandergreifen und zu einem produktiven und profitablen Vertriebssteuerungsapparat zusammenwachsen.

**BERATUNGSSCHWERPUNKTE DER BBHC:**

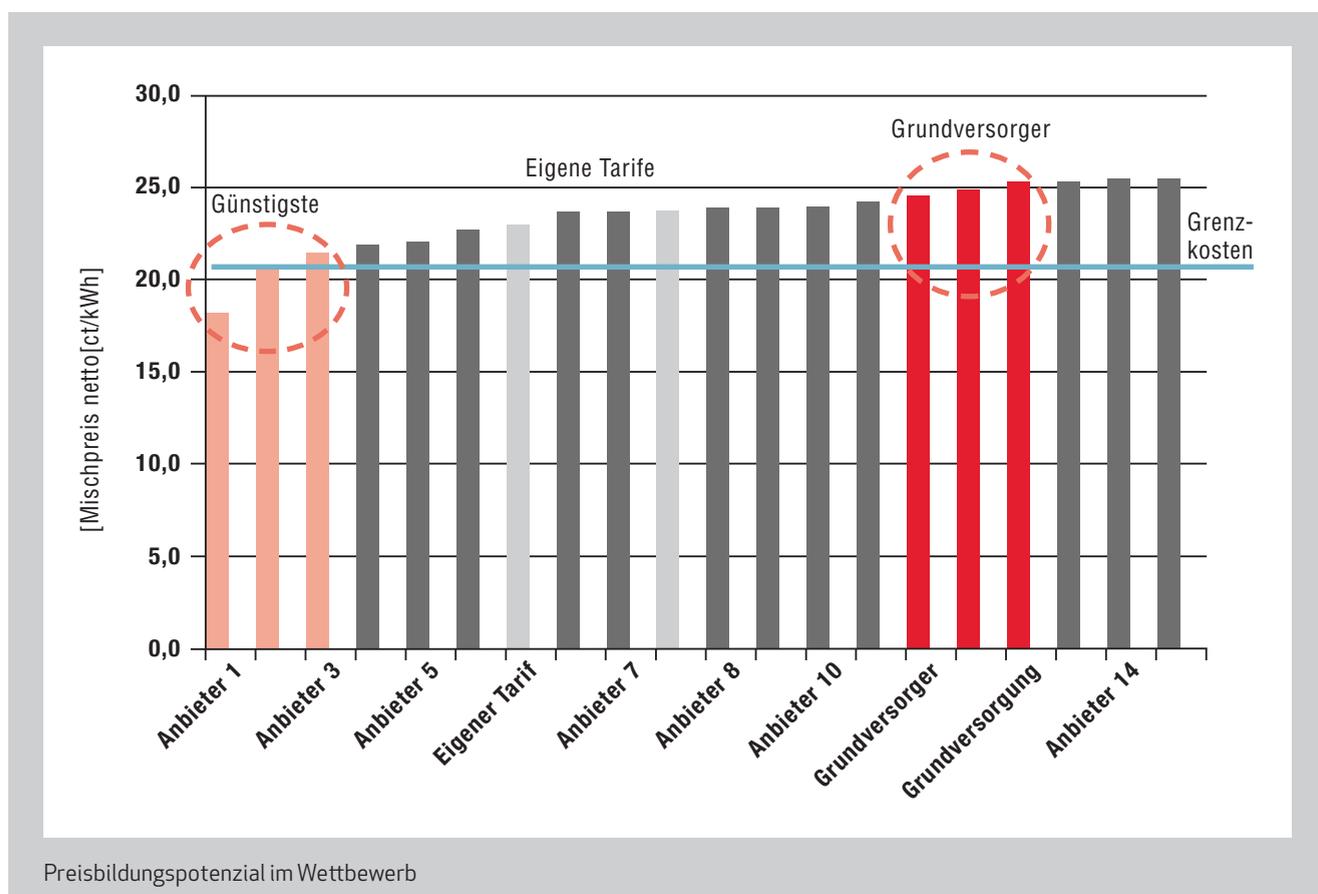
**Preiscontrolling und Tarifentwicklung Strom / Erdgas**

- Aufbau und Einführung mehrstufiger Deckungsbeitragsrechnung nach Tarifen, Segmenten, Liefergebieten

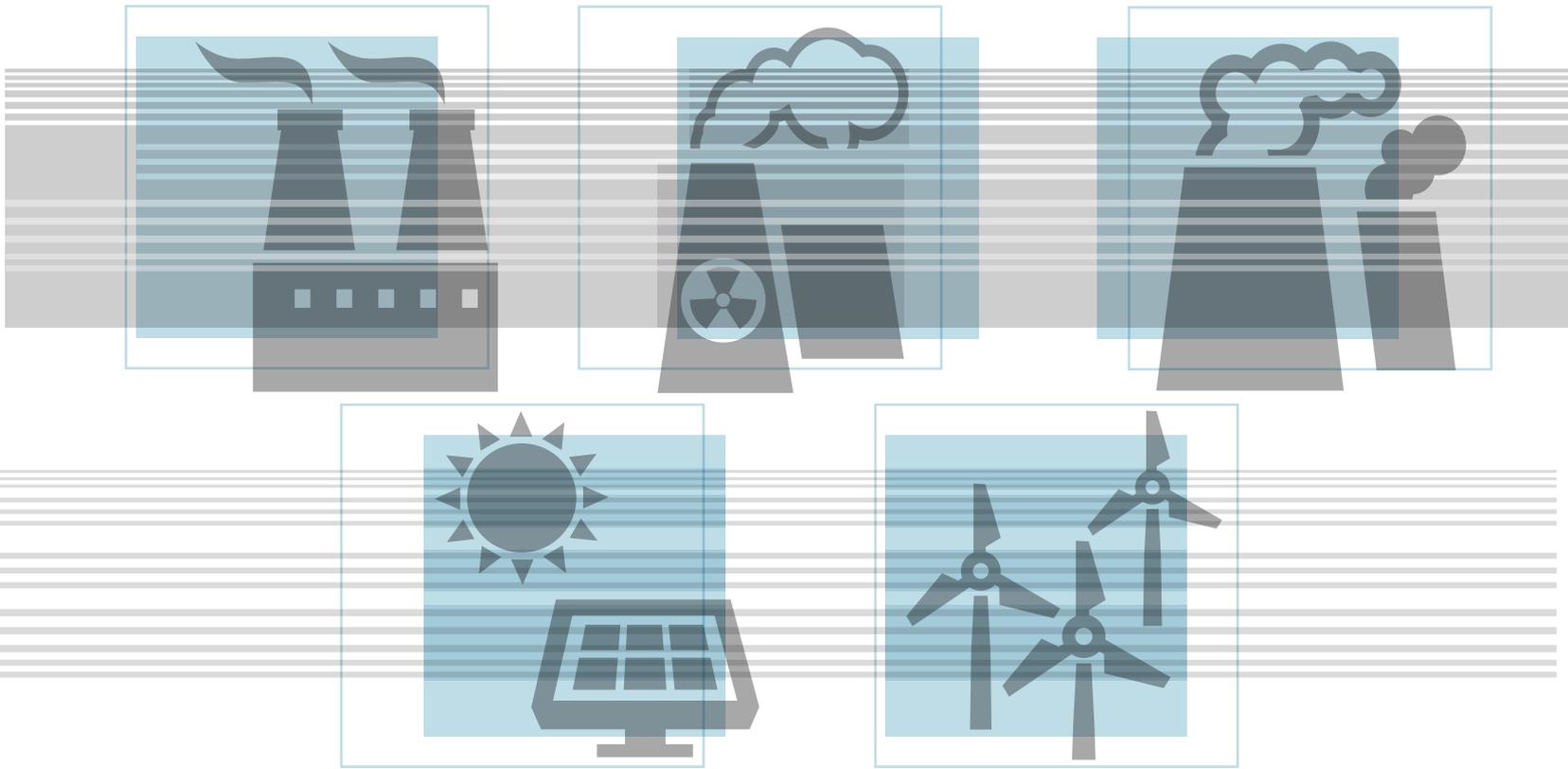
- Turnusmäßige Tarifpreisentwicklung im Rahmen der Veränderung staatlicher Umlagen, veränderter Netzentgelte, Abgleich von Beschaffungskosten und angepasster Wettbewerbssituation
- Neukalkulation sowie fortlaufende Weiterentwicklung von Produkten im Strom- und Erdgasvertrieb bezüglich Margenvorgaben, Preisstaffeln, Regio-Pricing-Modellen
- Prüfung und Erweiterung von Kalkulationsmethoden zur Bepreisung von Groß- und Sonderkunden

**Markt- und Kundenstrukturanalysen Strom / Erdgas**

- Systematischer Abgleich von Tarifsystemen mit definierten Wettbewerbergruppen als Grundlage zur Optimierung von Vertriebsergebnissen
- Quantitative und Qualitative Analyse bzgl. Margensituation, Wettbewerbsintensität und Kundenwechselraten spezifischer Liefergebiete als wesentliche Faktoren zur Steuerung von Vertriebsaktivitäten
- Verknüpfung der Preisentwicklung mit fundamentalen Marktdaten auf Basis von Geo-Informationen zur spezifischen Zielgruppenbestimmung und Steuerung der Vertriebsbemühungen
- Entwicklung von Markteintrittsszenarien und Simulationsrechnungen als Grundlage des Produktentwicklungsprozesses und der Strategiekonzeption im Rahmen von geplanten Liefergebietserweiterungen.



Preisbildungspotenzial im Wettbewerb



# ENERGIEERZEUGUNG



DIPL.-ING.  
ROLAND MONJAU  
Partner Counsel

## I. AKTUELLES MARKTDESIGN ERZEUGT DRUCK

Integration und Förderung erneuerbarer Energien sind dabei, die Erzeugungsstrukturen und Versorgungskonzepte grundlegend zu ändern. Auch wenn dies der ausdrückliche Wunsch der Mütter und Väter der Energiewende war, bleibt es mehr als fraglich, ob die in dem jetzigen Maße mit ihr einhergehenden Herausforderungen für die Energieversorger und die Belastungen für die Energieverbraucher im Sinne des Erfinders waren.

Während sich der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten stetig und mit rasanter Geschwindigkeit in Richtung Vollversorgung durch erneuerbarer Energien bewegt und diese zumindest theoretisch bei gleichzeitigem Sonnenschein und Starkwind schon in den kommenden Jahren erreicht wird, erzeugen die dabei entstehenden Kosten und die Umlegung dieser auf die Verbraucher einen massiven Druck auf die EVUs.

Konventionelle Erzeugungsanlagen müssen sich in ihrer Fahrweise an die Volatilität und die eingespeisten Mengen erneuerbarer Energien anpassen, was bei den aktuellen EEX-Börsenpreisen dazu führt, dass die Anlagen ihre wirtschaftlichen Vorgaben im gegenwärtigen Strommarktdesign vermehrt nicht erreichen.

Gleichzeitig werden die Kraftwerkskapazitäten jedoch benötigt, um die Stabilität und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Konzepte zum Einsatz neuer Marktinstrumente, welche die Vorhaltung von Leistung wirtschaftlich würdigen, wie beispielsweise die Einführung eines Kapazitätsmarkts, werden zur Zeit vielfach diskutiert, konkrete Entscheidungen zur Ausgestaltung und zum Einführungszeitpunkt lassen allerdings weiterhin auf sich warten.

## II. KONSEQUENZEN FÜR ENERGIEERZEUGER

Die sich für die Anlagenbetreiber und Energieversorger ergebenden Konsequenzen sind vielfältig und erfordern gut durchdachte und auf die jeweils vorhandenen technischen und wirtschaftlichen Potentiale abgestimmte Handlungsstrategien. Dabei sollte zunächst eine Bewertung der jeweiligen Erzeugungsanlagen im jetzigen und zukünftigen Marktdesign erfolgen.

**Unabhängig von der Versorgungsstruktur sind jedoch folgende generelle Trends sichtbar:**

- Für größere Erzeugungsanlagen (>50MW) werden Investitionen eher in Modernisierungsmaßnahmen als in Neuanlagen getätigt. An den Anlagenneubau (z.B. GuD) ist unter den aktuellen Voraussetzungen nicht zu denken. Es empfiehlt sich jedoch dennoch, mögliche Neubau-Konzepte bei verändertem Marktdesign zu durchdenken und diese zumindest in der Schublade zu verstauen, um bei veränderten Vorzeichen schnell reagieren zu können.
- Im Bereich dezentraler Erzeugung liegt das Hauptaugenmerk auf den mit den Anlagen verknüpften Vermarktungskonzepten. Die Befreiung von Umlagen bspw. durch Stromerzeugung im räumlich nahen Bezug oder Eigenverbrauchs-Konzepte gibt dem Anlagenbetreiber den nötigen Spielraum, die Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.
- Die Teilnahme an den Regenergiemärkten bietet darüber hinaus die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zu verbessern. Hier sollte allerdings die Auswirkung eventuell auftretender Lastspitzen und damit verbundener Kosten genauestens geprüft werden.

- Die Fördermöglichkeiten des KWKG erlauben es, Anlagen mit gekoppelter Erzeugung wirtschaftlich zu betreiben. Durch die Möglichkeit der Modernisierung können auch Anlagen, deren Förderung bereits ausgelaufen ist, weiter von den Vorteilen profitieren.

#### FOLGENDE BERATUNGSSCHWERPUNKTE KÖNNEN WIR FÜR SIE LEISTEN:

##### Begleitung bei der Analyse und Optimierung der Energieerzeugungsstrukturen:

- **Analyse und Bewertung** des bestehenden Anlagenparks hinsichtlich der aktuellen Marktsituation
- Erstellung von **Entwicklungsszenarien** unter Berücksichtigung des Einflusses des EEG-Zubaus unter Verwendung eines hauseigenen Fundamentallmodells zur Simulation des deutschen Strommarktes
- Anfertigung von **Wirtschaftlichkeitsanalysen** unter Berücksichtigung der Regelenergie-, Fernwärme- und ggf. der zukünftigen Kapazitätsmärkte zur Ausgestaltung Ihres Portfolios

##### Konzepte und Begleitung bei der Umsetzung dezentraler Versorgung:

- Unterstützung bei **Investitionsentscheidung und Ertragswertgutachten** von BHKW-Projekten
- Analysen von Bedarfs- und Angebotsstrukturen sowie Auswahl der optimalen **BHKW-Erzeugungs- und Vermarktungskonzepte** unter Beachtung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Verwendung eines eigens entwickelten **BHKW-Berechnungswerkzeuges** erlaubt es uns dabei, die

optimale Abstimmung des jeweiligen Erzeugungskonzeptes gemäß Ihrer Vorgaben unter den vielfältigen Möglichkeiten zu finden.

- Untersuchung Ihrer Erzeugungsstrukturen hinsichtlich der Verwendung alternativer Brennstoffe wie Biogas sowie der sich daraus ergebenden Vermarktungsmöglichkeiten (**EEG-Einspeisevergütung, Direktvermarktung Grünstromhändlerprivileg...**)
- Teilbereichsübergreifende Umsetzungsbegleitung bei räumlich nahen Vermarktungskonzepten im Bereich Wirtschaftsplanung, Preisgestaltung, Vertriebsansatz, Metering und Abrechnung in Schulterchluss mit unseren jeweiligen Kollegen

##### Begleitung von Projekten unter dem Förderregime des KWKG:

- KWK-Check für bestehende Anlagen mit bestehender Förderung: Überprüfung der Nachweisführung und Bereitstellung von Werkzeugen für eine schnelle und unkomplizierte Nachweiserbringung. Untersuchung der vorliegenden Anlagensituation hinsichtlich möglicher höherer KWK-Förderungen durch KWK-Gutachtenrevision.
- Unterstützung bei der Förderungsbeantragung und Erstellung der nötigen Sachverständigengutachten für Anlagenmodernisierungen und Neuanlagen: Prüfung der Förderfähigkeit von Modernisierungsmaßnahmen und Nachweis der hypothetischen Neuerrichtungskosten zum Erreichen der jeweiligen Förderungsschwelle.
- Vorbereitung der jährlichen Testierung der in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeisten KWK-Strommengen
- Kontaktaufnahme und Abstimmung der jeweiligen Maßnahmen mit dem BAFA

## WHAT A MESS!

### Soll die Implementierung intelligenter Messsysteme die Marktteilnehmer überfordern?



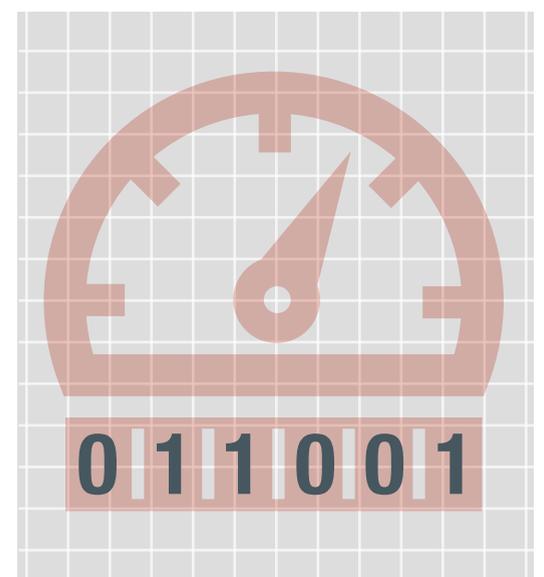
DIPL.-WIRT.-INF.  
STEFAN BRÜHL  
Partner Counsel

Durch die Veröffentlichung der Kosten-Nutzen-Analyse durch das BMWi ist ein weiterer wichtiger Schritt hin zur zukünftigen regulatorischen Ausgestaltung des flächendeckenden Rollouts von intelligenten Messsystemen (iMess) in Deutschland erfolgt. Man muss

sich allerdings fragen: Gibt es ein riesengroßes Durcheinander oder können die dadurch entstehenden Herausforderungen von der Mehrzahl der Energieversorger gemeistert werden? Sicher ist, dass mit der technischen Verfügbarkeit der iMess, d.h. deren Zertifizierung nach den technischen Richtlinien und dem Schutzprofil des BSI, nach Aussage der Hersteller ab Mitte 2014 zu rechnen ist. Wie und wann und ab welcher Energiemenge der Entnahme- bzw. Anschlussleistung der Einspeisestelle die Einbaupflicht intelligenter Messsysteme besteht und damit der Roll-Out erfolgen wird, darüber wird noch

entschieden. Fest steht: Es wird eine sehr große Zahl von Systemen sein. Trotzdem lässt die KNA die EVUs allein mit der Verpflichtung, nicht nur die iMess einzubauen, sondern auch erhebliche Effizienzen in den Prozessabläufen Ablesung, Abrechnung und Forderungsmanagement realisieren zu müssen. Initial wird aber ein Mehraufwand dadurch entstehen, dass die Implementierung der Marktrolle Smart meter Gateway Administrator (SMGWA) neue zusätzliche Abläufe erforderlich macht. Dadurch wird es bereits bei der Auswahl der Strategie zum individuellen Rollout bzw. bei der Entscheidung „Make, buy or cooperate“ für die Rolle des SMGWA notwendig, die damit verbundenen energiewirtschaftlichen Prozesse zu analysieren und den individuellen optimalen Soll-Zustand der internen und externen Prozesse zu finden. Eine Überforderung bei dieser Verpflichtung wird billiger in Kauf genommen. Um dieses Paradoxon aufzulösen, hat die BBH-Gruppe einen interdisziplinären Ansatz gewählt, bei welchem neben den wirtschaftlichen, fachlichen und technischen Aspekten auch die rechtlichen Blickwinkel umfassend beleuchtet werden.

Ziel dieser Kombination ist es, allen Kundengruppen eine vollständige (von der Strategiewahl bis hin zur Umsetzung) sowie umfassende (technisch, rechtlich und betriebswirtschaftlich) Beratung zukommen zu lassen, die interne wie auch externe Prozesse ohne Verletzung rechtlicher Stringenz optimiert und dabei möglichst effektiv bleibt.



# UNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN DER STROMNETZBETREIBER ZUR SICHERUNG DER SYSTEMSTABILITÄT

– Zur Umsetzung des BDEW/VKU-Praxis-Leitfadens –



DIPL.-ING.  
JENS GILMER  
Senior Consultant

## I. RECHTLICHER HINTERGRUND

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betrei-

ben. Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, geben die §§ 13 und 14 EnWG den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern gesetzliche Instrumente an die Hand, um im Falle von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems Maßnahmen zur Netzstabilisierung einzuleiten.

## II. NETZTECHNISCHE EINORDNUNG

Im existierenden Verbundsystem ist elektrische Energie nicht großflächig speicherbar, weshalb – vergleichbar mit einer Waage – ein ständiges Gleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung aller Kraftwerke und Verbraucherleistung erforderlich ist, um eine stabile Frequenz gewährleisten zu können. Kommt es durch willkürliches Verbraucherverhalten, schwankende Einspeisung von EEG-Anlagen oder Ausfälle konventioneller Kraftwerke zu Leistungsdefiziten oder -überschüssen, ergeben sich Frequenzabweichungen von der Netzfrequenz von 50 Hertz, die durch die regelzonen-verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen werden müssen. Die dynamische Veränderung des deutschen Kraftwerksparks führt demnach – neben der Herausforderung verschobener Erzeugungsorte und einhergehender erschwelter Transportanforderungen – zwangsläufig zu steigenden Regelhandlungen aufgrund der zunehmend volatilen Erzeugungsleistung.

Um die Frequenz im Übertragungsnetz konstant zu erhalten, wird bei Netzüber- beziehungsweise Netzunterspeisungen Regelenergie abgerufen, um das Gleichgewicht wieder herzustellen. Rei-

chen diese Reserven zur Frequenzhaltung nicht aus oder bestehen lokale Netzengpässe, werden durch die Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen ergriffen, die im Rechtsrahmen unter den §§ 13, 14 EnWG zusammengefasst sind. So wurden im Jahr 2012 an 344 Tagen Maßnahmen nach § 13 EnWG beziehungsweise § 11 EEG im Übertragungsnetz der TenneT TSO GmbH ergriffen, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

### Veränderte Aufgabenverteilung

War die Frequenz- und Spannungshaltung traditionell aufgrund der Top-down Lastflussrichtung großer zentraler Erzeugungsorte maßgeblich Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, sind die Übertragungsnetzbetreiber durch die Verschiebung der Erzeugungsorte zunehmend auf unterstützende Maßnahmen der unterlagerten Verteilernetzbetreiber angewiesen. Unterstützende Maßnahmen können als Reaktion auf Frequenzanstiege die Reduzierung von Einspeiseleistung

bedeuten oder im Falle von Frequenzabfällen Lastabwürfe notwendig machen. Die rechtlich verankerte Pflicht im EnWG nach §§ 13 und 14 zur Unterstützung durch Verteilernetzbetreiber existiert „auf dem Papier“ schon seit Jahren, wurde jedoch bislang häufig nur in der Zusammenarbeit des Übertragungsnetzbetreibers mit Verteilernetzbetreibern der 1. Ebene angewandt oder (im Falle einer globalen Systembilanzstörung) über festgelegte Aufteilungsschlüssel vom Übertragungsnetzbetreiber auf alle Verteilernetzbetreiber verteilt. Auch die allgemeinen Netz- und Systemregeln waren durch den Transmission-Code 2007 festgelegt. Doch durch die steigende Teilnahme an Unterstützungsmaßnahmen von Verteilernetzbetreibern niedriger Ebenen und damit durch Netzbetreiber, die nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, entstand ein „Vakuum“ an verbindlichen (Markt-) Vorgaben, an die sich die beteiligten Netzbetreiber im Falle von Unterstützungsmaßnahmen halten konnten.

RANG	ERZEUGUNGSANLAGE	GRUPPIERUNG
1	(z. B. Pumpspeicher)	GRUPPE 1
2	Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
3	Spitzenstromerzeugungsanlagen	
4	Konvention. Kraftwerke (ohne KWK)	
5	Wasser ohne Schwallbildung	GRUPPE 2
6	Windenergie	
7	Geothermie	
8	Bio-/Deponiegas	
9	Biomasse ohne KWK	
10	Photovoltaik	GRUPPE 3
11	BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
12	KWK-Anlagen	
13	Wasser mit Schwallbildung	
14	Biomasse mit KWK	
15	IKW - Prozesswärme	GRUPPE 4
16	Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	

Abb. 1: Rangfolge und Gruppierung von Erzeugungsanlagen, Quelle: www.bdew.de

Foto: iStock



**BDEW/VKU – Praxisleitfaden**

Der BDEW hat im Jahr 2012 in Zusammenarbeit mit dem VKU diese Lücke aufgegriffen und einen Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern veröffentlicht, der neben den rechtlichen Regelwerken und Haftungsfragen auch Elemente der informatorischen und operativen Kaskade zusammenfasst. Da sich der Leitfaden an Verteilnetzbetreiber jeder Ebene richtet, konnten lediglich generelle Vorgaben für die Kommunikationsprozesse, die Durchführung der operativen Kaskade inklusive vorheriger Netzanalyse sowohl auf Einspeiser-, als auch auf Letztverbraucherseite sowie Empfehlungen für die informatorische Kaskade aufgeführt werden. Die deutschen Netzbetreiber mit ihren stark variierenden Netztopologien, Unternehmensgrößen, Anzahl angeschlossener Erzeugungsanlagen und versorgter Letztverbraucher, technischer Aus-

rüstungen sowie betriebenen Spannungsebenen haben grundlegend unterschiedliche Handlungsmöglichkeiten. Verfügen manche Netzbetreiber aufgrund der technischen Ausrüstung an Umspannwerken oder Erzeugungsanlagen bereits über viele Netzinformationen, ist manch kleinerem Netzbetreiber nicht ersichtlich, mit welcher Leistung minutengenau aus dem vorgelagerten Netz Strom bezogen wird. Die Anforderungen des Leitfadens erscheinen deshalb gerade für die kleineren Netzbetreiber teilweise „unangemessen“.

**III. UNSERE BERATUNGSSCHWERPUNKTE**

**Kontrolle der „harten“, technischen Maßnahmen/Schalthandlungen**

Nach einer ersten Analyse der Struktur und technischen Beschaffenheit des Versorgungsnetzes wird gemeinsam vor Ort mit den zustän-

digen Mitarbeitern diskutiert und simuliert, welche Szenarien der Last- und der Einspeiserreduzierung möglich sind. Die Erfahrung der Vergangenheit hat gezeigt, dass es primär um die Umsetzungen der Möglichkeiten der Einspeiserreduzierung und somit die Entwicklung eines Einspeiserankings geht. Nach Entwicklung einer Abschaltreihenfolge der vorhandenen Anlagen werden eine Gruppierung sowie ein Vorschlag für eine Einbindung der Maßnahmen ins Netzleitsystem unterbreitet.

Zur Überprüfung der Vorgehensweise bei Szenarien der Lastabschaltungen werden maßgeblich die erstellten Abschaltgruppen analysiert. Diese sollten nach erfolgter intensiver Netzanalyse diskriminierungsfreie und rollierende Abschaltungen der Leitungszüge ermöglichen.

**Analyse der „weichen“ organisatorischen Abläufe/Prozesse**

Neben der Bewertung der grundsätzlichen Vorgehensweise bei Umsetzung der Anforderungen durch den vorgelagerten Netzbetreiber werden darüber hinaus die internen, prozessorganisatorischen Abläufe neben den eigentlichen Schalthandlungen untersucht. Hierbei spielen die potentielle Kommunikation mit Betroffenen, die Abrechnung von Erzeugungsanlagen, die Öffentlichkeitsarbeit und Dokumentationen eine wesentliche Rolle. Ferner werden Dienstweisungen sowie der interne Informationsfluss überprüft und Vorschläge für eine Anpassung unterbreitet, so dass die Wahrnehmung von unterstützenden Maßnahmen nach §§ 13, 14 EnWG gewährleistet ist.

ZEITEINHEITEN (16 X 1,5 h = 24 h)																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Abschaltgruppe 1	X										X					
Abschaltgruppe 2		X										X				
Abschaltgruppe 3			X										X			
Abschaltgruppe 4				X										X		
Abschaltgruppe 5					X										X	
Abschaltgruppe 6						X										X
Abschaltgruppe 7							X									
Abschaltgruppe 8								X								
Abschaltgruppe 9									X							
Abschaltgruppe 10										X						

Abb. 2: Abschaltgruppen nach Zeiteinheiten, Quelle: www.bdew.de

# PROZESSKOSTENANALYSE FÜR MEHR TRANSPARENZ IN DEN INDIREKTEN LEISTUNGSBEREICHEN

– Weg vom Denken in Abteilungen, hin zum Denken in Prozessen –



M.SC.  
MATTHIAS DAHLKE  
Senior Consultant



LL.M.  
VICTOR STOCKER  
Senior Consultant

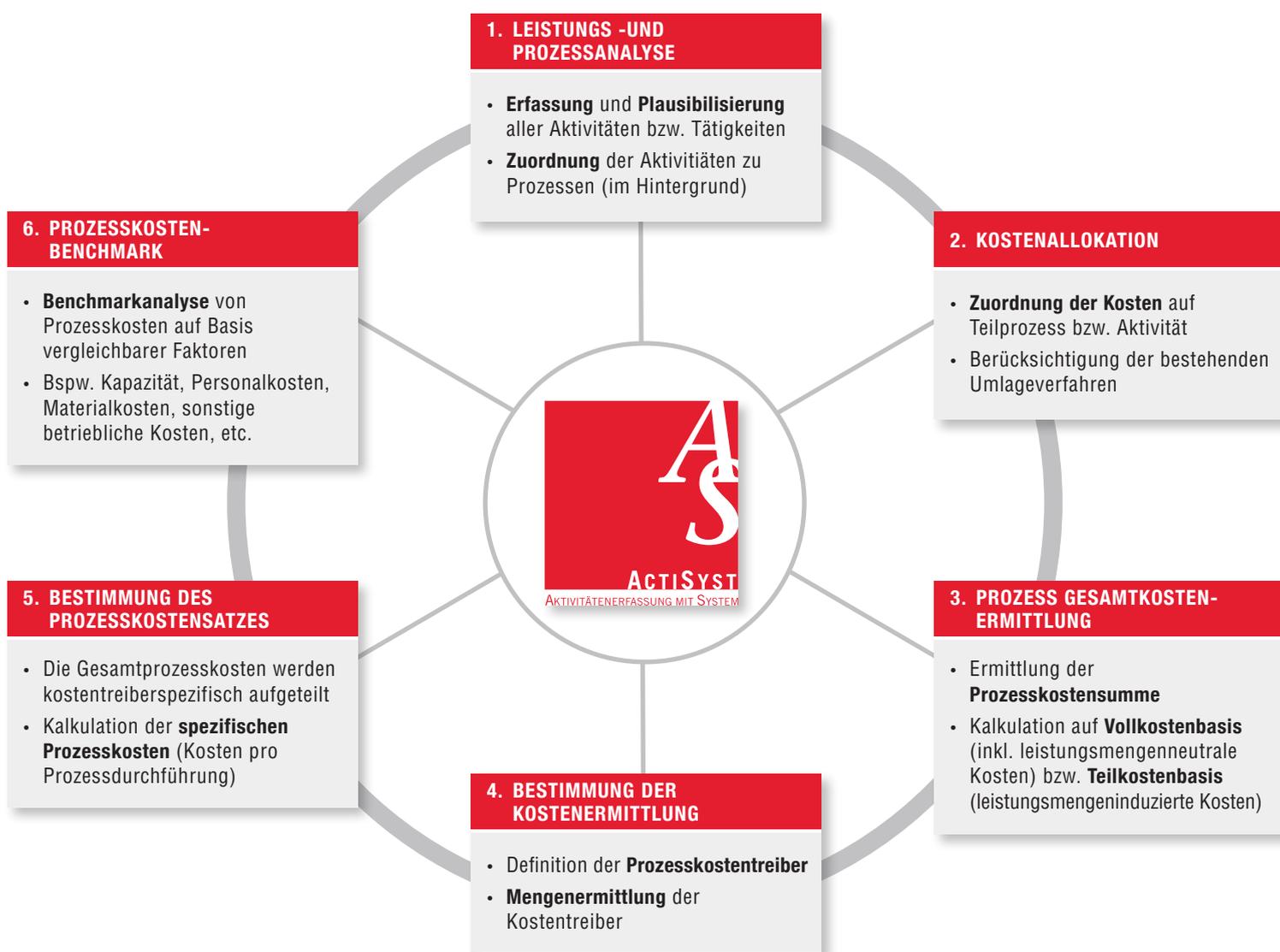
Die aktuelle Situation der Festlegung von Netzentgelten zeigt bei vielen Energieversorgungsunternehmen die Problematik in der Verrechnung interner Leistungsbereiche. Gerade Regulierungsbehörden sind auf der Suche nach Methoden zur Vergleichbarkeit und Transparenz der Gemeinkosten-

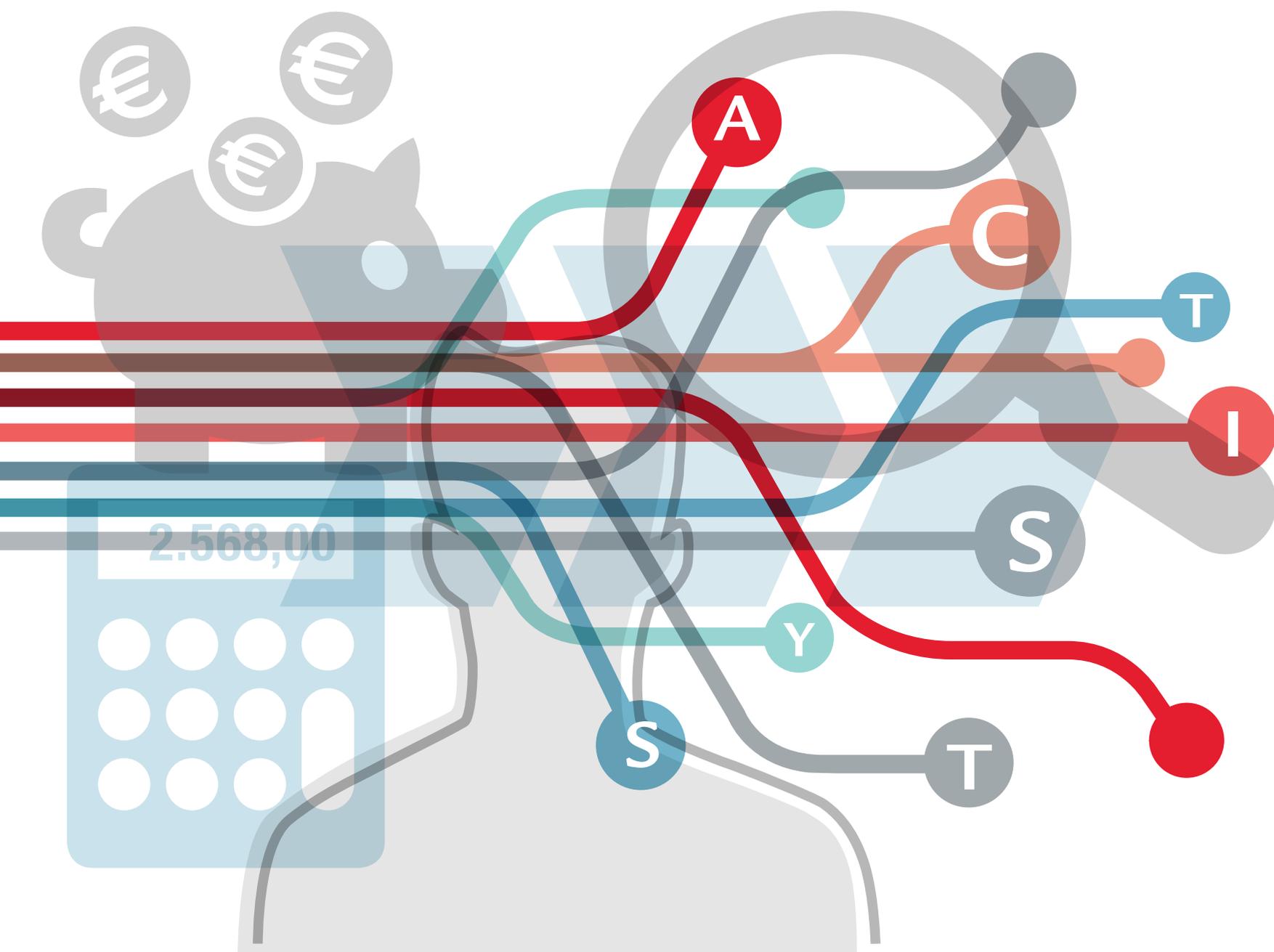
verrechnung. Dies und viele weitere Gründe erfordern eine vollständige Darlegung der Verrechnung der internen Leistungsbereiche. Hier tritt die Prozesskostenanalyse in den Vordergrund, mit der eine verursachungsgerechte Zuordnung der Gemeinkosten im Unternehmen auf die relevanten Geschäftsprozesse erreicht wird. Die Prozesskostenanalyse setzt auf der traditionellen Kostenrechnung auf und wird je nach Zielsetzung als Teil- oder Vollkostenrechnung durchgeführt. Typische Zielsetzungen in der Versorgungswirtschaft sind unter anderem:

- Exakte Ermittlung der Einflussgrößen auf Kosten (Kostentreiber, Maßzahlen)
- Angemessene Verrechnung von innerbetrieblichen Leistungen
- Kostenwahre Preiskalkulationen von Zusatzprodukten
- Unterstützung von strategischen Entscheidungen (z.B. Make-or-Buy)
- Benchmarking von Prozessen, Teilprozessen oder Kostenstellen
- Priorisierung von Prozessoptimierung
- u.v.m.

### Vorgehensweise

Die Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) hat für die Durchführung der Prozesskostenanalyse eine Systematik entwickelt, bei der „Top-Down-Elemente“ mit „Bottom-Up-Elementen“ kombiniert werden. Ausgehend von einem standardisierten Prozessmodell für die Energieversorgungswirtschaft werden aus der Vogelperspektive (Top-Down) die Geschäftsprozesse in Haupt- und Teilprozesse untergliedert. Die Teilprozesse können den einzelnen Organisationseinheiten (Abteilungen) bzw. Kostenstellen zugeordnet werden. Diese werden im weiteren Verlauf zu Hauptprozessen subsumiert, die häufig über mehrere Abteilungen hinweg verlaufen. Hieraus





resultieren gezwungenermaßen Schnittstellen, die vielfach zu Einschränkungen im Prozessablauf führen.

Für die Ermittlung der Prozessdauer hat die umfangreiche Praxiserfahrung gezeigt, dass eine Schätzung des Zeitbedarfs auf Teil- oder Hauptprozessebene (bspw. durch Führungskräfte) nur unzureichende Ergebnisse liefert. Aus diesem Grund wird der Zeitbedarf per Bottom-Up-Prinzip anhand der einzelnen Prozessschritte (Aktivitäten) durchgeführt. Durch einen umfangreichen Bestand eines Aktivitätenpools kann ein Großteil der einzelnen Prozessschritte bereits im Vorfeld dem jeweiligen Teilprozess zugeordnet werden, so dass die Erhebung der Zeiten für MitarbeiterInnen in allen Unternehmensbereichen ungemein erleichtert wird. Nach der erfolgreichen Ermittlung der Prozesskapazitäten (Zeitaufwände) werden die Prozesskosten ermittelt. Hierfür wird als Basis die traditionelle Kostenrechnung zugrunde gelegt und per Prozesskostenrechnung eine verursachungsgerechte Kostenallokation erreicht.

#### EDV-GESTÜTZTE PROZESSKOSTENANALYSE MIT ACTISYST

Für eine praktische Umsetzung der Prozesskostenanalyse hat BBHC eine eigene Softwarelösung namens ACTISYST entwickelt. Diese webbasierte Softwarelösung ermöglicht eine passwortgeschützte und anwenderorientierte Eingabe des Zeitaufwands pro Aktivität. Hierdurch kann eine Prozesskostenanalyse auch für ein gesamtes Unternehmen effizient durchge-

führt werden. Zusätzliche Features, wie bspw. das Hinzufügen individueller Aktivitäten oder die Eingabe in unterschiedlichsten Einheiten, komplettieren die Software.

#### Vorteile für Ihr Unternehmen

Umfangreiche Analysemethoden ermöglichen eine strukturierte Auswertung unterschiedlicher Fragestellungen. So können neben generellen Einsparungspotentialen auch relevante Benchmarks ermittelt werden. Bestehende Ineffizienzen durch redundante Aufgabenschritte und manuelle Nacharbeitung werden unmittelbar identifiziert und Handlungsempfehlungen können ausgearbeitet werden. Prozess(kosten)vergleiche, wie sie möglicherweise die Bundesnetzagentur (BNetzA) anstrebt, können umgesetzt werden.

Um das Potential der Prozesskostenanalyse optimal auszunutzen, wird häufig eine permanente Prozesskostenanalyse eingeführt. Hier wird die Systematik in die bestehende IT-Landschaft integriert und anhand bestimmter Kennzahlen (KPI) kontinuierlich gemessen. Durch die erhöhte Transparenz in der Verrechnung der indirekten Leistungsbereiche kann dies als ein hilfreiches Steuerungsinstrument zur Realisierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen genutzt werden, indem die Prozesse in den indirekten Leistungsbereichen kostengünstiger gestaltet oder mengenmäßig verringert werden.

# ANALYSE VON FERNWÄRMEPREISEN UND ENTWICKLUNG EINES KOSTENORIENTIERTEN PREISSYSTEMS



DIPL.-ING.  
ROLAND MONJAU  
Partner Counsel

Fernwärme hat mit einem Anteil von etwa 14 Prozent am Wärmemarkt eine große wirtschaftliche Bedeutung erlangt. Einerseits bildet sie angesichts der derzeit deutlich fallenden Stromgroßhandelspreise eine stabile Einkommensquelle für den Energieversorger. Andererseits trägt Fernwärme einen erheblichen Teil zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und somit zur Erreichung der politischen Klimaschutzziele bei. Vor diesem Hintergrund haben sich die Consultants der Becker Büttner Held Consulting AG auf die Analyse der Fernwärmepreise und die Entwicklung kostenorientierter und transparenter Preissysteme spezialisiert.

Unsere Consultants gehen nach einem in der Praxis bewährten Modell vor, welches die individuellen Herausforderungen des jeweiligen Fernwärmeversorgers berücksichtigt. Dabei stehen uns die Becker Büttner Held-Anwälte stets beratend zur Seite, um die rechtlichen Anforderungen einhalten zu können.

Der erste und zugleich sehr komplexe Schritt für den Energieversorger sowie für den Berater ist die Erfassung und die Analyse der Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Hier werden die Kosten erfasst und bewertet, unabhängig von der unternehmensinternen Kostenstruktur (Transferpreise, etc.).

In der zweiten Stufe werden Kosten auf Wärme und Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen verursachungsgerecht verteilt. Dies erfolgt anhand bewährter und wissenschaftlich anerkannter Methoden. Aufgrund der Vielfalt existierender Modelle muss genau abgewogen werden, welche sich am besten für die unterschiedlichen Kostenarten eignen. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob mehrere Methoden gleichzeitig Anwendung finden.

Ist der Kostenblock ausgearbeitet, nehmen wir die Kunden unter die Lupe. Mit statistischen Instrumenten analysieren wir den Kundenbestand und das Verbrauchsverhalten. Die analytische Herangehensweise erlaubt es, die Kundenstruktur zu visualisieren, um einerseits so Optimierungspotenzial zu identifizieren und andererseits ein Preissystem zu entwickeln, das besser auf die Kundengruppen zugeschnitten ist.

Im letzten Schritt erarbeiten wir auf Basis der bereits erhobenen Kostendaten eine transparente und rechtskonforme Preisanpassungsformel. Bei

## ENTWICKLUNG EINES KOSTENORIENTIERTEN PREISSYSTEMS

Erfassung und Analyse der Kosten aller relevanten Wertschöpfungsketten

Sachgerechte Kostenallokation auf einzelne Koppelpunkte im KWK-Betrieb

Bildung eines auf die individuelle Kundenstruktur zugeschnittenen Grund- und Arbeitspreises

Entwicklung einer transparenten und rechtskonformen Preisanpassungsformel

der Entwicklung der Formel werden alle aktuellen Bewegungen des Fernwärmemarktes berücksichtigt und einbezogen.

Durch unser unternehmensinternes Netzwerk von Mitarbeitern aus vielen erdenklichen Wirtschaftszweigen und von interdisziplinären Teams aus allen Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft ist es uns möglich, mit Experten der Energiebranche umfassend zu diskutieren und gemeinsam Lösungen für Ihren Erfolg zu erarbeiten.



# GESCHÄFTSMODELLENTWICKLUNG IM ENERGIEVERTRIEB

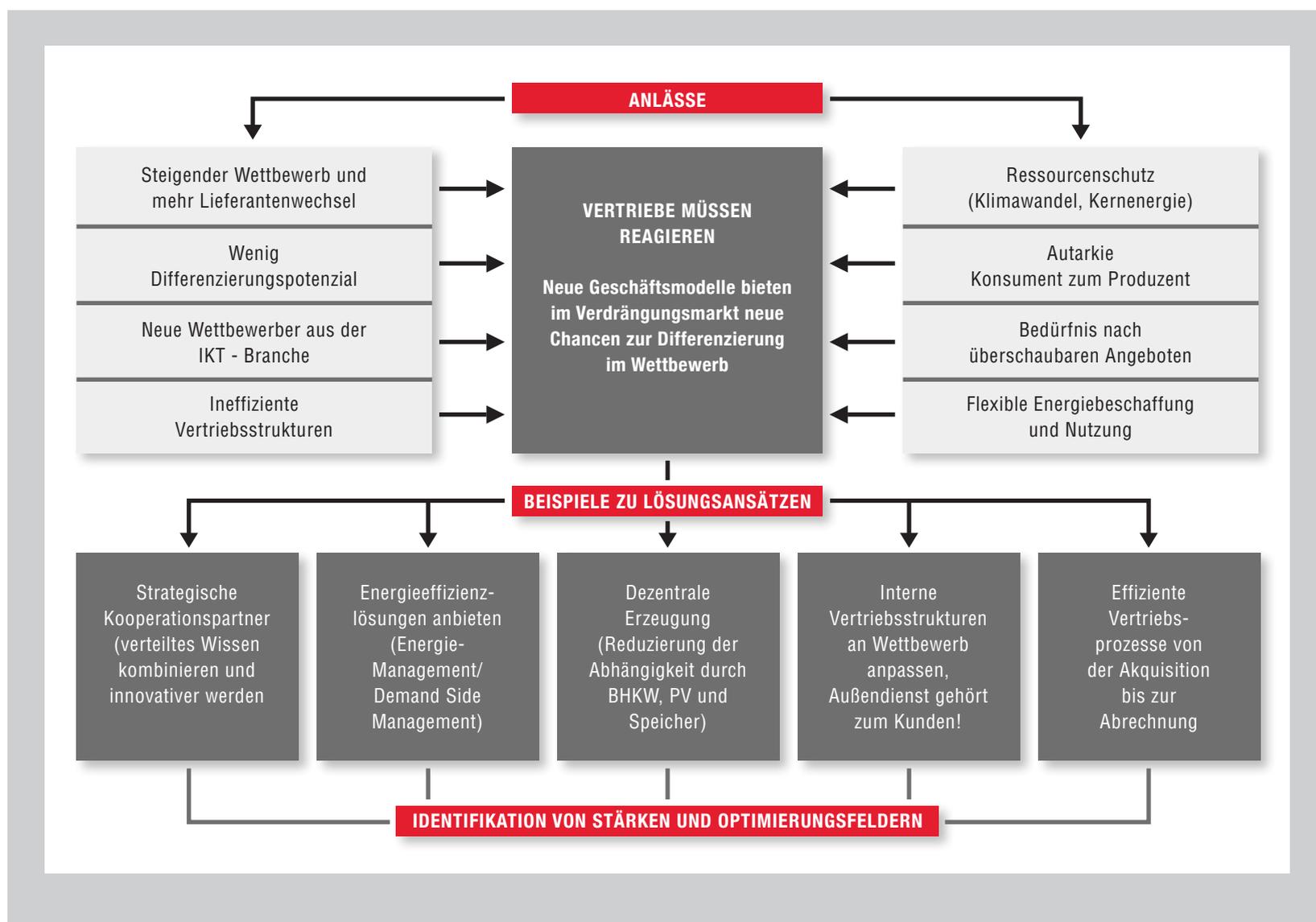
Der Energiemarkt befindet sich in einem grundlegenden Wandel mit wesentlichen Herausforderungen für den Energievertrieb. Trend dieses Wandels ist beispielsweise der Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Eigenstromversorgung. Investitionen in PV-, Wind- und BHKW-Anlagen amortisieren sich heutzutage wesentlich schneller über den eigenverbrauchten als über den eingespeisten Strom. Bei konsequenter Fortentwicklung dieses Szenarios zur Dezentralisierung von Stromerzeugung und -verbrauch beim Endkunden wird das Absatzpotenzial für Stromlieferungen zukünftig erheblich reduziert. Eine weitere zentrale Rolle wird die Einbindung von Dienstleistungen im Bereich Energieeffizienz spielen. Hierbei konkurrieren die Versorger mit neuen Wettbewerbern, besonders mit Anbietern aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Die neuen Wettbewerber stellen aber nicht nur eine Herausforderung für die Energieversorgungsunternehmen (EVU) dar, sondern bieten auch die Möglichkeit, durch Kooperationen strategische Vorteile zu erlangen.

Eine wesentliche Herausforderung hierbei ist es, interne Vertriebsstrukturen dem Wettbewerb anzupassen und effizientere Vertriebsstrukturen zu entwickeln. Für EVUs besteht die Notwendigkeit, sich mit diesen Themen

frühzeitig zu beschäftigen, da Kunden mit verändertem Nachfrageverhalten nach neuen Energielösungen suchen. Dementsprechend müssen neue Produkte den geänderten Kundenbedürfnissen angepasst und neue Technologien und Dienstleistungen in das Angebotsportfolio integriert werden. Die Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) hat sich in den letzten Jahren auf das Thema Geschäftsmodellentwicklung für den Energievertrieb spezialisiert. Die Experten der BBHC bieten Lösungen bei der Innovationsentwicklung, von der Ideenfindung bis hin zur Vermarktung neuer Produkte. So können zum Beispiel in den Kreativworkshops der BBHC Stärken des Mandanten identifiziert und Maßnahmenpakete zur konkreten Umsetzung eines neuen Produktes ausgearbeitet werden. Die BBHC steht Ihnen in jeglichen Fragen als praxisorientierter Partner mit ihren Experten in den Bereichen Beschaffung, Erzeugung, Netze und Vertrieb zur Seite, damit Ihr Unternehmen auf dem Weg zu neuen Geschäftsmodellen die richtigen Entscheidungen treffen kann.



M.SC.  
DAVID SIEGLER  
Consultant



# NEUE ANFORDERUNGEN IM MARKETING DURCH VERÄNDERTE MARKTBEDINGUNGEN UND KUNDENBEDÜRFNISSE

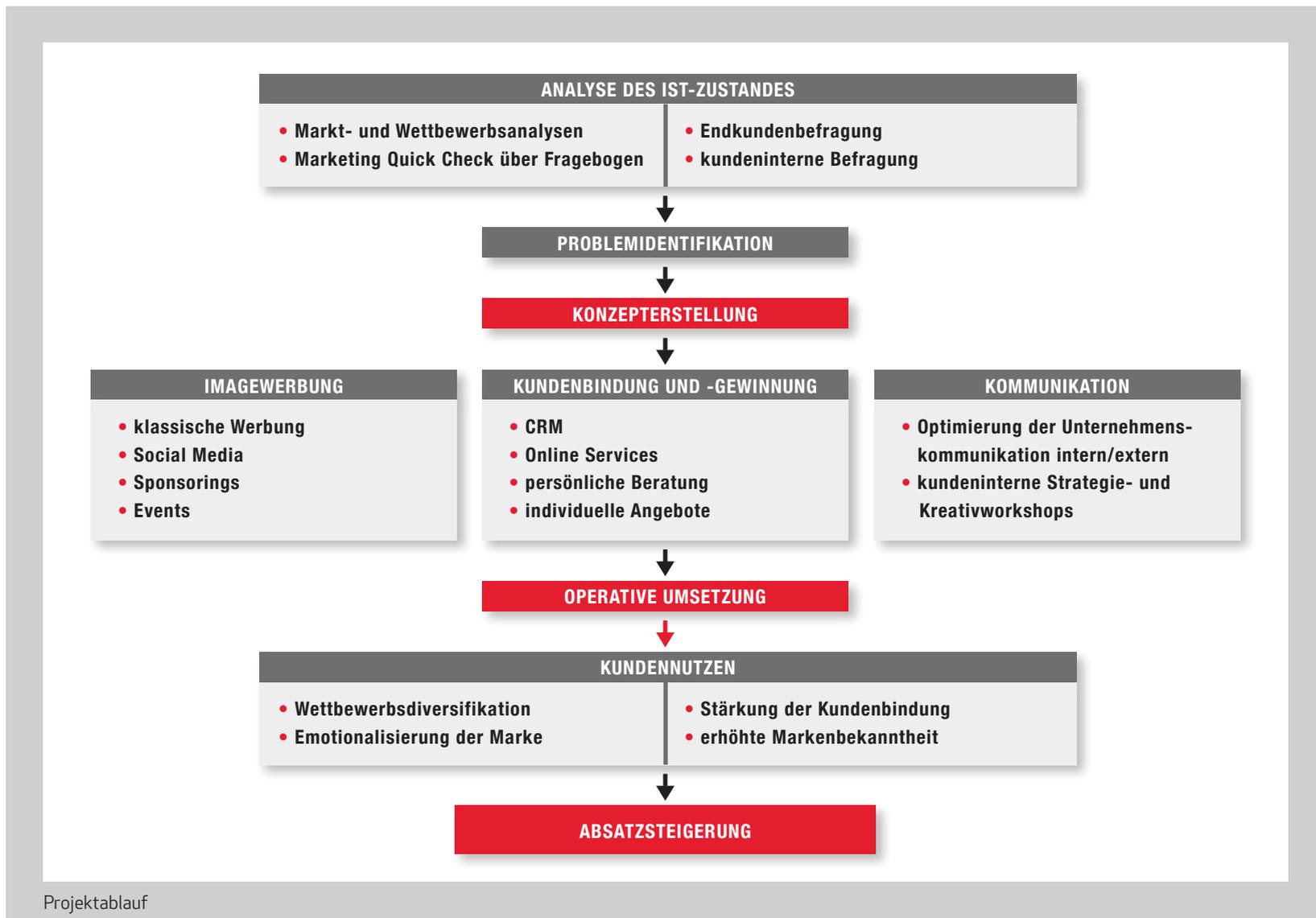
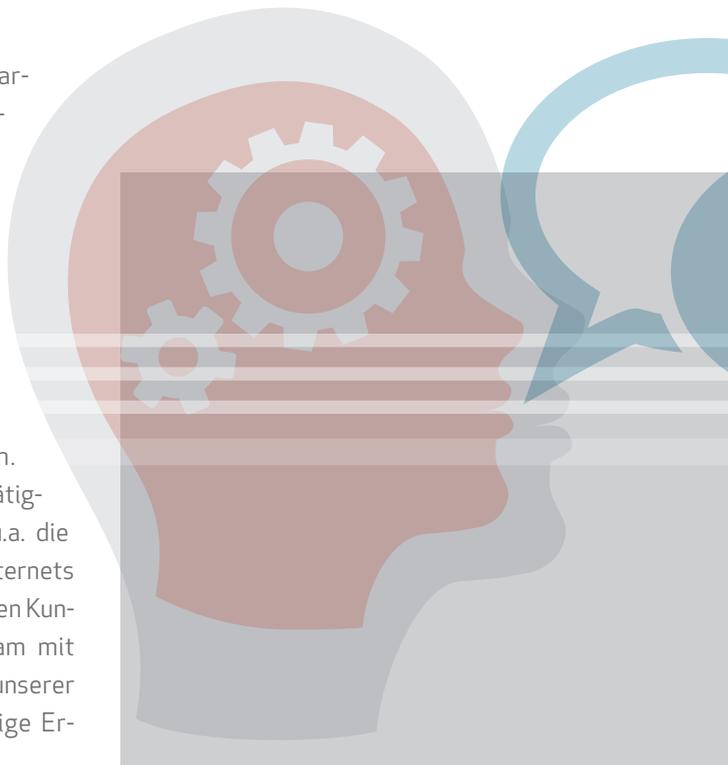


DIPL.-BETRIEBSW.  
OLIVIA SCHATZ  
Senior Consultant

Energieversorgungsunternehmen in Deutschland agieren in einem immer anspruchsvoller werdenden Markt- und Wettbewerbsumfeld. Bisherige Strategien müssen kritisch hinterfragt werden, neue Konzepte speziell im Marketing und Vertrieb sind für das Bestehen im sich verschärfenden Wettbewerb notwendig. EVUs müssen sich als eigene Marke positionieren, um vom Endkunden wahrgenommen zu werden und die Austauschbarkeit der Produkte Strom und Gas zu kompensieren. In einem immer umfangreicher werdenden Anbietermarkt mit einer unübersichtlichen Menge an Tarifen und Angeboten besteht die Herausforderung

für Energieversorgungsunternehmen darin, eigene Vorteile öffentlichkeitswirksam hervorzuheben und dem Endkunden verlässliche Orientierungshilfen zu bieten.

Für den Umgang mit veränderten Marktverhältnissen und Kundenbedürfnissen bietet die BBHC eine fundierte **Vertriebs- und Marketingberatung für Energieversorgungsunternehmen** an. Ein Schwerpunkt unserer Beratungstätigkeit im Bereich Marketing sind dabei u.a. die besonderen Chancen und Risiken des Internets für EVUs sowie Maßnahmen zur effizienten Kundenbindung und -gewinnung. Gemeinsam mit unseren Mandanten legen wir zu Beginn unserer Beratungstätigkeit kurz- und langfristige Erfolgsziele fest.





Wir bieten Beratungsmodule in verschiedenen Größen an, von der Websiteoptimierung bis hin zu einer umfassenden ganzjährigen Mediaplanung. Während des gesamten Umsetzungsprozesses sind wir an der Seite der beteiligten Unternehmen und begleiten sie durch die einzelnen Projektphasen. Unser Angebot gliedert sich in verschiedene Module, die nach Wahl in verschiedenen Kombinationen buchbar sind. Die Module lassen sich nach den Bedürfnissen des Mandanten individuell auf das jeweilige Unternehmen einstellen.

#### MODUL 1: IST-ANALYSE

Als ersten Schritt unserer Beratungsleistung bieten wir eine **Ist-Aufnahme** der Medienpräsenz des Unternehmens sowie eine **Kurz-Analyse** der Unternehmenswebsite an. Der Mandant erhält eine schriftliche Dokumentation mit den Stärken, Schwächen und dem Optimierungspotential der eigenen Medienpräsenz.

#### MODUL 2: KUNDENANALYSE/KUNDENBINDUNG UND NEUKUNDENGEWINNUNG

- Weiß das Unternehmen, was der eigene Endkunde denkt, was er sich wünscht, in welcher Lebenssituation er sich befindet, d.h. mit welcher Ansprache er am besten erreicht wird?
- Individuelle Berechnung: Verlust von Bestandskunden vs. ROI von Marketing-Maßnahmen

- Stichwort Kundenwert: Was kostet ein Kunde im „Unterhalt“? Mit welchen Kunden wird Geld verdient, was muss getan werden, um sie zu pflegen und zu halten?
- Online-Maßnahmen als Vertriebs-Tools zur Bestandskunden-Absicherung
- Kundensegmentierung / Zielgruppenanalyse
- Serviceoptimierung / CRM

#### MODUL 3: WEBSITE-OPTIMIERUNG UND ONLINE-SERVICES

- Wird das Unternehmen in Internet-Vergleichsportalen gefunden? Bietet die Website ein ansprechendes und informatives Angebot, findet der Kunde sich zurecht?
- Schlagworte wie Ad-Word Tracking, SEM und Content Management als Instrumente der modernen Marketing-Klaviatur
- Methoden für die optimale Präsenz in Suchmaschinen und Vergleichsportalen

**Anhand der Analyse von Praxisbeispielen bieten wir einen konkreten Maßnahmenkatalog zur Umsetzung an!**

#### MODUL 4: MARKETING-STRATEGIE UND MEDIA-PLANUNG

- Kennt das Unternehmen seine USPs? Was macht es einzigartig, was bietet es den Endkunden an Mehrwert?

- Wie steht es um die Bereiche Markenerinnerung und Wiedererkennung?
- Sind die Wettbewerber und deren Strategien genau bekannt?
- Chancen durch die effektive Nutzung von Medien – Gewinn von Neukunden und Erhalt von Bestandskunden
- Marketing Quick Check über Fragebogen
- Optimierung der Unternehmenskommunikation intern/extern (z.B. Kundenzeitschriften, Couponing-Systeme)
- Markt- und Wettbewerbsanalysen
- Marktforschung, Endkundenbefragung
- klassische Werbung / Sponsorings

#### MODUL 5: SOCIAL MEDIA UND BESCHWERDEMANAGEMENT ONLINE

- Social Media: Wie funktioniert es, was bringt es, was kostet es?
- Gemeinsam mit dem Kunden entwickeln wir eine Social Media Präsenz, die speziell zum Unternehmen passt
- Mit den Wölfen heulen: Beschwerdemanagement in sozialen Netzwerken
- Facebook, Twitter, Blogs: Wir machen Unternehmen fit für den Dialog mit Online-Zielgruppen



## NACHWORT 8 JAHRE BBHC

Die Vielfalt der Themen in unserer Broschüre und die zahlreichen Beratungsfelder, die unsere Experten vertreten, lassen vor allem eines deutlich werden: Die Energiewirtschaft befindet sich nach wie vor in einem höchst dynamischen Wandel, der auch in absehbarer Zukunft fortauern wird.

Nicht nur die Politik mit ihren ehrgeizigen Zielen für den Ausbau erneuerbarer Energien und eine höhere Energieeffizienz nimmt großen Einfluss auf die zukünftige Ausrichtung der Unternehmensstrategien, sondern auch Kunden und Wettbewerber treiben Effizienzprozesse stetig voran. Zunehmend rücken Themen wie dezentrale Erzeugung und eine Autarkie im Energiebereich in den Fokus vieler Endkunden.

Viele Energieversorger beschränken die Bedürfnisse ihrer Kunden dabei bislang nur auf die Versorgung mit Energieprodukten. In Zeiten von stark veränderten Kundenbedürfnissen muss jedoch aufmerksam geprüft werden, welche Zusatzangebote darüber hinaus für den Kunden von Nutzen sein können. Gesellschaftliche Trends wie maßgeschneiderte, individuelle Produkte, Transparenz und Nachhaltigkeit sind dabei eins zu eins auf die Energiebranche übertragbar.

EVUs müssen sich zukünftig verstärkt als eigene Marke positionieren, um sich vom Wettbewerb merkbar abzuheben und um die Austauschbarkeit der Produkte Strom und Gas zu kompensieren. In einem immer umfangreicher werdenden Anbietermarkt mit einer unübersichtlichen Menge an Angeboten besteht die Herausforderung darin, eigene Vorteile

öffentlichkeitswirksam hervorzuheben und dem Endkunden verlässliche Orientierungshilfen zu bieten. Um bestehende Geschäftserfolge erfolgreich fortführen zu können, muss fortlaufend geprüft werden, welche aktuell angebotenen Produkte und Dienstleistungen auch für den zukünftigen Markt Bestand haben können bzw. wo Erneuerungsbedarf entsteht. Dazu gehört auch die Entwicklung neuer, zukunftsfähiger Geschäftsfelder und -modelle.

Die Beschränkung auf das reine Commodity-Geschäft wird langfristig betrachtet nicht mehr ausreichen, um allen Anforderungen an eine zukunftsorientierte Ausrichtung des Energieversorgungsunternehmens gerecht zu werden. Die Möglichkeiten für ein weiteres Unternehmenswachstum sowie eine effektive Kundengewinnung und -erhaltung hängen dabei maßgeblich von schlanken internen Strukturen, geringen Kosten, einer ganzheitlichen Serviceorientierung und kostengünstigen Beschaffungsprozessen ab. Energieversorger sollten daher neben einer effektiven Ausrichtung aller Prozesse im Kerngeschäft rechtzeitig damit beginnen, Trends zu erkennen und neue Geschäftsfelder zu besetzen, um sich für die Zukunft sicher aufzustellen.

Energieversorger stehen heute mehr denn je vor der Herausforderung, sich für die Zukunft fit zu machen und für kommende Aufgaben gerüstet zu sein. Die effektive Zusammenarbeit mit Energieexperten und Vertriebsspezialisten kann dabei zum entscheidenden Wettbewerbsvorteil führen. Bei diesem Zukunftsprozess möchten wir Sie gerne unterstützen!

### IMPRESSUM

#### Herausgeber:

BECKER BÜTTNER HELD CONSULTING AG

[www.bbh-beratung.de](http://www.bbh-beratung.de)

Kontakt: [berlin@bbh-beratung.de](mailto:berlin@bbh-beratung.de)

#### Layout:

KREANAUTEN | Köln

[www.kreanauten.de](http://www.kreanauten.de)

Kontakt: [kontakt@kreanauten.de](mailto:kontakt@kreanauten.de)