

**Umbau oder Neubau**

Herausforderungen auf  
Profitabilitäts- und Vertriebsseite



# Trendumkehr der Profitabilität nicht erkennbar

Die traditionellen Energieversorger haben es in den 2010er-Jahren trotz massiven Kapitaleinsatzes nicht geschafft, eine wesentliche Trendwende in ihrer Profitabilität und Investor-Attraktivität herbeizuführen. Deloitte betrachtet in der Studie „Umbau oder Neubau – Wie gestalten Energieversorger die kundenzentrierte Transformation?“ die Gründe dafür und stellt die kundenzentrierte Transformation im Vertriebsgeschäft als zentrales Lösungselement vor.

Traditionelle Energieunternehmen sehen sich jedoch einer Reihe von unterschiedlichen Herausforderungen ausgesetzt, die hier beispielhaft für zwei Typen von Versorgern betrachtet werden.

## Typ 1

Überregionale Energieversorger mit Vertrieb als wesentlichem Teil des Geschäftsmodells

## Typ 2

Regionale Energieversorger mit stark diversifiziertem Geschäftsmodell einschließlich Vertrieb

Um die Profitabilität und damit verbundene Herausforderungen zu analysieren, werden zwei zentrale Kennzahlen betrachtet.

Der Return on Capital Employed (ROCE) wird als Indikator für die langfristige Kapitalverzinsung und damit Investor-Attraktivität herangezogen. Da größere Schwankungen im eingesetzten Kapital bei gleichbleibenden Vorsteuererträgen den ROCE stark beeinflussen, wird dieses separat ausgewiesen.

Die EBITDA-Marge wird hingegen zur Betrachtung des operativen Geschäfts genutzt, ohne Neu- und Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen. Obwohl gerade die bereinigten EBITDA-Margen ohne außerordentliche Posten schwer vergleichbar sind, bleibt die Kennzahl eine zentrale interne Steuerungsgröße aufgrund externer, darauf basierender Unternehmensbewertungen und Einschätzungen der Kreditwürdigkeit. Gerade letztere sind für Anfangsinvestitionen in neue innovative Geschäftsbereiche unerlässlich.

### Investor-Attraktivität zeigt beständige Herausforderungen

Abbildung 1 zeigt zwei Energieversorger vom Typ 1. Die Betrachtung ihres ROCE, insbesondere im Bezug zum durchschnittlich eingesetzten Kapital, verdeutlicht derzeitige Rentabilitäts Herausforderungen für diesen Typ.

Beispiel 1 verzeichnet über den Betrachtungszeitraum einen ROCE-Anstieg von ca. 2%. Insbesondere der Anstieg nach 2014 ist mit einem signifikanten Rückgang des Kapitaleinsatzes um 55% seit 2011 verbunden. Im letzten Jahr ist die Reduktion der Buchwerte von Sachanlagen ausschlaggebend. Ein nachhaltig positiver ROCE-Effekt bleibt daher abzuwarten.

Die Bandbreite der Herausforderungen für Typ 1 skizziert das zweite Beispiel. In den letzten beiden Jahren stehen sinkende Kapitaleinsatzungen im Segment Vertrieb steigenden Investitionen in den Segmenten Netze und Erneuerbaren Energie gegenüber. Dennoch sinkt der ROCE bei gleichbleibenden Kapitaleinsatzungen: Seit 2011 fiel dieser um mehr als 4%.

Zusätzliche Aussagen über mögliche Rentabilitäts Herausforderungen lässt die Betrachtung der EBITDA-Marge als weitere wesentliche Steuerungsgröße zu.

**Abb. 1 – ROCE-Entwicklung und durchschnittlich eingesetztes Kapital für Typ 1 Energieversorger 2011–2017**



(Oben: Entwicklung ROCE in %, unten: Prozentuale Entwicklung durchschnittlich eingesetztes Kapital seit 2011)  
 Quellen: Geschäftsberichte; Monitor Deloitte Analyse

### Diversifizierte regionale Energieversorger mit Erholung

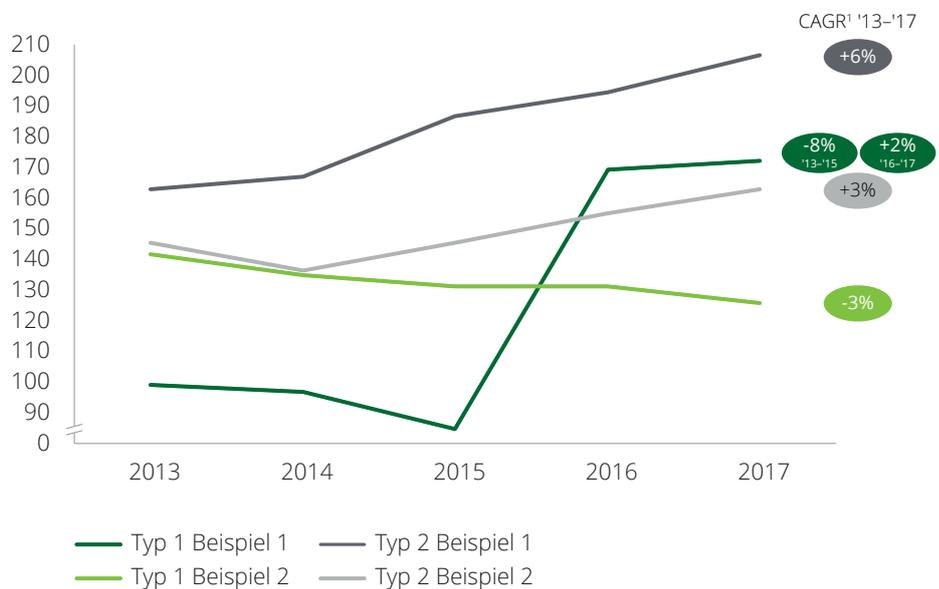
Bei der Betrachtung vier größerer deutscher Energieversorger zeigt Abbildung 2 ein jährliches EBITDA-Margenwachstum von 3 bis 6% für Typ 2 Energieversorger. Damit können regional derzeit noch steigende Wechselquoten, hohe Erstkundenrabatte und begrenzte Preisgestaltungsmöglichkeiten im Vertrieb abgedeckt werden.

Zukünftig wird die digitale Kundenfokussierung aber auch hier unumgänglich, um gegen verstärkt branchenfremde Konkurrenz aufgrund reduzierter Markteintrittsbarrieren zu bestehen und Anlaufverluste aus innovativen Geschäftsbereichen zu begrenzen.

Die beiden Typ 1 Energieversorger haben die wesentliche organisatorische Neuausrichtung abgeschlossen. Bei Beispiel 1 konnte der negative Trend gestoppt und ein leichtes EBITDA-Margenwachstum in 2017 realisiert werden. Im Vertriebsbereich ist hingegen gleichzeitig ein EBITDA-Margenrückgang von über 30% festzustellen. Beispiel 2 weist mit einem stärkeren Vertriebsfokus ein gesamthafte negatives EBITDA-Margenwachstum auf und liegt 2017 mit 37% deutlich unter dem Beispiel 2 des regionalen Energieversorgers.

Der Handlungsbedarf wurde bei beiden überregionalen Energieversorgern erkannt. Die Ambition der verknüpften Kundenlösungen in Verbindung mit einer durchgängig messbaren Kundenorientierung bedarf jedoch noch weiterer Anstrengungen. Neben der Einführung neuer Kennzahlen zur gezielteren Investitionsentscheidung im digitalen Bereich, können konkrete Maßnahmen zur Margenstabilisierung im klassischen Strom- und Gasvertriebsgeschäft ergriffen werden.

**Abb. 2 – EBITDA-Margenentwicklung Typ 1 und Typ 2 Energieversorger 2012–2017**  
(Prozentuale Entwicklung seit 2012, Typ 1 Beispiel 1 als Basis in 2012)



<sup>1</sup> CAGR = Compound Annual Growth Rate, die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate  
 Quellen: Geschäftsberichte; Monitor Deloitte Analyse

# Digitaler Vertrieb und Kundenerfahrung zur Margenstabilisierung

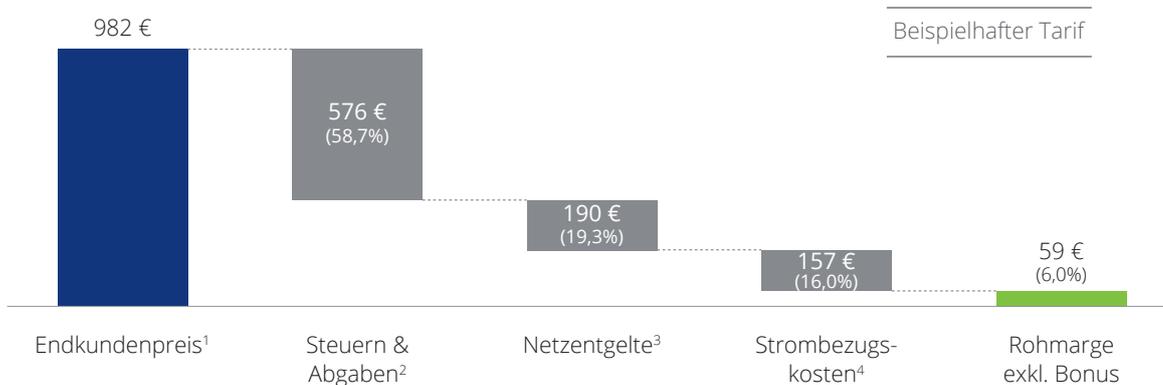
Zur vertieften Betrachtung des Margendrucks im Vertrieb bietet sich die Rohmarge als erste Analysestufe einer Deckungsbeitragsrechnung an. Anhand dieser beispielhaften Rechnung werden Maßnahmen betrachtet, um derzeitige EBIT-Margen im Vertriebsgeschäft von unter 2% zu steigern.

## Betrachtung der Rohmarge im Grundversorgungstarif

Die Betrachtung der Rohmarge eines beispielhaften Grundversorgungstarifes in Abbildung 3 macht deutlich, dass das

Margenpotential für Energieversorger im Commodity Vertrieb strukturell begrenzt ist. Der überwiegende Teil des Endkundenstrompreises wird mit ~ 78% durch Steuern, Umlagen und Netzentgelte verursacht und ist nicht beeinflussbar. Zieht man weiterführend die durchschnittlichen Strombezugskosten ab, verbleiben knapp 60 Euro als Rohmarge pro Jahr. Mit dieser Rohmarge müssen die Handels- und Vertriebsgemeinkosten des Energieversorgers gedeckt werden. Die verbleibende Gewinnmarge des Stromvertriebes ist somit bereits in Grundversorgungstarifen gering.

Abb. 3 – Jährliche Rohmarge in einem beispielhaften Grundversorgungstarif (in 40476 Düsseldorf)



<sup>1</sup> Stadtwerke Düsseldorf: Grundversorgungstarif in 40476 Düsseldorf, 3.500 kWh/Jahr, Tarifjahr 1  
<sup>2</sup> MwSt, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, EEG-, KWKG-, Offshore-, §19 StromNEV-, Abschaltbare Lasten Umlagen  
<sup>3</sup> Netzgesellschaft Düsseldorf: Netznutzungsentgelte für Kunden ohne Leistungsmessung, Preisblatt 2018  
<sup>4</sup> EEX: Phelix Baseload Year Future - Mittelwert zwischen Werten am 18.10.2017 (36,82 €/MWh) und 18.10.2018 (52,63 €/MWh); reale Kosten abhängig von Beschaffungsstrategie (Annahme hier: One-year-ahead)

Quellen: Stadtwerke Düsseldorf; Netzgesellschaft Düsseldorf; EEX; Monitor Deloitte Analyse

### Betrachtung der Rohmarge in „Discounttarifen“ mit Bonus

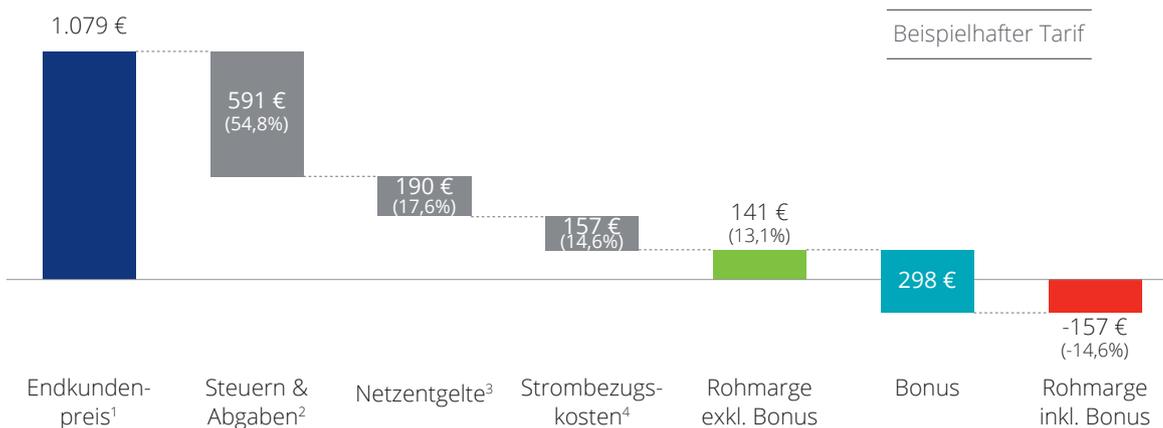
Preisvergleichsportale führen zu einer erhöhten Dynamik im Bestandskundengeschäft. Der Anteil der Kunden, die von einem Energieversorger beliefert werden, der nicht ihr Grundversorger ist, ist von 17% auf 29% in den letzten fünf Jahren gestiegen.

Hohe Boni dienen zur vorderen Platzierungen in Preisvergleichsportalen. Abbildung 4 zeigt beispielhaft einen solchen „Discounttarif“. Der gewährte Bonus von ~ 300 Euro lässt den Tarif im ersten Jahr preislich 20% unter dem Grundversor-

gungstarif liegen. Für dieses attraktive Preisangebot und die ersten Plätze im Preisvergleichsportale nimmt der Anbieter eine deutlich negative Rohmarge im ersten Jahr von ~ -15% in Kauf. Nach Abzug aller Kosten ist seine Gewinnmarge entsprechend tiefer im roten Bereich. Im zweiten Jahr kann hingegen eine Rohmarge von ~ 13% erzielt werden, die mehr als doppelt so hoch ist wie im Grundversorgungstarif.

Der Discountanbieter kalkuliert bewusst damit, einen Anteil der Kunden über das erste Jahr hinaus zu halten. Die Dauer der Kundenbindung ist daher die entscheidende Variable für die Wirtschaftlichkeit.

Abb. 4 – Jährliche Rohmarge in einem beispielhaften „Discounttarif“ mit Bonus (in 40476 Düsseldorf)



<sup>1</sup> Check24; Günstigster Anbieter am 19.10.2018 für 40476 Düsseldorf, 3.500 kWh/Jahr, Tarifjahr 1, Standardsucheinstellungen (Vertragslaufzeit 12 Monate, Sofortbonus und Boni bis 15%)

<sup>2</sup> MwSt, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, EEG-, KWKG-, Offshore-, §19 StromNEV-, Abschaltbare Lasten Umlagen

<sup>3</sup> Netzgesellschaft Düsseldorf: Netznutzungsentgelte für Kunden ohne Leistungsmessung, Preisblatt 2018

<sup>4</sup> EEX: Phelix Baseload Year Future - Mittelwert zwischen Werten am 18.10.2017 (36,82 €/MWh) und 18.10.2018 (52,63 €/MWh); reale Kosten abhängig von Beschaffungsstrategie (Annahme hier: One-year-ahead)

Quellen: Check24; Netzgesellschaft Düsseldorf; EEX; Monitor Deloitte Analyse

### Lösungsansätze zur Margenstabilisierung

Aufgrund regulatorischer Faktoren und externen Preisdrucks bleibt die Kosten- seite ein wesentlicher Hebel zur Margen- stabilisierung und -steigerung. Die Digitali- sierung bleibt als größter Hoffnungsträger bestehen, bedarf aber rigoroser Ein- schnitte in heutige Vertriebsstrukturen und -steuerungslogiken.

Durch einen tiefgreifenden Umbau oder sogar Neubau eines digitalen, kunden- zentrierten Vertriebes können die Cost- to-Serve (CtS) deutlich gesenkt werden. Unsere Erfahrungen zeigen, dass eine Reduktion von aktuell 20-30 Euro auf etwa 10 Euro pro Kunde pro Jahr möglich ist. Dies stellt, unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Rohmarge von nur 60 Euro pro Kunde pro Jahr, einen essenti- ellen Beitrag zur Margenstabilisierung dar. In der Praxis bedarf dies beispielsweise die nahtlose Integration von digitalen Kontaktkanälen mit umfangreichen Selbst- verwaltungsfunktionalitäten oder die Ein- führung von sogenannter Robotic Process Automation zur Effizienzsteigerung im Back-Office Bereich. Unsere Studie „[The robots are waiting – Are you ready to reap the benefits?](#)“ zeigt die damit verbunden Möglichkeiten auf.

Der zweite Hebel ist die Dauer der Kun- denbindung. Die Kundenbindung hängt direkt von der Kundenerfahrung ab, die über sogenannte Personas und Customer Journey Betrachtungen gezielt verbessert und digitalisiert werden kann. Außerdem ist eine passgenaue Kundenansprache die Basis für margenstärkere Mehrwert- dienste. Die Kundenerfahrung muss dabei vom Vertragsabschluss bis zu Zurückge- winnungmaßnahmen nach der Kündi- gung durchgängig betrachtet werden und dient über identifizierte Verbesserungen als transformatorisches Element.

Zusammenfassend führt diese kunden- zentrierte Transformation zur Reduktion des Margendrucks über nachhaltige CtS Reduktionen durch eine digital gestützte positive Kundenerfahrung.

## Ihre Ansprechpartner



**Dr. Thomas Schlaak**  
EMEA Sector Leader Power & Utilities  
Tel: +49 (0)151 5800 3840  
tschlaak@deloitte.de



**Christian Grapatin**  
Power & Utilities  
Tel: +49 (0)151 5800 5685  
cgrapatin@deloitte.de



**Mark Brosig**  
Power & Utilities  
Tel: +49 (0)151 5800 1826  
mbrosig@deloitte.de



**Johann-Maximilian Bohle**  
Power & Utilities  
Tel: +49 (0)151 5807 1215  
jbohle@deloitte.de

# Quellen

## **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Monitoringbericht 2017. Report, Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

## **Deloitte**

Umbau oder Neubau – Wie gestalten Energieversorger die kundenzentrierte Transformation?

<https://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/transformation-energieversorger.html>

## **The robots are waiting – Are you ready to reap the benefits?**

<https://www2.deloitte.com/de/de/pages/innovation/contents/robotics-process-automation-studie.html>

## **EnBW**

Geschäftsberichte 2011–2017

<https://www.enbw.com/company/investors/news-and-publications/publications/>

## **E.ON**

Geschäftsberichte 2011–2017

<https://www.eon.com/en/investor-relations/financial-publications/annual-report/archive.html>

<https://www.eon.com/en/investor-relations/financial-publications/annual-report.html>

## **EWE**

Geschäftsberichte 2012–2017

<https://www.ewe.com/de/investor-relations/publikationen/geschaeftsberichte>

## **Finanzen.net**

„EEX Strom Phelix Baseload Year Futurepreis historische Kurse in Euro“

<https://www.finanzen.net/rohstoffe/eex-strom-phelix-baseload-year-future/historisch>

## **Fraunhofer ISE**

„Annual electricity spot market prices in Germany“

[https://www.energy-charts.de/price\\_avg.htm?year=all&price=nominal&period=annual](https://www.energy-charts.de/price_avg.htm?year=all&price=nominal&period=annual)

## **Netzgesellschaft Düsseldorf**

Preisblatt Strom 2018

[https://www.netz-duesseldorf.de/media/netzgesellschaft\\_duesseldorf/preisblaetter/strom/2017-12-20\\_-\\_Preisblatt\\_Strom\\_2018.pdf](https://www.netz-duesseldorf.de/media/netzgesellschaft_duesseldorf/preisblaetter/strom/2017-12-20_-_Preisblatt_Strom_2018.pdf)

## **Stadtwerke Düsseldorf**

Preisbestandteile Duesselstrom Klassik

[https://www.swd-ag.de/medien/dokumente/vertragsbestaetigungen/preisbestandteile/preisbestandteile\\_duesselstrom\\_klassik.pdf](https://www.swd-ag.de/medien/dokumente/vertragsbestaetigungen/preisbestandteile/preisbestandteile_duesselstrom_klassik.pdf)

## **Stadtwerke München**

Geschäftsbericht 2017

<https://www.swm.de/dam/swm/dokumente/unternehmen/swm/geschaeftsbericht.pdf>



# Monitor Deloitte.

Die Deloitte Consulting GmbH („Deloitte“) als verantwortliche Stelle i.S.d. BDSG und, soweit gesetzlich zulässig, die mit ihr verbundenen Unternehmen und ihre Rechtsberatungspraxis (Deloitte Legal Rechtsanwaltsgesellschaft mbH) nutzen Ihre Daten im Rahmen individueller Vertragsbeziehungen sowie für eigene Marketingzwecke. Sie können der Verwendung Ihrer Daten für Marketingzwecke jederzeit durch entsprechende Mitteilung an Deloitte, Business Development, Kurfürstendamm 23, 10719 Berlin, oder [kontakt@deloitte.de](mailto:kontakt@deloitte.de) widersprechen, ohne dass hierfür andere als die Übermittlungskosten nach den Basistarifen entstehen.

Diese Veröffentlichung enthält ausschließlich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, den besonderen Umständen des Einzelfalls gerecht zu werden, und ist nicht dazu bestimmt, Grundlage für wirtschaftliche oder sonstige Entscheidungen zu sein. Weder die Deloitte Consulting GmbH noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited, noch ihre Mitgliedsunternehmen oder deren verbundene Unternehmen (insgesamt das „Deloitte Netzwerk“) erbringen mittels dieser Veröffentlichung professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendetwas im Vertrauen auf diese Veröffentlichung erlitten hat.

Deloitte bezieht sich auf Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL“), eine „private company limited by guarantee“ (Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht), ihr Netzwerk von Mitgliedsunternehmen und ihre verbundenen Unternehmen. DTTL und jedes ihrer Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbstständig und unabhängig. DTTL (auch „Deloitte Global“ genannt) erbringt selbst keine Leistungen gegenüber Mandanten. Eine detailliertere Beschreibung von DTTL und ihren Mitgliedsunternehmen finden Sie auf [www.deloitte.com/de/ueberUns](http://www.deloitte.com/de/ueberUns).

Deloitte erbringt Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Risk Advisory, Steuerberatung, Financial Advisory und Consulting für Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftszweigen; Rechtsberatung wird in Deutschland von Deloitte Legal erbracht. Mit einem weltweiten Netzwerk von Mitgliedsgesellschaften in mehr als 150 Ländern verbindet Deloitte herausragende Kompetenz mit erstklassigen Leistungen und unterstützt Kunden bei der Lösung ihrer komplexen unternehmerischen Herausforderungen. Making an impact that matters – für rund 286.000 Mitarbeiter von Deloitte ist dies gemeinsames Leitbild und individueller Anspruch zugleich.