

Effizienzsteigerungsprogramm erschließt Kostensenkungspotenziale bei Netzbetreibern

Matthias Niederprüm, Mario Dohr, Ulrich Rosen und Michael Timm

Die Regulierung bei Strom und Gas nimmt weiter zu. Damit steigt der Druck auf die Netzbetreiber, ihre Kosten- und Erlössituation in einem dynamischen Marktumfeld zu optimieren. Aktuell rücken vor allem die Betriebskosten in den Focus der Entgeltprüfungen. Neben den direkten Aufwendungen für den Netzbetrieb betrifft dies in erster Linie die zugeschlüsselten Kosten aus den Shared Services, die nicht selten einen Anteil von 40 % bis 50 % an den Netzentgelten ausmachen. Ein praxisbewährtes Effizienzsteigerungsprogramm hilft, die Kostensenkungspotenziale im gesamten Unternehmen zu erschließen und so zur Effizienz des Netzbetreibers beizutragen.

Im Rahmen der Anreizregulierung sollen weniger effiziente Unternehmen an das Niveau effizienter Netzbetreiber herangeführt werden. Die individuellen Unternehmensvorgaben orientieren sich dabei an den Werten der Netzbetreiber mit der höchsten Effizienz. Wesentliche Datenbasis für die verwendeten Vergleichsverfahren sind die auf der Grundlage des letzten Netzentgeltantrags genehmigten Kosten. In der Anreizregulierung werden die Netzkosten jedoch nicht mehr jährlich, sondern nur noch alle fünf Jahre (Basisjahre) zwecks Bestimmung der Erlösobergrenze erhoben. Die nächsten Kostenprüfungen stehen kurz bevor. Für die Sparte Gas ist 2010 und für die Sparte Strom 2011 das nächste Basisjahr.

Netzbetreiber unter Kosten- und Handlungsdruck

Dieses Vorgehen setzt viele Netzbetreiber zum Teil unter erheblichen Handlungsdruck. Sie werden gezwungen, ihre Kostenstrukturen zu überprüfen und Potenziale zur Senkung der Kapital- und Betriebskosten zu identifizieren. Ziel des nachfolgend beschriebenen modularen Effizienzsteigerungsprogramms ist es, für die Entscheidungs-

träger in den Versorgungsunternehmen und ihre spezialisierten Dienstleister,

- die Besonderheiten der jeweiligen Versorgungsaufgabe als Argumentationshilfe für Verhandlungen mit der Regulierungsbehörde herauszuarbeiten,
- die erforderliche Transparenz über Einsparererfordernisse zu schaffen,
- individuelle Handlungsfelder mit den größten Einsparpotenzialen zu identifizieren und
- konkrete Umsetzungsmaßnahmen zu definieren.

Effizienzsteigerungsprogramm mit vier Modulen

Das hier vorgestellte Effizienzsteigerungsprogramm wurde von dem Beratungsunternehmen ISI Management Consulting (ISI) aus Düsseldorf und dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) aus Aachen entwickelt. Es setzt sich aus vier Modulen zusammen. Das erste Modul beinhaltet eine Strukturdaten- und Kostenanalyse, das zweite vergleicht Prozesskosten [1] zwischen den verschiedenen Unternehmen. Aus den gewonnen Erkenntnissen

werden im dritten Modul schließlich Handlungsfelder identifiziert, konkretisiert und Vorschläge für deren Umsetzung erarbeitet. Modul 4 ermittelt abschließend die Einsparpotenziale.

Modul 1: Strukturdaten- und Kostenanalyse

In einem ersten Schritt ist es notwendig, konkrete Einsparererfordernisse zu ermitteln. Dafür werden beantragte und genehmigte Kosten gegenübergestellt. Eine weitere Kürzung erfährt der Netzbetreiber durch die Festlegung der Erlösobergrenze. Die Ermittlung dieser Kürzungen erfolgt durch die Gegenüberstellung der genehmigten Kosten mit den Erlösen aus dem letzten Jahr der ersten Periode.

Im Rahmen der von ISI/BET durchgeführten Untersuchungen lagen die Einsparererfordernisse in der Sparte Strom bei 15 % (inflationbereinigt 22 %) und im Gas bei 23 % (inflationbereinigt 28 %) gegenüber den beantragten Netzkosten. Da Kürzungen oft pauschal erfolgten, muss das Kürzungspotenzial auf die Kapital- und Betriebskosten aufgeteilt werden. Für die weitergehende Analyse der Einsparpotenziale ist es im nächsten Schritt notwendig, die physische Netzstruktur und die Kostenstruktur zu betrachten.

Für die Untersuchung der physischen Netzstruktur werden die im Rahmen der Effizienzwertermittlung abgefragten Merkmale sowie zusätzliche Parameter erhoben und im Hinblick auf signifikante Abweichungen mit allen in der Datenbank enthaltenen Unternehmen verglichen. Daraus lassen sich Besonderheiten der Netzstruktur erkennen. Bspw. kann eine überdurchschnittlich hohe Anzahl an Trafos Rückschlüsse auf höhere Wartungskosten liefern. Sind diese zudem nur mäßig ausgelastet, bestehen offenbar Schwächen im Netzkonzept. Dies kann jedoch auch historisch begründet sein. Die Strukturdatenanalyse liefert darüber hinaus Kennzahlen, die in die nächsten Schritte der

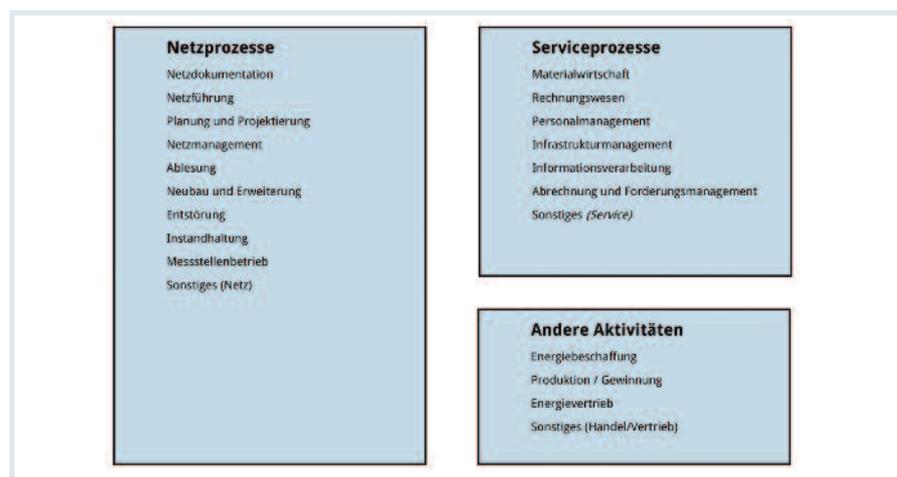


Abb. 1 Untersuchte Prozesse im Rahmen des Prozesskostenvergleichs

Untersuchung einbezogen werden und so etwaige Schwachpunkte bei der Schlüsselung der Kosten erkennen lassen.

In der Kostenstrukturanalyse werden die Kosten aus den Erhebungsbögen aufgeteilt und nach Kostenarten und Kostenstellen betrachtet. Hier hat sich eine Aggregation bestimmter Positionen, z. B. in Kapital- und Betriebskosten, bewährt. Die Kostenstrukturanalyse liefert erste Eindrücke über die Kostensituation der betrachteten Sparte. Erkennbar ist bspw., ob der Kapital- oder der Betriebskostenanteil im Vergleich zu anderen Unternehmen besonders hoch oder niedrig einzustufen ist. Das Ergebnis gibt Hinweise auf die jeweilige Aktivierungspolitik in der Vergangenheit oder atypische Investitionstätigkeiten.

Basierend auf den ermittelten Struktur- und Kostendaten lassen sich auch erste Rückschlüsse auf die Effizienz des Netzbetreibers ziehen. Dafür greift das Effizienzsteigerungsprogramm auf einen Datenpool aus 150 Strom- und 100 Gasnetzbetreibern zurück.

Modul 2: Prozesskostenvergleich

Im Rahmen des Prozesskostenvergleichs werden, wie Abb. 1 zeigt, zehn Netz- und sieben Serviceprozesse untersucht. Dabei sind die Bereiche Energiebeschaffung/-erzeugung und -vertrieb zunächst nicht Gegenstand der Betrachtung. Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse ist es notwendig, die einzelnen Geschäftsprozesse einheitlich festzulegen und in Bezug auf ihre Schnittstellen zu vor- und nachgelagerten Prozessen detailliert zu beschreiben. Für die Umrechnung der absoluten Kosten in Kennzahlen erfolgt eine Definition von signifikanten Vergleichsparametern je Prozess.

Da die Kosten der Serviceprozesse unternehmensindividuell u. a. auf die Netzprozesse verteilt werden, ergibt sich hier eine erste Möglichkeit, die Schlüsselpolitik spartenweise transparent zu machen und deren Verursachungsgerechtigkeit zu hinterfragen. Zur Verifizierung der Prozesskosten werden der aktuelle Netzentgeltantrag, der Betriebsabrechnungsbogen und der letzte Jahresabschluss herangezogen.

Der große Vorteil dieses Bearbeitungsablaufes liegt in der klaren Erkennbarkeit der primären Handlungsfelder nach den ersten beiden Modulen. Aus einer Reihe von durchgeführten Projekten ergeben sich folgende allgemeine Aussagen für die Serviceprozesse. Nahezu 60 % der Kosten entfallen auf die drei Prozesse Rechnungswesen, Infrastruk-

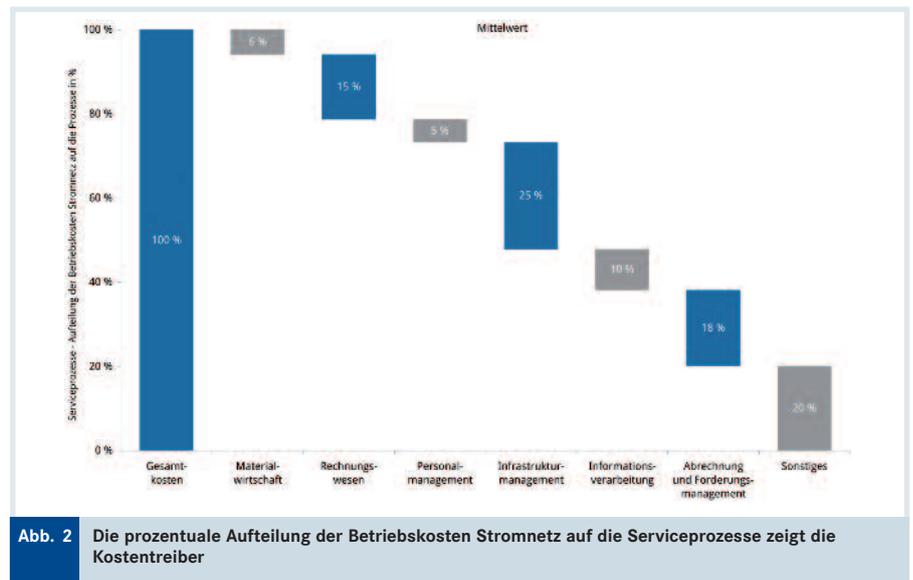


Abb. 2 Die prozentuale Aufteilung der Betriebskosten Stromnetz auf die Serviceprozesse zeigt die Kostentreiber

tur- sowie Abrechnungs- und Forderungsmanagement. Dabei ist kein wesentlicher Unterschied bei den als Kostentreiber wirkenden Prozessen zwischen den Sparten Strom und Gas erkennbar. Weiterhin ist zu beobachten, dass in den Serviceprozessen überwiegend die Personalkosten der treibende Faktor sind. Bei den Netzprozessen ergab sich, dass ca. 50 % der Kosten auf Neubau und Erneuerung, Instandhaltung und Messstellenbetrieb entfallen. Auch hier zeigte sich bei Betrachtung der Sparten ein ähnliches Bild, wie Abb. 2 verdeutlicht.

Modul 3: Umsetzung/Konkretisierung der Handlungsfelder

Die Identifikation und die Konkretisierung relevanter Handlungsfelder sind Ziele des dritten Moduls. Darüber hinaus werden in diesem Modul auch entsprechende Umsetzungsmaßnahmen zu deren Erschließung ermittelt. Zur Abschätzung der Kostensenkungspotenziale werden sowohl die für einen Prozess relevanten Strukturmerkmale als auch Kapazitäts- und Kostenbenchmarks herangezogen. Im Abrechnungsprozess sind das z. B.:

- Aufteilung der Gesamtkosten auf Kundengruppen (Strukturmerkmal);
- Rechnungen pro Mitarbeiterkapazität (Kapazitätsbenchmark);
- Kosten pro Rechnung Gesamt (Kostenbenchmark).

Im Abrechnungsbenchmarking lassen sich als wesentliche Ergebnisse erhebliche Kostenunterschiede von 30-40 % sowie große Unterschiede beim Output pro Mitarbeiterkapazität identifizieren (siehe Abb. 3). Daraus ergeben sich drei wesentliche Stell-schrauben im Abrechnungsprozess:

- Optimierung der Fertigungstiefe (z. B. interne vs. externe Zählerablesung vs. Kundenselbstablesung);
- Senkung der IT-Kosten (z. B. Verhältnis gewähltes Abrechnungssystem zur Unternehmensgröße);
- Erhöhung des Grades der Prozessautomatisierung (z. B. manuelle Zuordnungen im Zahlungsverkehr).

Modul 4: Ermittlung konkreter Einsparpotenziale

Zur Ermittlung konkreter Einsparpotenziale bietet sich eine „Top-down-Vorgehensweise“ an. Dazu wird in einem ersten Schritt das summarische Einsparpotenzial z. B. über die gesamten Netzkosten Strom bzw. über die gesamten Servicekosten ermittelt.

Es fällt auf, dass ein Kostenvergleich auf dieser Aggregationsstufe bereits zu interessanten grundsätzlichen Aussagen führt. Eine saubere Abgrenzung bei der Kostenerhebung ist aber erfahrungsgemäß schwierig. Da ein Teil der Mitarbeiter prozessübergreifende Tätigkeiten ausführt, erfolgt eine zeitanteilige Schlüsselung oft „nach Gefühl“.

Um die möglichen Einsparpotenziale ermitteln zu können, müssen signifikante Kennzahlen gebildet werden. Einerseits können diese eindimensional sein, wie z. B. die Gesamtkosten je Leitungslänge. Diese haben insbesondere über mehrere Serviceprozesse den Nachteil, dass die Korrelation zwischen den aggregierten Prozesskosten und einer einzigen Bezugsgröße oft nur unzureichend ausgeprägt ist. Andererseits beschreiben mehrdimensionale Kennzahlen die komplexen Versorgungsaufgaben besser und sollten daher bevorzugt werden.

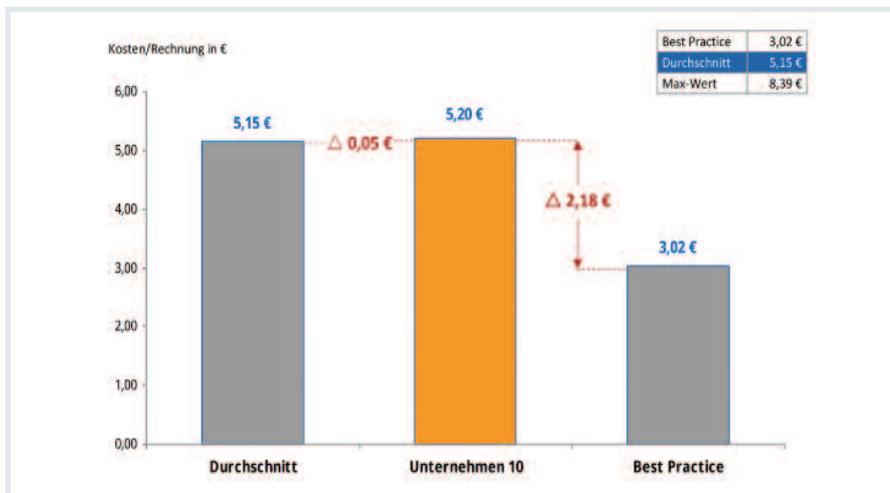


Abb. 3 Ein Kostenbenchmark identifiziert die wesentlichen Kostenunterschiede

Den einfachsten Fall stellt die vom britischen Regulierer Ofgem eingeführte Bezugsgröße „CSV“ [2] dar. In dieser „CSV“ werden Netzlänge, versorgte Einwohner und gelieferte Energiemenge gewichtet und mathematisch verknüpft, so dass eine gemeinsame Bezugsgröße entsteht. Die Praxis zeigt, dass die so berechneten Kennzahlen insbesondere für die Betrachtung von aggregierten Prozessen deutlich bessere Korrelationen und damit belastbarere Aussagen zu den Einsparpotenzialen liefern als Kennzahlen mit eindimensionaler Bezugsgröße. Erst in einem zweiten Schritt werden die Service- bzw. Netzprozesse einzeln betrachtet und einem Kostenvergleich unterzogen. Hierzu wird für jeden Prozess eine möglichst individuelle Bezugsgröße gewählt, die signifikant für die Entstehung bzw. Erklärung der Kosten ist und die spezifischen Prozesskosten über diese Kennzahl ermittelt.

Bei der Ermittlung der summarischen Einsparpotenziale ist zu beachten, dass die Ergebnisse von Schritt 1 (aggregierte Betrachtung) und Schritt 2 (Prozessbetrachtung) rein rechnerisch voneinander abweichen. Nur in der gemeinsamen Betrachtung können Hinweise auf ggf. inkonsistente Kostenzuordnungen erkennbar werden. Erst nach einem solchen Abgleich sind die Stärken und Schwächen eines Unternehmens bei der Ausführung einzelner Service- und Netzprozesse zu bewerten und realistische Einsparpotenziale zu bestimmen.

Effizienzsteigerungsprogramm bei mittleren und kleinen Unternehmen

Die beschriebenen Untersuchungsinhalte orientierten sich zunächst an den regulierungsrelevanten Fragestellungen und damit primär am Netzbereich Strom und Gas. In

einem nächsten Entwicklungsschritt erweiterten ISI/BET ihr Programm auf die Sparten Wärme und Wasser, ergänzt um Aktivitäten im Bereich Energiebeschaffung/-produktion und -vertrieb. Dies führte zu einer verbesserten Transparenz im Hinblick auf eine verursachungsgerechte Schlüsselung von Servicekosten (z. B. Personalwesen) auf die verschiedenen Netzbereiche oder von Netzkosten (z. B. Netzleitwarte) auf die betroffenen Netzbereiche.

Die Auswertung von Kosten- und Strukturkennzahlen allein reicht aber nicht aus, um einen validen Gesamteindruck von der Effizienz eines Unternehmens zu erhalten. Daher hat es sich bewährt, begleitend zur Datenerhebung Interviews zumindest mit den Führungskräften zu führen. Auf diese Weise können auch „weiche“ Faktoren (Unternehmenskultur, Kommunikationsstrukturen, Über-/Unterlastungen etc.) gewonnen und Abweichungen zwischen Organigramm und tatsächlicher Aufgabenzuordnung festgestellt werden. So ist auch eine bessere Interpretation der Zahlenwerte möglich. Oft ergeben sich hieraus zusätzliche Ansatzpunkte zur Optimierung der Prozesseffizienz und zur Kosteneinsparung. Die aus dem beschriebenen Prozesskostenvergleich gewonnenen Ergebnisse lassen sich ebenfalls für weitere Unternehmensentscheidungen nutzen. So stehen viele Netzbetreiber derzeit vor der Frage, ob sie sich um frei werdende Strom- und Gaskonzessionen im Umland bewerben sollen. Ein Problem stellt dabei die Kalkulation der Kosten für die Betriebsführung der Netze dar. Hier bietet es sich an, die eigenen spezifischen Prozesskosten auf das konkrete Mengengerüst des ins Auge gefassten Netzes anzuwenden und so verlässliche Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Übernahme zu erhalten.

Die ermittelten Prozesskosten machen es darüber hinaus einfacher, bestehende Dienstleistungsverträge mit Dritten zu bewerten oder die Kalkulation von Dienstleistungsentgelten vorzunehmen. Schreibt z. B. eine Nachbarkommune die technische und/oder kaufmännische Betriebsführung für ihre Netze aus, können die eigenen Prozesskosten auf die Strukturdaten des betrachteten Netzes übertragen werden. Auf dieser Basis lassen sich dann solide Angebote für einzelne Service- oder Netzaktivitäten oder den kompletten Full Service kalkulieren.

Auf kommende Anforderungen vorbereitet

Die Erfahrungen aus der letzten Entgeltenehmigungsrunde lassen vermuten, dass die Regulierungsbehörden im Zusammenhang mit Netzpachtmodellen verstärkt den Nachweis der Marktüblichkeit von Dienstleistungsentgelten einfordern werden. In Österreich hat die dortige Regulierungsbehörde E-Control bereits Standardprozesse definiert und eine entsprechende Kostenübermittlung verlangt. Die dort verwendete Erfassungsstruktur und Prozessdefinition decken sich fast vollständig mit der von BET/ISI verwendeten Systematik. Ziel der Regulierungsbehörde ist die Ermittlung der entsprechenden spezifischen Prozesskosten und die nachfolgende Festlegung von Preisobergrenzen für diese Standardleistungen. Ähnliches ist auch in Deutschland zu erwarten. Mit dem Effizienzsteigerungsprogramm von ISI/BET sind Netzgesellschaften auf entsprechende Anfragen der Regulierungsbehörden gut vorbereitet.

Anmerkungen

[1] Im Gegensatz zu einem Arbeitsprozess mit einem Anfangs- und Endpunkt und einem messbaren Zeitabstand zwischen diesen Punkten subsumieren wir in unserer Analyse Tätigkeitsschwerpunkte unter dem Begriff „Prozess“.

[2] Composite Scale Variable, Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) : Electricity Distribution Price Control Review, Final Proposals, London 2004, S. 69. Internet: <http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RetMkts/Metrng/Metering/Documents1/8944-26504.pdf>.

Dipl.-Ökonom M. Niederprüm MBA, Geschäftsführer, matthias.niederpruem@isi-mc.de; Dipl.-Betriebsw. M. Dohr, Manager, mario.dohr@isi-mc.de; ISI Management Consulting, Düsseldorf; Dipl. Ing. U. Rosen, Gesellschafter und Fachteamleiter, ulrich.rosen@bet-aachen.de; Dipl. Volksw. M. Timm, Berater, michael.timm@bet-aachen.de, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Aachen