



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website:

<http://bet-aachen.de/beratung/netzberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/marktberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/managementberatung/>

Strombeschaffung II

Grundlagen und Rahmenbedingungen 1

Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung 1.5

Regulierung des Netzzuganges 1.5.1

1.5 Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung

von Ralf Westermann und Piet Steinbach

1.5.1 Regulierung des Netzzugangs

Der Wettbewerb konkurrierender Gas- und insbesondere Stromnetze ist in Deutschland aus faktischen Gründen weitgehend ausgeschlossen. Zur Verwirklichung eines dennoch wettbewerblich organisierten Marktes bei der Versorgung mit leitungsgebundener Energie ist der diskriminierungsfreie Rechtsanspruch auf den Zugang aller Marktteilnehmer zu den Versorgungsnetzen unabhängig von den Besitzverhältnissen essenziell. Nur durch verbindliche und einfache Netzzugangsregeln bezüglich der vertraglichen und finanziellen Zugangsbedingungen kann sich ein Wettbewerb einstellen.

Der Gesetzgeber hat mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 die Umsetzung dieser ursprünglich auf EU-Basis entwickelten Anforderungen der *Bundesnetzagentur* (BNetzA) übertragen. Damit ist die Abkehr des ursprünglich in Deutschland eingeschlagenen Sonderweges des verhandelten (statt des wie im restlichen Europa gewählten regulierten) Netzzugangs nach den Regelungen der Verbändevereinbarungen vollzogen.

Energiewirtschafts-
gesetz

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Auslaufmodell Kostenprüfung	1.5.2

1.5.2 Auslaufmodell Kostenprüfung

Die BNetzA hat am 30.6.2006 der Bundesregierung ihren Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung vorgelegt. Er soll die Basis für eine Rechtsverordnung legen, die die Arbeit der BNetzA zukünftig legitimiert. Bis zur Verabschiedung der Verordnung werden die Netzentgelte einer Kostenprüfung unterzogen.

Hierbei befindet sich die grundsätzliche Zuständigkeit bei den Wirtschaftsministerien der Länder. Wohl ist für Netzbetreiber, an deren Netz mehr als 100.000 Kunden angeschlossen sind oder deren Netze sich über Landesgrenzen erstrecken, die Bundesnetzagentur zuständig. Ferner wird im Verfahren der Organleihe von manchen Bundesländern die Zuständigkeit an die Bundesbehörde abgegeben. Die eigentlich jedoch dezentral durchgeführte Kostenprüfung resultiert in sehr unterschiedlichen Verfahrensweisen. Zwischen den Bundesländern konnten erhebliche Divergenzen bezüglich Auffassung und Auslegung von Vorschriften und deren Umsetzung im Prüfungsverfahren beobachtet werden. Diese sachlichen Divergenzen führen zwangsläufig zu hohen rechnerischen Differenzen in den anerkannten Netzkosten. Eine solche Verfahrensweise führt nicht nur zu Ungerechtigkeiten im direkten Genehmigungsverfahren der Netzentgelte, sondern zieht auch zwangsläufig eine Streuung der spezifischen Startkosten, die bei Einführung der Anreizregulierung als Ausgangsbasis zugrunde gelegt werden, nach sich. Darüber hinaus zeichnet sich ab, dass der ambitionierte Zeitrahmen, den sich die BNetzA mit dem Starttermin 1.1.2008 für die Anreizregulierung gesetzt hat, nicht zu halten sein dürfte. Konsequenz steht in dem Falle zunächst eine zweite Runde der Kostenprüfung an, was die eben beschriebenen Probleme des ersten Durchlaufs voraussichtlich noch verstärken wird.

**Uneinheitliches
Vorgehen der
Regulierungs-
behörden**

Darüber hinaus sind die Kostenprüfungsmaßstäbe teilweise so streng und die Kürzungen der beantragten Kosten in Höhe und Begründung mitunter derart fragwürdig, dass einige Netzbetreiber vor existenziellen Problemen stehen und die gerichtliche Auseinandersetzung mit den Behörden fast zwingend erscheint. Eine Klagewelle, die das ausschließlich zuständige Oberlandesgericht in Düsseldorf förmlich überrollen dürfte, wird einen Systemwechsel aller Voraussicht nach zusätzlich sehr verzögern und erschweren, bevor er überhaupt stattgefunden haben wird.

Ein Vergleich der Netzbetreiber untereinander hat wohlgedenkt bei diesem regulatorischen Vorgehen noch zu keinem Zeitpunkt stattgefunden. Neben der Überprüfung der absoluten Kostenhöhe steht ferner – ebenfalls noch vor dem System einer Anreizregulierung – ein Unternehmensvergleich zur Verfügung, der auf Strukturklassen basiert. Hierbei wird bei den Unternehmen, die in einer Strukturklasse über den durchschnittlichen Kosten der Vergleichsunternehmen liegen, unterstellt, dass diese unangemessen hoch gebildet wurden.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Das Konzept der Bundesnetzagentur	1.5.3

1.5.3 Das Konzept der Bundesnetzagentur

Es sollen gemäß dem Bericht nach § 112a EnWG der Bundesnetzagentur ab dem 1.1.2008 zwei Regulierungsphilosophien zur Anwendung kommen: Die »Revenue Cap-Regulierung« und nach zwei Regulierungsperioden von in Summe sechs bis acht Jahren die »Yardstick Competition«. Erklärtes Ziel der BNetzA ist es, im ersten Schritt ein Angleichen der heute unterschiedlichen Effizienzniveaus zu erreichen, um diese dann in eine »wettbewerbsanaloge Situation« zwischen »effizienten Netzbetreibern« zu überführen.

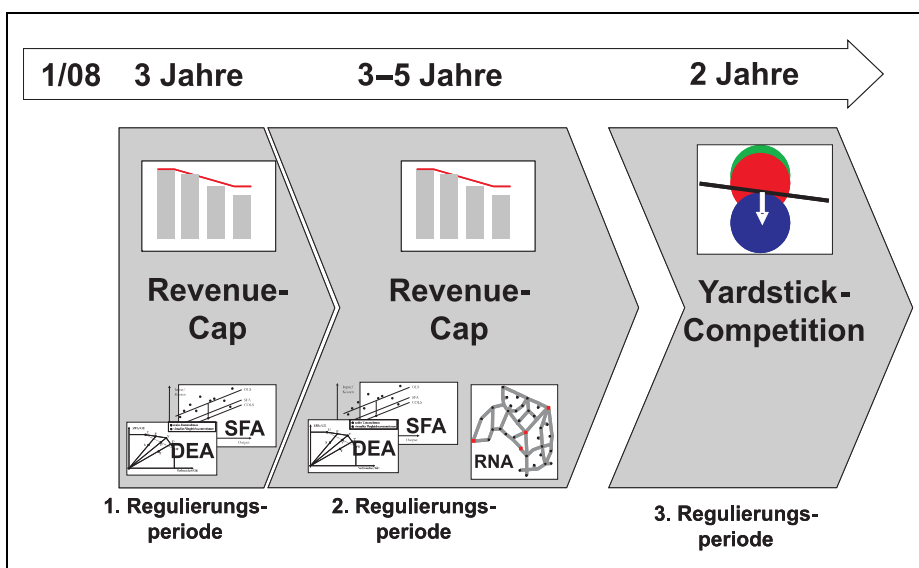


Abb. 1: Konzept der Anreizregulierung

- (1) Während der *ersten Anreizregulierungsphase*, die sich in zwei Regulierungsperioden aufteilt, der sog. Revenue Cap-Regulierung, sollen die Netzentgelte durch die *Vorgabe maximal zulässiger Umsatzerlöse* sukzessive von den tatsächlichen individuellen Kosten der Unternehmen entkoppelt werden. Innerhalb dieser Phase sollen Effizienzunterschiede zwischen den Unternehmen durch eine Angleichung aller Netzbetreiber an das Effizienzniveau des »Best-practice-Unternehmens« abgebaut werden. Ausgehend von der Höhe der tatsächlichen Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode folgen die Erlösbergrenzen einem Reduktionspfad, der umso steiler verläuft, je schlechter das durch die Behörde unter Anwendung verschiedener Analysemodelle errechnete Effizienzniveau des jeweiligen Netzbetreibers ausfällt. Für den Abbau der Ineffizienzen im Bereich der Betriebskosten sieht die Bundesnetzagentur einen Zeitraum von drei Jahren vor. Die Kapitalkosten sollen innerhalb von sechs bis acht Jahren an das Niveau des Branchenprimus angeglichen werden. Darüber hinaus müssen alle Unternehmen ihre Erlöse zusätzlich um einen jährlichen Produktivitätssteigerungsfaktor reduzieren.

Revenue-Cap-Regulierung

**Yardstick-
Competition**

- (2) An die Revenue-Cap-Regulierung schließt sich die sog. *Yardstick-Competition* an. Die Erlösvorgaben orientieren sich in diesem Regulierungssystem an der Kostenentwicklung aller Unternehmen innerhalb der Netzbetreiberbranche. So können z. B. die Kosten des durchschnittlich effizienten Unternehmens der Maßstab für die Erlösobergrenze sein (strukturelle Unterschiede zwischen den Unternehmen werden dabei durch Effizienzmessverfahren objektiviert). Um maximale Gewinne zu erzielen, versuchen die Netzbetreiber, ihre Kosten möglichst weit unter das Durchschnittsniveau zu drücken. Jede erfolgreiche Kostensenkungsmaßnahme reduziert wiederum den Durchschnitt selbst und führt dazu, dass die zulässige Erlösobergrenze ohne äußere Vorgabe von Reduktionspfaden absinkt. Die schärfste Variante der Yardstick-Competition liegt vor, wenn nicht die Kosten des durchschnittlich effizienten Vergleichsunternehmens, sondern diejenigen des Best-practice-Unternehmens mit vollständiger Effizienz den Maßstab für die Erlösobergrenzen bilden (sog. Frontier-Yardstick). Dieser Ansatz wird offensichtlich von der Bundesnetzagentur favorisiert.¹

Im Wesentlichen stellt sich den Netzbetreibern für die nächsten Jahre die Frage der *Effizienz des eigenen Netzes sowie dessen Betriebs*. Denn daraus resultiert (neben vergleichsweise untergeordneten weiteren Einflüssen) maßgeblich die Effizienzvorgabe und schließlich die erlaubte Erlösobergrenze bzw. die Reduktion der erlaubten Erlöse, denen im Zweifel unabhängig davon höhere Kosten gegenüberstehen können. Im internationalen Rahmen wurde und wird das Thema »Effizienzanalyse bei Stromnetzen« intensiv beforscht, untersucht, diskutiert und praktiziert – im Übrigen mit zum Teil mehr oder minder großem Erfolg, da es sich hierbei um eine sehr anspruchsvolle Materie handelt, bei der eine höchst komplexe Versorgungsaufgabe in Modelle und Modellannahmen fern der Realität komprimiert werden muss.

¹ S. Randnummer 175 im Bericht zur Anreizregulierung.

1.5.4 Kernstück der Anreizregulierung – Die Regulierungsformel

Mit der im Bericht enthaltenen Regulierungsformel wird die Bestimmung des Reduktionspfads für die Erlösobergrenze durchgeführt (s. Abb. 1, unterer Teil). Die mit Hilfe der Formel ermittelte Erlösobergrenze umfasst den Betrag, der innerhalb des jeweiligen Betrachtungsjahres maximal durch Netzentgelte und sonstige Erträge (sog. »kostenmindernde Erlöse« wie z. B. aktivierte Eigenleistungen, Auflösung von Baukostenzuschüssen, Nebengeschäfte) von Kunden eingenommen werden darf. Kurzfristige mengenbedingte Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen werden auf ein sog. Regulierungskonto verbucht, das spätestens im Folgejahr ausgeglichen werden muss (s. Abb. 1 oberer Teil).

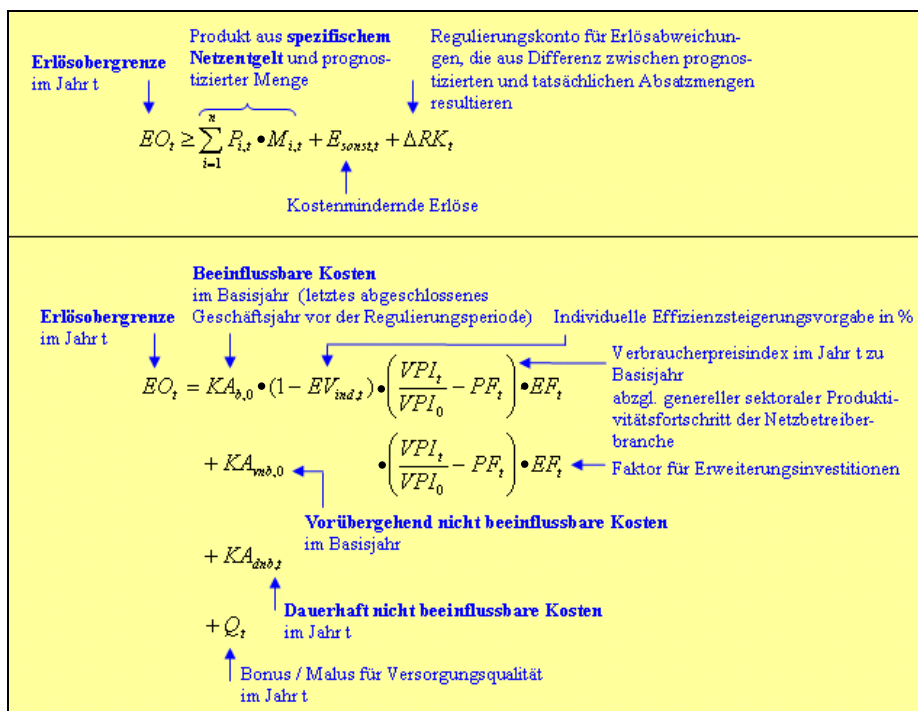


Abb. 1: Regulierungsformel

Die unternehmensindividuellen Kosten bilden die Grundlage für die Berechnung der Erlösobergrenze. Wie im heutigen System der Kostenregulierung werden sie einem Genehmigungsverfahren durch die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesregulierungsbehörden unterzogen. Um unterschiedliche Aktivierungspraktiken zu berücksichtigen und um Investitionshemmnisse zu verhindern, ist zudem die Einführung eines sog. »technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters« geplant, in dem alle physisch vorhandenen Anlagen abgebildet werden sollen. Noch betriebene Anlagen, die bereits abgeschrieben oder nicht aktiviert worden sind, sollen durch sog. »Standardkosten« im Rahmen des Effizienzvergleichs kalkulatorisch berücksichtigt werden.

Die Gesamtkosten der Unternehmen werden von der Behörde in drei Gruppen unterteilt: Von den Gesamtkosten des Netzbetreibers werden zunächst die so genannten (1) »dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten« (wie z. B. die Kosten des vorgelagerten Netzes) abgezogen. Der verbleibende Kostenblock findet Eingang in das Benchmarking. Je nach Effizienzergebnis wird dieser verbleibende Kostenblock in (2) »vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten« und (3) »beeinflussbare Kosten« geteilt.

Kostengruppen Je nach Gruppe werden die Kosten mit unterschiedlichen Reduktions- und Erweiterungsfaktoren versehen und tragen auf diese Weise voll oder teilweise zur Bestimmung der Erlösobergrenze bei. Im Folgenden werden die Kostengruppen sowie ausgewählte Faktoren näher beschrieben:

(1) Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{dnb,t}$)

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten können von den Netzbetreibern weder durch Effizienzverbesserungsmaßnahmen noch durch Veränderung der strukturellen Rahmenbedingungen verändert werden. Berechtigterweise erhöhen sie daher in vollem Umfang (ohne Ansatz von Reduktionsfaktoren) die Erlösobergrenze. Gegenstand viel geäußelter Kritik ist hingegen die Zusammensetzung der Kostenanteile, die in diese Gruppe einfließen. Sie beinhaltet:

- staatlich veranlasste Kosten (Steuern und Abgaben),
- Kosten vorgelagerter Netzbetreiber,
- Energiebeschaffungskosten für Ausgleichsleistungen.

Die aus Altinvestitionen resultierenden Abschreibungen, deren Gesamthöhe durch vergangene Investitionsentscheidungen determiniert ist und von den Unternehmen weder kurzfristig noch dauerhaft beeinflusst werden kann, werden in dieser Aufstellung nicht berücksichtigt. Im kapitalintensiven Geschäft der Netzbetreiber wirkt sich dieses »retrospektive Anreizsystem« für Investitionen vergangener Zeiträume (angesichts der langen Lebensdauer von Anlagen der Energiewirtschaft sind dies z. T. mehr als 55 Jahre) auf einen erheblichen Teil der Gesamtkosten negativ aus.

(2) Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{vnb,0}$)

Auf den nach Abzug der oben beschriebenen »dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten« verbleibenden Kostenblock werden von der Bundesnetzagentur drei unterschiedliche Effizienzmessverfahren angewandt. Im Einzelnen sind dies:

- Stochastic Frontier Analysis (SFA) als parametrische Methode,
- Data Envelopment Analysis (DEA) als nichtparametrische Methode,
- Referenznetzanalyse als analytisches Kostenmodell.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Kernstück der Anreizregulierung – Die Regulierungsformel	1.5.4

Mit Hilfe der Effizienzanalysen wird ein Teil dieses Kostenblocks durch vorab definierte Kostentreiber begründet. Diese auf exogene, vom Netzbetreiber nicht steuerbare strukturelle Rahmenbedingungen (wie z. B. Zählpunkte, geografische Fläche, Jahreshöchstlast) zurückzuführenden Kosten sind die vermeintlich effizienten Kosten des betrachteten Unternehmens. In der Begriffswelt des Berichts werden sie etwas unglücklich als »vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten« bezeichnet. Die Ermittlung erfolgt durch einen Kostenvergleich mit dem Best-practice-Unternehmen, wobei der Anteil der Kostenabweichung, der auf unterschiedliche Strukturmerkmale bzw. Output-Parameter zurückzuführen ist, objektiviert wird.

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten setzen sich somit zusammen aus den Kosten des Referenzunternehmens zzgl. den darüber hinausgehenden zusätzlichen Kosten, die durch äußere Einflüsse erklärt sind (s. Abb. 2).

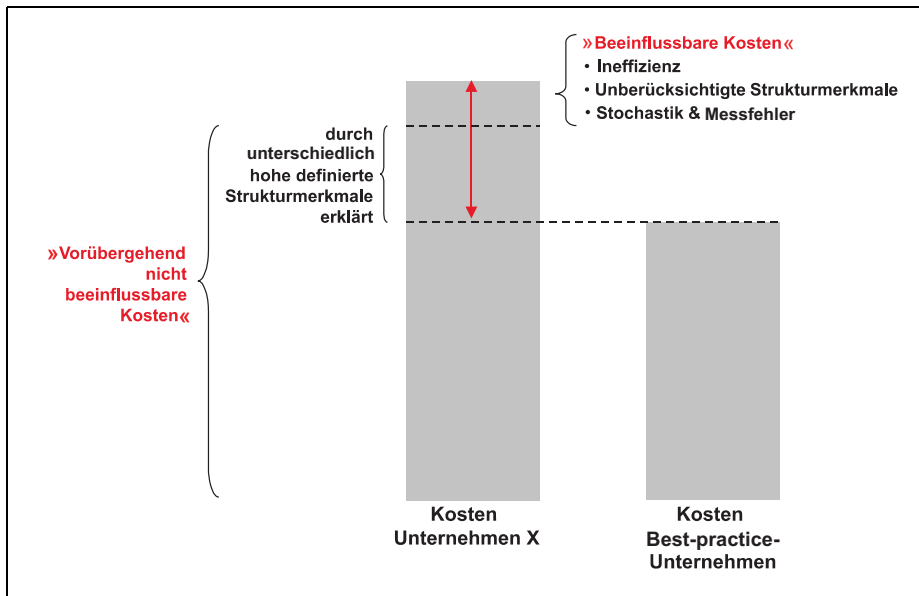


Abb. 2: Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten

In der Regulierungsformel erfolgt die Trennung der »beeinflussbaren« und »vorübergehend nicht beeinflussbaren« Kosten wie folgt: Nach Abzug der »dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten« von den Gesamtkosten verbleibt wie oben erwähnt ein Kostenblock. Durch Multiplikation dieses verbliebenen Kostenblocks mit den in Prozent angegebenen individuellen Effizienzwerten des jeweiligen Netzbetreibers wird er in »beeinflussbare« und »vorübergehend nicht beeinflussbare« Kosten aufgeteilt.² Von den unter-

² Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Maximalwert für die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten aus (Absatz 352). Eine zusätzliche Verlagerung der Kostenaufteilung von den vorübergehend beeinflussbaren Kosten zu den beeinflussbaren Kosten ist somit rechnerisch möglich. Dies hätte eine zusätzliche Reduktion der Erlösobergrenzen zur Folge. Im Bericht bleibt offen, in welchen Fällen eine solche zusätzliche Verlagerung erfolgen soll.

schiedlichen Effizienzwerten aus drei Messverfahren fließt das jeweils beste Ergebnis zugunsten der Netzbetreiber in die Berechnung ein (sog. Best-Abrechnung).

Die »vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten« werden zu Beginn der Regulierungsperiode auf der Basis der Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (t0) für mehrere Jahre festgesetzt. Sie sind keinen individuellen Effizienzsteigerungsvorgaben, wohl aber einer allgemeinen Produktivitätssteigerungsrate unterworfen.

**Faktoren zur
Kostenentwicklung
während der
Regulierungsperiode**

Der Entwicklung der Kosten durch Netzerweiterungen und Inflationseffekte sowie der sukzessiven Reduzierung der aus den Kosten abgeleiteten Erlösobergrenzen durch Produktivitätsvorgaben während der Regulierungsperiode soll durch drei Faktoren Rechnung getragen werden:

1. Inflation $\frac{VPI_t}{VPI_0}$

Zur Berücksichtigung eines Ausgleichs der allgemeinen Geldentwertung und des gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts wird der durch das Statistische Bundesamt erhobene Verbraucherpreisindex herangezogen.

2. Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt PF_t

Dieser Faktor beschreibt die Differenz zwischen dem (bereits in der Inflation berücksichtigten) Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft und dem der Energienetzbranche. Die Bundesnetzagentur vermutet, dass der Sektor der Netzbetreiber einen zusätzlichen Produktivitätsfortschritt erzielen kann, der über den der Gesamtwirtschaft hinausgeht. Sie begründet diese Überlegung damit, dass die bestehende »nicht regulierte« Monopolmarktsituation zukünftig nicht mehr fortbesteht und durch eine simulierte Wettbewerbssituation ersetzt wird.

Dabei lässt die Behörde außer Acht, dass insbesondere privatisierte Energieversorger zur Erfüllung der Renditeerwartungen ihrer Investoren bereits seit geraumer Zeit unter Kostendruck wirtschaften und zu einer rationalen Betriebsführung verpflichtet sind. Letztendlich kann nur eine anhand plausibler Daten quantifizierte Prognose eindeutig belegen, ob der Produktivitätsfortschritt der Netzbetreiber größer oder kleiner ist als der der Gesamtwirtschaft. Ferner ist es ein grober Fehler, die gesamte Energiebranche und deren Produktivitätssteigerung der vergangenen Jahre mit dem Netzbetrieb gleichzusetzen. Besonders deutlich wird dies z. B. an der in dem Fall fälschlich einbezogenen Steigerung der (technischen) Wirkungsgrade von Kraftwerken.

Der *sektorale Produktivitätsfortschritt* wird rechnerisch ermittelt durch den Vergleich der Faktorproduktivität der Energiewirtschaft und der Gesamtwirtschaft sowie dem Verhältnis der damit korrespondierenden Inputpreise. In der Entwurfsfassung des Berichts zur Anreizregulierung ist ein Prozentsatz i. H. v. 2,54 % angesetzt worden. Die diesem Prognosewert zu-

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Kernstück der Anreizregulierung – Die Regulierungsformel	1.5.4

grunde liegende Datenbasis ist unvollständig, und die angewandte Berechnung weist neben den beiden oben genannten sachlichen Fehlern auch methodische Fehler auf. In der abschließenden Fassung des Berichts wurde der Wert aufgrund massiver Kritik revidiert. Unter Verweis auf internationale Erfahrungen empfiehlt die Bundesnetzagentur nunmehr einen Prozentsatz zwischen 1,5 % und 2 %. Berechnungen der BET zeigen, dass auch deutlich niedrigere Ansätze für den sektoralen Produktivitätsfortschritt gerechtfertigt sein können. Es bleibt abzuwarten, welche Basis für die Ermittlung des Wertes herangezogen wird und zu welchem Ergebnis die Bundesregierung im Rahmen der Festsetzung der Anreizregulierungsverordnung gelangt.

3. Erweiterung EF_t

Zusätzliche Kosten, die während der Regulierungsperiode durch Strukturveränderungen (z. B. Erschließung neuer Versorgungsgebiete) entstehen, sind in den Kosten des Basisjahres nicht berücksichtigt. Um dieser Problematik Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur einen sog. *Erweiterungsfaktor* vorgesehen, der aus gewichteten Einzelfaktoren je Netzebene gebildet wird. Im Einzelnen sind dies für die jeweiligen Spannungsebenen von Stromnetzen bzw. für die Gesamtheit von Gasnetzen die prozentuale Änderung der versorgten Fläche und der versorgten Anschlusspunkte (jeweils mit 50 % gewichtet). Für die einzelnen Umspannebenen bzw. die Gesamtheit aller Regelanlagen wird die prozentuale Änderung der Lasthöhe angesetzt. Die Einzelfaktoren werden mit dem Kostenanteil der jeweiligen Ebene an den Gesamtkosten gewichtet.

(3) Beeinflussbare Kosten ($KA_{b,0}$)

Als »beeinflussbare Kosten« bezeichnet die Bundesnetzagentur die Kosten, die sie als in Gänze aus Ineffizienz resultierend betrachtet. Die aus diesem Teil der Gesamtkosten abgeleitete Erlösobergrenze wird über einen Zeitraum von sechs bis acht Jahren vollständig auf null abgesenkt. Die *beeinflussbaren Kosten* umfassen neben den Kosten, die tatsächlich durch ineffiziente Betriebsführung verursacht werden, jedoch insbesondere auch diejenigen Kosten, die im Rahmen der Effizienzmessung nicht methodisch durch definierte Kostentreiber erklärt werden können (s. Abb. 2).

Dieser Anteil ist nicht zwingend auf eine ineffiziente Betriebsführung zurückzuführen. Je besser die Kostentreiber die Versorgungsaufgabe beschreiben, desto genauer können die ineffizienten Kosten abgegrenzt werden. Die festgesetzten Erlösobergrenzen hängen somit in starkem Maße von der Wahl der Methoden, der darin verwendeten In- und Outputgrößen sowie ihrer Parametrierung ab. Das dazu vorgeschlagene Konzept wirft noch einige Fragen auf und gibt in mehreren Punkten Anlass zu Kritik.

Rechnerisch ergeben sich die beeinflussbaren Kosten, wie oben beschrieben, aus dem Produkt der Gesamtkosten nach Abzug der »dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten« im Basisjahr und den gemessenen prozentualen Ineffizienzwerten³ des jeweiligen Netzbetreibers⁴.

OPEX und CAPEX

Innerhalb der beeinflussbaren Kosten werden Betriebskosten (OPEX, Operational Expenditure) und Kapitalkosten (CAPEX, Capital Expenditure) separat betrachtet. Die Absenkung des OPEX-Anteils über einen Zeitraum von drei Jahren und des CAPEX-Anteils über sechs bis acht Jahre ist in Abb. 5 dargestellt. Die Unterscheidung von OPEX- und CAPEX-Ineffizienzen setzt zunächst eine differenzierte Erhebung der Ineffizienzwerte voraus. Der in der Regulierungsformel zur Angleichung der individuellen Effizienzen enthaltene Reduktionsfaktor $(1 - EV_{ind,t})$ sinkt jedes Jahr ab, bis er den Wert null erreicht hat. $EV_{ind,t}$ wird zunächst rechnerisch ermittelt und im Anschluss daran von der Bundesnetzagentur »unter Berücksichtigung der in Verwaltungs- und Beschlusskammerverfahren vorgebrachten, höchst individuellen wesentlichen Besonderheiten und ihrer Überprüfung durch die Regulierungsbehörde als Effizienzvorgabe festgelegt«.

$$EV_{ind,t,rech} = \left(\frac{IE_{OPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}} \right) \cdot \min\left(\frac{t}{3}; 1\right) + \left(\frac{IE_{CAPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}} \right) \cdot \frac{1}{6 \text{ bis } 8}$$

Abb. 3: Formel zur Angleichung der individuellen Effizienzen

Angesichts der seit Jahren etablierten Betriebsführungskonzepte für Wartung, Instandhaltung und Erneuerung erscheint die Zeitspanne von drei Jahren für die Absenkung der OPEX zu kurz. Umstellungen erfordern einen erheblichen organisatorischen Aufwand und wirken sich aufgrund langjähriger Wartungszyklen über kurzfristige Zeiträume nicht aus. Hinzu kommt, dass die Personalkosten einen erheblichen Anteil der OPEX ausmachen. Diese aber können infolge arbeitsrechtlicher und tariflicher Restriktionen nicht beliebig gekürzt werden und unterliegen selbst bei Kürzungsmöglichkeiten einer zeitlich oftmals langen Durchsetzungsphase.

Ähnlich verhält es sich mit der CAPEX-Reduzierung. Wie oben schon erwähnt, sind die Kapitalkosten von Altanlagen erst nach Beendigung der Abschreibungsdauer beeinflussbar. Hinzu kommt, dass Restrukturierungsmaßnahmen an Anlagen mit technischen Nutzungsdauern, die weit über 50 Jahren liegen können, und die Erneuerung von Netzkonzepten, die historisch gewachsen sind, sich nach technisch-physikalischen Vorgaben richten. Darüber hinaus müssen sie einem Kontrahierungszwang und vielen anderen rechtlichen Restriktionen genügen und nehmen somit zwangsläufig eine mittel- bis langfristige Realisierungsphase in Anspruch.

³ Dabei gilt: Effizienzwert + Ineffizienzwert = 1

⁴ Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Mindestwert aus.

Strombeschaffung	II
Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
Kernstück der Anreizregulierung – Die Regulierungsformel	1.5.4

Innerhalb eines Zeitraums von sechs bis acht Jahren sind bei gleich bleibender Erfüllung der Versorgungsaufgabe keine merklichen Kapitalkostenreduzierungen zu erwarten.

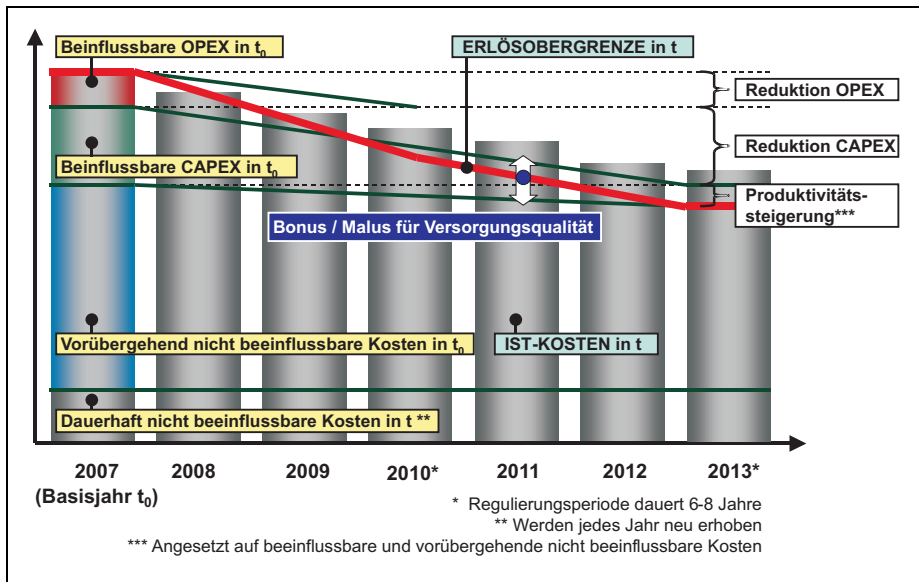


Abb. 4: Reduktionspfade

Schließlich enthält die Regulierungsformel einen Faktor für die Berücksichtigung der Versorgungsqualität. Im Strom wird ein Bonus-Malus-System für die Einhaltung, Überschreitung und Verletzung von Qualitätsstandards vorgeschlagen, im Gas soll zunächst nur ein Monitoring erfolgen.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung – Maßgebliche Komponente der Erlösbegrenzung	1.5.5

1.5.5 Effizienzmessung – Maßgebliche Komponente der Erlösbegrenzung

Es ist bei der Anwendung von Effizienzmessverfahren zu berücksichtigen, dass es eine Reihe verschiedener Effizienzbegriffe gibt, deren Kenntnis erheblich für die Umsetzung der einzelnen Verfahren ist. »Effizienz« ist somit nicht immer gleich »Effizienz«, und die Ergebnisse verschiedener Ansätze sind folglich oft nur bedingt vergleichbar.

»Effizienz« grenzt sich deutlich von dem umgangssprachlich oft synonym verwendeten Begriff der »Effektivität« ab: Der (allgemeine) Begriff der Effizienz stellt auf das Verhältnis der Zielerreichung zum dafür betriebenen

**Kennzahl Effizienz
in Abgrenzung zur
Effektivität**

Aufwand ab und wird meist als Kennzahl $\frac{\text{Output}}{\text{Input}}$ dargestellt. Effektivität

dagegen bedeutet, dass ein »Effekt« überhaupt eintritt. Ein Prozess ist demzufolge effektiv, wenn ein gesetztes Ziel erreicht wird. Der hierfür betriebene Aufwand tritt in den Hintergrund.

In einer noch strengeren Fassung handelt es sich bei dem eben beschriebenen Begriff um »Produktivität«, die Effizienz ergibt sich erst aus dem relativen Vergleich von Produktivitäten.

Abb. 1 gibt einen Überblick über verschiedene Effizienzbegriffe.

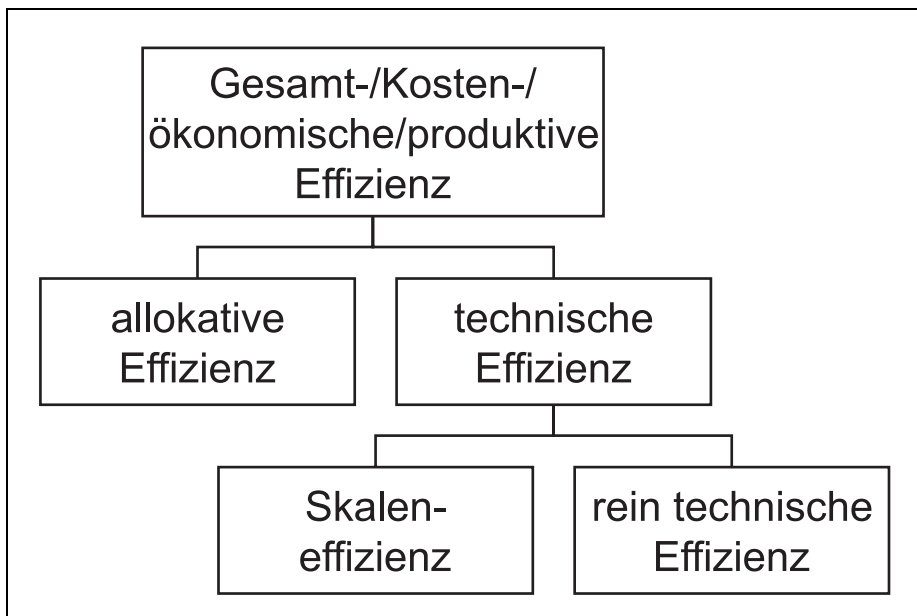


Abb. 1: Effizienzarten

Die Gesamteffizienz (eines Produktionsprozesses etwa) setzt sich aus der allokativen und der technischen Effizienz zusammen. Letztere ist noch in rein technische Effizienz und Skaleneffizienz unterscheidbar.

Gesamteffizienz

Technische Effizienz Technische Effizienz bezieht sich auf die Einhaltung des ökonomischen Prinzips. Dieses besagt, dass mit einer gegebenen Menge an Ressourcen (Input) der maximale Output zu erwirtschaften ist (Maximalprinzip) bzw. dass ein festgesetzter Output mit dem minimalen Einsatz an Input erreicht werden soll (Minimalprinzip). Für die Energiewirtschaft gilt das Minimalprinzip, da unter den gegebenen Bedingungen (extern bestimmte und zu erfüllende Versorgungsaufgabe) die Kosten minimiert werden sollen. Technische Effizienz kann auch als »physische Effizienz« bezeichnet werden, da hier die Preise der Faktoren keine Rolle spielen. Es ist also z. B. möglich, Effizienz durch »Anzahl der Arbeitskräfte« statt durch »Gehaltskosten« zu messen.

Allokative Effizienz Allokative Effizienz quantifiziert nicht die absolute Intensität, sondern das Verhältnis der eingesetzten Faktoren. Die Wirtschaftstheorie versteht unter Allokation (genauer: Ressourcenallokation) die Verteilung von Gütern auf alternative Verwendungszwecke. Allokative Effizienz will also messen, inwieweit etwa betriebswirtschaftliche Inputfaktoren im angemessenen Verhältnis eingesetzt werden oder ob eine andere Aufteilung sinnvoller wäre, um dasselbe Ergebnis bei Realisierung von Einsparungen zu erzielen. Voraussetzung hierfür ist freilich eine weitgehend wechselseitige Substituierbarkeit der Faktoren. Zur Messung der allokativen Effizienz müssen ferner die Preise der Einsatzfaktoren und die technische Effizienz bekannt sein.

Skaleneffizienz Unter betriebswirtschaftlichen Aspekten stellt sich bei den Unternehmen natürlich die Frage, ob sie eventuell Skaleneffekte realisieren können. Dies sind Kostenersparnisse aufgrund einer optimierten Betriebsgröße, zum Beispiel durch Fixkostendegression bei der Erhöhung der produzierten Stückzahl. Wird diese Möglichkeit ins Kalkül einbezogen, so ist für die technische Effizienz eine Berechnung unter Berücksichtigung der Existenz von Skaleneffekten, die Skaleneffizienz, oder ohne diese die reine technische Effizienz unterscheidbar. Erstere liefert den strengeren Maßstab von beiden, da hier Skaleneffekte zu realisieren sind.

Kosteneffizienz und produktive Effizienz An Stelle von »Gesamteffizienz« ist auch der Begriff »ökonomische Effizienz« gebräuchlich. Ist ein Unternehmen sowohl technisch als auch allokativ effizient, so erwirtschaftet es einen Output zu geringstmöglichen Kosten, kann also alternativ auch als »kosteneffizient« bezeichnet werden. Das dritte Synonym für die Gesamteffizienz ist »produktive Effizienz«. Dieses leitet sich von dem englischen Begriff der »productive efficiency« als Ausdruck für allgemeine oder Gesamteffizienz her.

Anhand Abb. 2 werden die einzelnen Effizienzarten erläutert. In dem dargestellten Beispiel produziert ein Unternehmen unter Einsatz von zwei verschiedenen, untereinander substituierbaren Inputs einen Output.

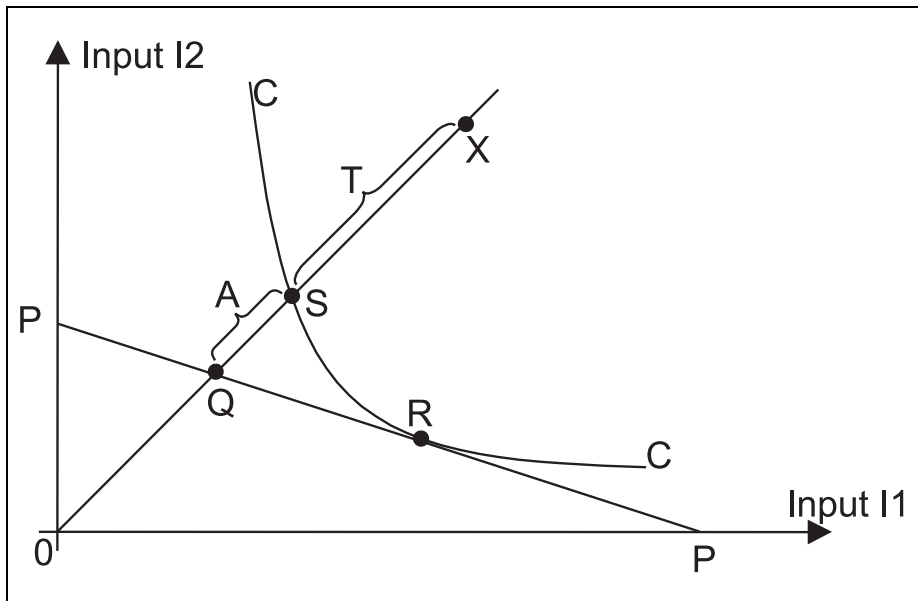


Abb. 2: Allokative und technische Effizienz

(Quelle: In Anlehnung an Bürkle (1997): Effizienzmessung im Gesundheitswesen, S. 5.)

Die Isoquante CC repräsentiert die möglichen Inputkombinationen, mit denen dieser Output gerade noch herstellbar ist. Diese ist z. B. durch die produktspezifischen Erfordernisse des Herstellungsprozesses vorgegeben. Alle Punkte auf CC sind somit *technisch effiziente Produktionsmöglichkeiten*. Südwestlich davon liegende Inputkombinationen können das Produkt nicht vollständig erstellen, weiter nordöstlich liegende, wie hier das Unternehmen X, produzieren technisch ineffizient, sie verschwenden Ressourcen. Entsprechend berechnet sich als Abstand zwischen realisierter und technisch möglicher Produktion

$$\text{die technische Effizienz } \tau = \frac{\overline{OS}}{\overline{OX}}.$$

Die Linie PP ist die sog. Isokostengerade, deren Steigung sich aus dem Verhältnis der Kosten der Inputfaktoren ergibt. Sie beschreibt alle Faktorkombinationen aus Input 1 und Input 2, deren Verwendung in Summe zu denselben Kosten führen. Sie kann erzeugt werden, indem ein beliebiger Geldbetrag einmal vollständig für Input I1 verausgabt wird. Man erhält die maximal mögliche Stückzahl von I1, die mit diesem Betrag zu erwerben wäre. Analog wird derselbe Betrag für I2 (mit anderen Stückpreisen) verausgabt. Es ergibt sich die Menge von I2, die zu gleichen (»Iso«) Kosten beschafft werden kann. Im Beispiel ist I2 teurer als I1, die Gerade verläuft flach. Ändern sich die Preisrelationen, dann verläuft auch die Steigung der Geraden anders.

Die Linie PP aus Abb. 2 identifiziert also im Tangentialpunkt R mit der Isoquante CC die *kostengünstigste Möglichkeit*, den Output zu produzieren. Oft ist es jedoch nicht durchführbar, die Inputfaktoren beliebig zu kombinieren, sondern nur deren Intensität im gegebenen Verhältnis zu variieren. So

II Strombeschaffung

1 Grundlagen und Rahmenbedingungen

1.5 Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung

1.5.5 Effizienzmessung – Maßgebliche Komponente der Erlösbegrenzung

ist z. B. die Substitution von Arbeit durch Kapital teilweise durch den Gesetzgeber eingeschränkt; wenn Ausbringungsmengen zurückgefahren werden, müssen sowohl Kapazitäten im maschinellen als auch personellen Bereich reduziert werden usw.

Der Punkt R wäre also im Beispiel die *optimale Lösung*.

Durch die nun eventuell auf äußeren Zwängen beruhende Notwendigkeit, die Inputfaktoren statt wie in R in einem anderen Verhältnis zu kombinieren, ergäbe sich bei gleichem Kostenniveau der Punkt Q. Da mit dieser Inputintensität der Output jedoch nicht erzeugt werden kann, muss sie bei gleichbleibendem Verhältnis von I1 und I2 bis zum Punkt S entlang der Ursprungsgeraden erhöht werden. Aus der Entfernung zwischen der technisch effizienten und der kostengünstigsten Lösung ergibt sich somit die

$$\text{allokative Effizienz } A = \frac{\overline{OQ}}{\overline{OS}}.$$

Sie drückt aus, wie weit das aktuelle Produktionsniveau von der optimalen Ressourcenallokation entfernt ist.

Die Gesamteffizienz E beziffert nun den Abstand zwischen der tatsächlich realisierten Produktion X und der kostenminimalen Lösung Q. Sie ist das Produkt aus technischer und allokativer Effizienz:

$$\text{Gesamteffizienz } E = T * A = \frac{\overline{OS}}{\overline{OX}} \cdot \frac{\overline{OQ}}{\overline{OS}} = \frac{\overline{OQ}}{\overline{OX}}$$

Möglichkeiten der Effizienzverbesserungen

Für das Unternehmen X bedeutet dies nun konkret, dass es, um effizient zu sein, zunächst seine Inputs zur Erlangung der technischen Effizienz zum Punkt S reduzieren müsste. Damit setzt X nun nicht mehr *Mengen* der Inputs ein als notwendig. Zur zusätzlichen Erlangung der allokativen Effizienz (und somit insgesamt der Kosteneffizienz) muss X sich auf der Kurve CC nach unten in Richtung des Punktes R bewegen, sprich geringere Mengen vom teuren Inputs I1 und dafür mehr vom günstigen Input I1 einsetzen.

Effizienzmessung

Methodische Ansätze

Neben der einfachen Entwicklung von Effizienzkennzahlen, die sich aus der klassischen Definition von »Effizienz« als $\frac{\text{Output}}{\text{Input}}$ ergeben, finden im internationalen Regulierungskontext bei der Messung von Effizienz vorrangig zwei methodische Ansätze Verwendung: die parametrischen und die nicht parametrischen Methoden.

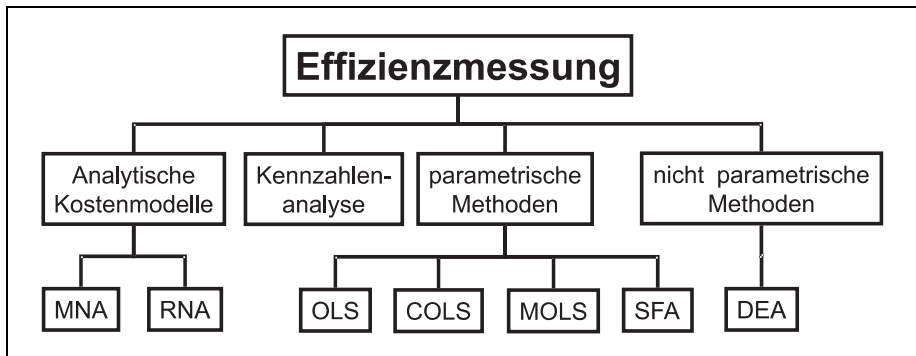


Abb. 3: Methoden der Effizienzmessung

Als *parametrische Methoden* der Effizienzmessung sind Varianten der Regressionsanalyse gebräuchlich: die Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares, OLS), die korrigierte Methode der kleinsten Quadrate (Corrected Ordinary Least Squares, COLS), die modifizierte Methode der kleinsten Quadrate (Modified Ordinary Least Squares, MOLS) und die Stochastic Frontier Analysis (SFA). Sie stützen sich auf die Schätzung von Kosten- oder Produktionsfunktionen. Der funktionale Zusammenhang zwischen Input und Output ist vom Beobachter festzulegen, um anschließend die jeweiligen Ausprägungen (= Parameterwerte, deswegen »parametrisch«) zu schätzen. Die *nicht parametrischen Ansätze* verzichten darauf: Hier wird der Datensatz unter verschiedenen Annahmen in einem Optimierungsverfahren so nah wie möglich an eine Kostenkurve angenähert, ohne deren Form ex ante ermitteln zu müssen.

Analytische Kostenmodelle sind eine interessante Variante der Benchmarkingmethoden. Hierbei werden im Rahmen der Modellnetzanalysen (MNA) standardisierte und homogene Versorgungsaufgaben, bei den Referenznetzanalysen (RNA) reale Versorgungsaufgaben am Computer modelliert. Ihre Eignung zum Benchmarking ist allerdings höchst umstritten, da vor allem die Historie des gewachsenen Netzes und die reale Komplexität der Versorgungsaufgabe keine Berücksichtigung bei den Modellen findet. Die Idee, ein vorhandenes Netz auf dem Niveau der Kosten, die ein »Grüner-Wiese-Ansatz« verursachen würde, betreiben zu müssen, stößt auf heftige Kritik. Analytische Kostenmodelle eignen sich vorzugsweise zur Ermittlung von Kostentreibern.

Analytische Kostenmodelle, wenn sie zum Benchmarking eingesetzt werden, beschreiben ein theoretisch optimales Netz mit den korrespondierenden Kosten. Alle anderen Methoden können nur relative Effizienzvergleiche liefern. Da es hier kein absolutes Optimum von Input und Output geben kann, erfolgt bei den sog. »Frontiermethoden« der Vergleich auf Basis des besten vergleichbaren oder konstruierten (virtuellen) Unternehmens, auf Basis von »Branchenmittelwerten« bei den Durchschnittsmethoden. Dies ist eine weitere Möglichkeit der Einteilung von Effizienzmodellen. Hierbei wird nicht auf die Berechnungsmethode (parametrisch oder nicht parametrisch) abgestellt, sondern darauf, ob die einzelnen Unternehmen mit dem »Klassenbesten« oder dem »Klassendurch-

**Analytische
Kostenmodelle**

**Relative
Effizienzvergleiche**

schnitt« verglichen werden. Die Durchschnittsmethoden sind etwas robuster gegen Messfehler und insbesondere Ausreißer, die Frontierfunktionen dagegen ermitteln einen eindeutigen Grenzwert, der als potenzielles Effizienzziel betrachtet werden kann.

■ Kennzahlenanalyse

Kennzahlenanalysen

Kennzahlenanalysen eignen sich, um partielle Aspekte von Unternehmen schnell und übersichtlich zu vergleichen. Die praktische Anwendung zeigt jedoch, was auch nahe liegt, dass sich eine simple Quotientenbildung nicht mit den ausgefeilten Methoden der Statistik und der linearen Programmierung messen kann. Gleichwohl sind sie ein unverzichtbares Mittel, um Ergebnisse und deren Ursachen, insbesondere komplizierterer Verfahren zu interpretieren und sich einen Überblick über die Eckdaten eines Unternehmens zu verschaffen.

Ein sinnvolles Beispiel einer einfachen Effizienzkennzahl wäre etwa

$$\frac{\text{kontrollierbare Betriebskosten [Euro]}}{\text{verteilte Energie [kWh]}}$$

Für die Unternehmen bedeutet dies, dass unter dem fixen Output im Nenner (die Arbeit wird von den Netzkunden nachgefragt und ist insoweit nicht beeinflussbar) die kontrollierbaren Kosten zu minimieren sind, um effizient zu sein. Nachteilig wirkt sich aus, dass so stets nur ein kleiner Ausschnitt der Unternehmensaktivität beleuchtet werden kann. Um zu einem Gesamtbild mit einer *multidimensionalen Betrachtung* des Unternehmens zu gelangen, die für eine zuverlässige Evaluation unerlässlich ist, müssten mehrere Kennziffern gleichzeitig betrachtet und anschließend gewichtet und zu einer einzigen Größe kumuliert werden. Dass hierbei Probleme entstehen, ist offensichtlich. Sie treten nur dann nicht auf, wenn diese Gewichtung z. B. durch vorhandene Marktpreise¹ objektiv vorgenommen wird. Diese liegen jedoch im Regelfall nicht für alle einzubeziehenden Inputs und Outputs vor bzw. existieren zum Teil im rein monetären Sinne gar nicht. Ist das der Fall, geschieht eine manuelle Gewichtung weitgehend willkürlich.² Dieses Problem stellt sich so jedoch nur für den Verwendungszweck der Effizienzmessung über Kennzahlen. Zur internen Analyse im Rahmen der Identifizierung von Stärken, Schwächen und Potenzialen für Verbesserungsprozesse können diese Vergleiche wertvolle und meist eindeutig auf ihre Ursachen zurückzuführende Erkenntnisse liefern.

Neben dem Gewichtungsproblem ist es ferner erforderlich, Kennzahlen zu normieren, um die Ergebnisse aussagekräftig darstellen zu können. Dieser Vorgang erweist sich insbesondere dann als schwierig, wenn Merkmale mit unterschiedlichem Skalenniveau gemessen werden sollen, z. B. neben der Arbeit in kWh die Anzahl der Transformatoren. Die Reduktion auf eine

¹ Ergebnisse eines *freien* Marktes unter Wettbewerbsbedingungen.

² Für die Anzahl der Transformatoren etwa existieren Marktpreise (Anschaffungs- und Herstellungskosten), für z. B. die Abnahmedichte jedoch ist keine solche ökonomische Größe objektiv zur Gewichtung gegeben.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung – Maßgebliche Komponente der Erlösbegrenzung	1.5.5

aussagefähige Kennziffer, die mehrere Dimensionen der Unternehmenstätigkeit auf sich vereinen soll, schlägt somit oft schon aus methodischer Sicht fehl.

■ Regressionsanalyse

Die Regressionsanalyse ist eine Methode, mit der ein Durchschnittskostenniveau für jede Unternehmung geschätzt werden kann. Sie verwendet zwar nicht die Begriffe »Input« und »Output«, da sie kein eigentliches Instrument der Effizienzmessung ist; die Definitionen von Regressoren und Regressand basieren jedoch auf denselben Überlegungen.

Regressionsanalyse

Im einfachsten Fall der bivariaten Analyse mit *OLS* wird nach der Sammlung von Daten eine unabhängige Variable (Regressor) auf eine abhängige (Regressand) abgebildet. Hierzu wird für jede Ausprägung eines Regressors (oder im mehrdimensionalen Fall für jede Kombination der Ausprägungen mehrerer Regressoren) ein Erwartungswert des Regressanden geschätzt. Dies geschieht methodisch so, dass die Summe der quadrierten Abweichungen der einzelnen tatsächlichen Werte vom Schätzwert minimiert werden. Abb. 10 legt beispielsweise die Gerade so durch die Punktwolke der »echten« Beobachtungswerte, dass sie all diesen Punkten insgesamt möglichst nahe kommt. Bei einer dreidimensionalen Betrachtung würde es sich bei der Schätzfunktion um eine Fläche handeln, ab der vierten Dimension ist eine grafische Darstellung nicht mehr möglich. Die Methoden der *MOLS*, *COLS* und der *SFA* basieren grundsätzlich auf dem Vorgehen der *OLS*, wobei die *SFA* die ausgefeiltere (und kompliziertere) Technik darstellt und weitere Analyseschritte vornimmt.

Ordinary Least Squares (OLS)

COLS verschiebt (für den Fall, dass eine bivariate lineare Kostenfunktion angenommen wurde) die Regressionsgerade, die die Methode der kleinsten Quadrate durch die Datenwolke legt, nun parallel so weit nach unten, dass der ursprünglich am weitesten unter ihr liegende Datenpunkt genau auf ihr liegt. Dieses Unternehmen wird nun als 100 % effizient definiert, alle anderen gemäß ihres Abstands zur korrigierten Regressionsgerade als entsprechend quantifizierbar ineffizient. Es findet also quasi eine Standardisierung der Werte statt, so dass Effizienzwerte zwischen 0 und 1 vergeben werden. *COLS* liefert folglich das strengste parametrische Effizienzmodell und eine Grenz- oder Frontierbetrachtung.

Corrected Ordinary Least Squares (COLS)

MOLS ist eine »sanftere Spielart« der *COLS*. Hierbei wird nach vergleichsweise beliebig definierbaren Regeln eine *OLS*-Regressionsfunktion i. d. R. ebenfalls auf ein niedrigeres Niveau abgesenkt, wobei der Betrag dieser Absenkung beispielsweise die Standardabweichung der Daten sein kann. Auch Drehungen oder ähnliche Anpassungen der (im Beispiel) Geraden sind denkbar. *MOLS* hat den Ruf, sich durch ihre »Flexibilität« als Methode auszuzeichnen, die auch eine Verhandlungslösung scheinbar methodisch basiert zielorientiert abbilden kann. Sie kann jedoch seriös parametrisiert auch faire regulatorische Lösungen darstellen.

Modified Ordinary Least Squares, MOLS

Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Die SFA basiert auf denselben Definitionen der Effizienz, wie sie bereits erläutert wurden. Es wird zunächst eine Kosten- oder Produktionsfunktion unterstellt. Die unter dieser Annahme mögliche optimale Kosten- oder Outputsituation (z. B. maximaler Output bei gegebenen Inputs) wird mit der tatsächlich realisierten verglichen. Die Differenz zwischen »Ist« und »Optimum« wird anschließend als (technische) Ineffizienz interpretiert. SFA ermöglicht im Gegensatz zu COLS und Data Envelopment Analysis (DEA) stochastische Fehlerrechnungen.

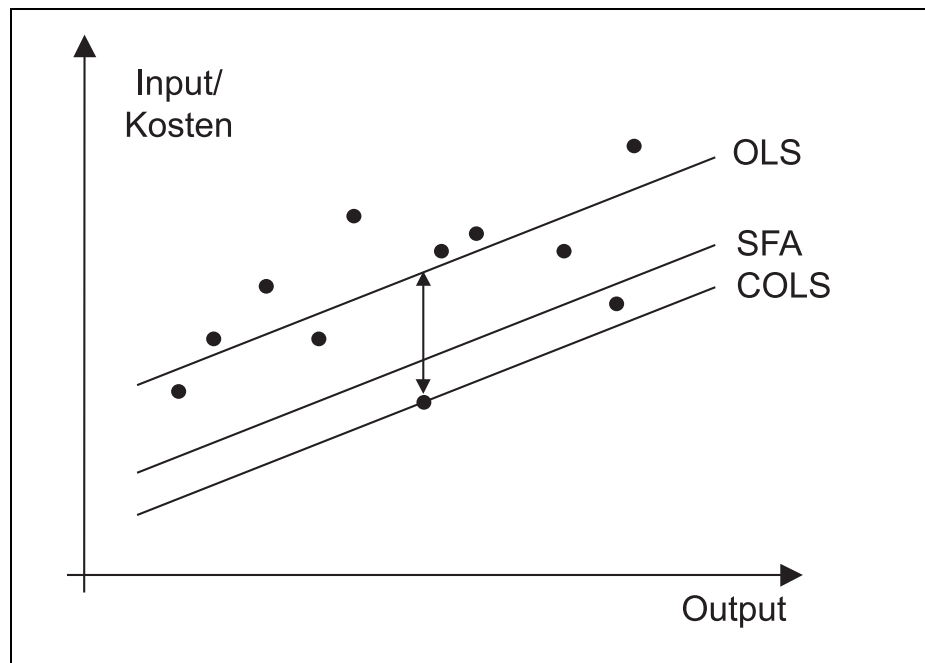


Abb. 4: Prinzipieller Vergleich der Varianten der Regressionsanalyse

Den prinzipiellen Zusammenhang der drei Regressionsmethoden illustriert Abb. 4 (man beachte, dass der Output auf die Kosten abgebildet wird).

■ Data Envelopment Analysis

Data Envelopment Analysis

Die Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse, DEA) ist ein Verfahren der linearen Programmierung (LP). Sie ist ein mittlerweile sehr verbreitetes Verfahren im energiewirtschaftlichen Regulierungskontext. Es wird eine Effizienzgrenze (Frontier, Hülle) identifiziert, die durch die im Datensatz enthaltenen Unternehmen (im Rahmen der DEA als Decision Making Units, DMU, Entscheidungsträger bezeichnet) mit den günstigsten Output-Input-Kombinationen gebildet wird. Alle auf dieser Grenze liegenden Punkte werden als 100 % effizient definiert. Die dazu relative Effizienzposition der übrigen Netzbetreiber errechnet sich aus ihrer jeweiligen Entfernung zu dieser Grenze.

Je nach Verwendungszweck oder Betrachtungswinkel werden verschiedene Modelle angewendet. Nachfolgend das bekannteste DEA-Modell mit Outputorientierung: An den Achsen werden die einzelnen Leistungen der Unternehmen, die sie je Geldeinheit bereitstellen können, gemessen. U_1 und U_3 sind in der Lage, die spezifisch größten Outputmengen, z. B. verteilte kWh je Euro einerseits und versorgte Einwohner je Euro andererseits, zu leisten und sind somit effiziente Unternehmen. U_2 ist nicht spezifisch, sondern bezüglich seines »Outputmixes« effizient. Die Hülle bilden nun diese drei effizienten Unternehmen. U_4 und U_5 sind ineffizient, da sie nicht auf der Hülle gelegen sind. Der Betrag der Ineffizienzen wird an der Entfernung zur Hüllkurve festgemacht. Dort befinden sich die »virtuellen Vergleichsunternehmen« (aus Linearkombinationen der effizienten Nachbarunternehmen gebildet), deren Position nach der DEA-Theorie für die ineffizienten Unternehmen anzustreben ist.

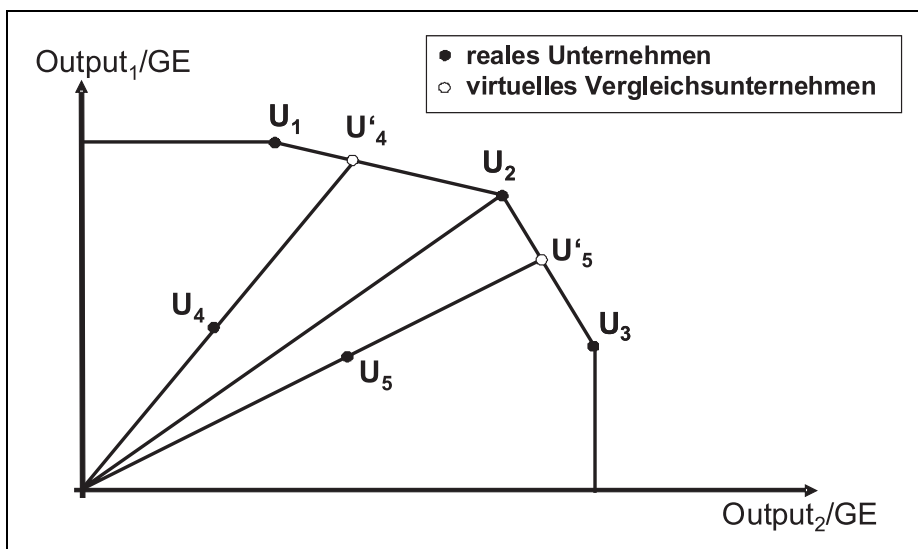


Abb. 5: DEA

Im mehrdimensionalen Fall versagt die grafische Darstellung. Man kann sich mit dem Bild eines Zeltes behelfen, bei dem für jede Messdimension eine Zeltstange gegen die Zeltwand drückt und die Hüllform so mitformt. Die Länge der einzelnen Stangen hängt vom Betrag des Quotienten von Output zu Input des jeweils effizientesten Unternehmens ab.

Da in der Energiewirtschaft der Output nach herrschender Meinung als feste Größe betrachtet wird³, bedient man sich ausschließlich der sog. inputorientierten DEA-Modelle. Hierbei wird entsprechend Abb. 6 davon ausgegangen, dass lediglich der Input, also die Kosten zur Erfüllung der gegebenen Versorgungsaufgabe, zu minimieren sind, während der Output

³ Der Output wird über die Versorgungsaufgabe beschrieben, die sich in Kennzahlen wie z. B. der Abgabedichte in MWh/km² ausdrückt. Da sowohl die von den Kunden »abgeforderte« Arbeit als auch die Fläche (z. B. die versorgte Fläche oder die des Konzessionsgebietes) vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, gelten sie als feste Größen.

dem Unternehmen einfach »abgefordert« wird, ohne dass es ihn beeinflussen könnte. Somit sind die Unternehmen effizient, die möglichst nahe am Ursprung gelegen sind, da sie bei standardisiertem Output (kW) den Input (Kosten) minimieren.

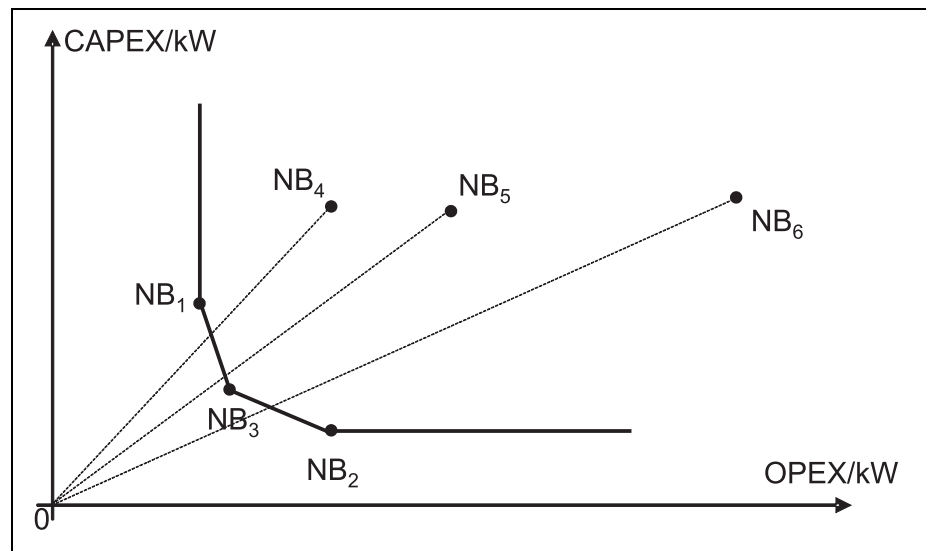


Abb. 6: Beispiel einer DEA-Analyse

Das Prinzip ist analog zum oben erläuterten outputorientierten Modell. Abb. 6 betrachtet ein zweidimensionales DEA-Modell. Auf der horizontalen Achse werden nun die Betriebskosten (OPEX, Operational EXpenditure) im Verhältnis zur Netzlast angetragen. Der Quotient ist also invertiert. Auf der vertikalen Achse dagegen die Kapitalkosten der Netzbetreiber (CAPEX, CAPital EXpenditure). Offensichtlich entstehen den Netzbetreibern 4 bis 6 höhere Kosten je kW als den andern drei Betreibern. Die Entfernung zu der DEA-Hülle wiederum, die die Referenzunternehmen bilden, quantifiziert ihr Verbesserungspotenzial bzw. ihre Ineffizienz.

DEA-Eigenschaften

Grundlegende Eigenschaften der DEA sind nun, dass sie zunächst ähnliche Netzbetreiber zu vergleichen versucht. So hat die Position von NB₂ keinen Einfluss auf die Effizienz von NB₄ und NB₅. Analog spielt die Lage von NB₁ keine Rolle für die Ineffizienz von NB₆. Dies erweist sich in der praktischen Anwendung jedoch als Irrtum, da Unternehmen aller Größenordnungen gleiche spezifische Kennzahlen, die die DEA verwendet, ausbilden können. Ein weiterer Grund für die relativ hohe Akzeptanz der DEA ist, dass jedes Unternehmen im bestmöglichen Lichte dargestellt wird. Das heißt, der Algorithmus gewichtet die verschiedenen Einflussgrößen so, dass für jedes Unternehmen die optimale Effizienz ermittelt wird. Würde Abb. 11 in die dritte Dimension erweitert und als weiteren Output zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe die Anzahl der versorgten Einwohner zusätzlich zu der Last betrachtet, so könnte ein weiterer bislang ineffizienter Netzbetreiber sofort 100 % Effizienz erlangen, wenn kein anderer Netzbetreiber im Vergleich ein besseres Verhältnis von versorgten Einwohnern je

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung – Maßgebliche Komponente der Erlösbegrenzung	1.5.5

Kosten realisiert. Seine schlechte Effizienzposition bezüglich der Last würde somit in den Hintergrund treten.

Damit wird unmittelbar klar, dass der Effizienzvergleich der DEA von dem gewählten Modell Aufbau maßgeblich abhängt: Je mehr Unternehmen im Vergleich sind, desto »schärfer« die Ergebnisse. Je mehr Inputs oder Outputs betrachtet werden, desto mehr Möglichkeiten für die Unternehmen, sich zu »profilieren«, also desto weniger streng fallen die Ergebnisse aus. Hieraus ergeben sich neben vielen anderen z. B. folgende Fragen: Berücksichtigt man die Aufteilung der Gesamtkosten in OPEX und CAPEX oder bedient man sich eines strengeren Vergleichs der Gesamtkosten (TOTAL EXpenditure, TOTEX)? Werden Größenunterschiede zwischen den Unternehmen berücksichtigt? Wie wählt man die richtigen Parameter aus, die in den Vergleich einbezogen werden? Wie wirkt sich die alternative und/oder gar gemeinsame Verwendung absoluter und spezifischer Kennzahlen aus? All diese und eine Fülle weiterer Fragen sind elementar für die Effizienzergebnisse einer Data Envelopment Analysis. Kommt eine andere Benchmarking-Methode zur Anwendung, stellen sich neue Fragen, die jedoch nicht unbedingt einfacher zu beantworten sind.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung in der Praxis	1.5.6

1.5.6 Effizienzmessung in der Praxis

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung hat im Rahmen von Entgeltkalkulationen und Beratungen zur Effizienzanalyse die Daten von deutlich über 100 Netzbetreibern erhoben und zusammengetragen. Es wurden ca. 40 Strukturmerkmale und Kostengrößen je Netzebene abgefragt und diese durch Umrechnungen und Quotientenbildung auf ein Variablenspektrum von knapp 500 Einzelkennziffern erweitert.

Datensammlung als Basis zur Effizienzmessung

Daraus werden Kosten und Kostentreiber bzw. Strukturmerkmale identifiziert, die in einem direkten Ursache-Wirkungszusammenhang stehen. Die individuelle Unternehmenssituation wird im Rahmen einer ausführlichen Kennzahlenanalyse, wie sie auch die BNetzA durchführen wird, ausgewertet. Ferner erfolgt eine Regressionsanalyse, die Ermittlung und Auswertung synthetischer Netzkosten, die Durchführung einer Data Envelopment Analysis sowie einer Stochastic Frontier Analysis. Anschließend erfolgt eine ausführliche Ursachenanalyse der jeweiligen Ergebnisse und eine konkrete Handlungsempfehlung.

Auswertung

Datenbasis

Die alleinige Methodentheorie lässt die Probleme nur erahnen, die der praktische Versuch einer Effizienzmessung mit sich bringt. Essenziell für das Gelingen eines solchen Benchmarkings ist ein umfangreicher Datensatz, der zuverlässig und plausibel detaillierte Informationen zu Kosten, Leistungen und Strukturparametern der Netzbetreiber enthält.

Mit einer Stichprobe unter beispielsweise 20 Netzbetreibern lassen sich keine brauchbaren Ergebnisse erzeugen, welche Methode man auch wählt. Die Regressionsanalyse wie auch die SFA können hier keine befriedigende Signifikanz konstatieren, die DEA-Analyse scheitert an zu wenigen Vergleichsunternehmen: Die Ergebnisse sind »zu gut«. Zwischen ca. 25 – 50 Netzbetreibern ist eine DEA durchaus möglich, die Regressionsanalyse krankt aber noch an für 900 deutsche Netzbetreiber verallgemeinerbaren Aussagen. Überschreitet der Umfang der Datenbank deutlich 75 Datensätze, so bewegt man sich langsam gegen den Bereich eines Auswahlsatzes von 10 % der Gesamtheit aller deutscher Netzbetreiber. Sinnvolle Analysen mit repräsentativen Aussagen sollten auf keinem geringeren Auswahl-satz basieren, um ein gewisses Vertrauen in die Ergebnisse haben zu können.

Breite des Datensatzes

Die Tiefe des Datensatzes ist ein weiteres wichtiges Kriterium. Werden nur die vorab als relevant vermuteten Daten abgefragt, so stellt sich sehr wahrscheinlich bald heraus, dass wichtige Größen mühsam nachzuerheben sind oder das Modell wegen Unvollständigkeit zu verwerfen ist. Bei solch einer Vorauswahl muss man sich ferner im Zweifel dem Vorwurf einer gezielten Steuerung der Ergebnisse aussetzen. Auch fehlen die Möglichkeiten, eventuelle Ergebnisse auf ihre Ursachen zurückführen zu können und somit tatsächlich qualifizierte und sinnvolle Handlungsempfehlungen zu geben. Es muss gewährleistet sein, dass wichtige Variablen und Größen

Tiefe des Datensatzes

nicht vorweg bereits vernachlässigt werden. In der Praxis hat sich gezeigt, dass oftmals ursprünglich nicht vermutete Aspekte eine gewichtige Rolle spielen können, die in einer Analyse mit zu geringer Datensatztiefe einfach nicht zu Tage treten können.

Datenqualität Die Datenqualität ist ein dritter Aspekt mit absoluter Priorität. Tatsächlich muss ein Datensatz mehrmals plausibilisiert werden, um vertrauenswürdige Daten zu erhalten. Nur mit ihnen sind verlässliche Ergebnisse möglich. Unbrauchbare Datensätze sind konsequent vollständig zu entfernen. Dies geschieht meist wegen offensichtlich falscher oder unplausibler Werte, die nicht nachzuerheben sind oder weil Datensätze aufgrund von Besonderheiten nicht in das homogene Raster der Analyse passen. Im letzteren Falle würde das Beibehalten des Datensatzes für das spezielle Energieversorgungsunternehmen (EVU) keine verwertbaren Aussagen ergeben und darüber hinaus die Ergebnisse für die anderen Unternehmen verzerren. Hierbei ist mit größter Disziplin vorzugehen, da die Aussagekraft der ganzen Analyse mit der Datenqualität steht und fällt.

Diese bei BET »manuell« vorgenommene Datenplausibilisierung, bei der die Eingangsdaten und Ergebnisse mit den Unternehmen diskutiert werden, kann die BNetzA in der Form selbstverständlich nicht leisten. Dennoch täte sie gut daran, die Qualität der ihr vorliegenden Daten nicht zu überschätzen. Die Praxis hat gezeigt, dass sich in 95 % aller durchgeführten Analysen, bei denen im Übrigen im ersten Durchlauf teilweise die originalen an die BNetzA gelieferten Daten zur Anwendung kamen, erhebliche Korrekturbedarfe einstellten. Effizienzbenchmarks auf Basis von lediglich maschinell geprüften Datensätzen produzieren quasi willkürliche Ergebnisse. Auch das Hinweisen auf auffällige Datenkonstellationen reicht in den seltensten Fällen aus. »Plausibel« waren letztlich nur die Daten, bei denen das jeweils individuelle Gesamtunternehmen betrachtet und die Mosaiksteinchen der einzelnen Analysen mit energiewirtschaftlicher Erfahrung zu einem Gesamtbild zusammengetragen wurden.

Die Wahl der »richtigen« Instrumente

Fragen nach den »richtigen« Instrumenten des Benchmarkings erschließen eine weitere Gliederungstiefe: das geeignete Regulierungsmodell, das auf den X-Faktoren der richtigen Effizienzmessmethode basiert, die wiederum mit den objektiv gerechtfertigten methodischen Ansätzen und Parametern arbeitet. Während die Entscheidung für oder wider die einzelnen Methoden der Effizienzmessung und des Regulierungsmodells eher normativer, bestenfalls politischer Natur ist, ist die Frage nach dem Einbezug der zu verwendenden Parameter auf einer methodentheoretischen Ebene zu führen.

Zur Auswahl der »richtigen« energiewirtschaftlichen Kenngrößen, um die individuelle Versorgungsaufgabe zu beschreiben, können mehrere Wege beschritten werden. Gelten die Parameter wie Abgabe, Last und Leitungslänge, wie sie im Ausland teilweise verwendet werden, unverändert auch für Deutschland? Sollten die Strukturmerkmale des »alten« Strukturklas-

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung in der Praxis	1.5.6

senmodells nach VV II plus weiterverwendet werden? Spielt der Verkabelungsgrad eine Rolle, wenn es um die Netzkosten geht? Diese Fragen sind nicht willkürlich zu beantworten. Will eine Regulierungsbehörde messen, welcher Netzbetreiber im Rahmen seiner Umweltbedingungen »zu teuer« ist, so muss dies auch anhand begründet ermittelter Größen geschehen, die diese Umwelt in einem Ursache-Wirkungszusammenhang auch hinreichend beschreibt.

Es stellt sich somit das Problem der Auswahl der richtigen Kostengröße einerseits sowie der Parameter und Kostentreiber, die die Versorgungsaufgabe möglichst prägnant, jedoch umfassend beschreiben sollen, andererseits. Denn genau diese Parameter gehen anschließend in die Effizienzmessung ein und bilden die Grundlage für die X-Faktoren, auf denen die Regulierungsentscheidungen, also eventuelle Erlösbegrenzungen, aufbauen. Auch die Frage, ob »integrierte« Modelle, also die Betrachtung aller Spannungsstufen von der Hochspannung abwärts, in einem Modell verwendet werden sollten, stellt sich mit Nachdruck. Gerade bei der Methode der DEA sind »klassische« Netzbetreiber, die ein Netz von der Mittelspannung abwärts betreiben, benachteiligt, weil bei ihnen die Outputdimensionen der HS-Ebene mit null bewertet werden. Das bedeutet, sie haben in diesen Disziplinen gar keine Chance, Effizienzpunkte zu generieren.

Parameter über Regressionsanalyse ermitteln

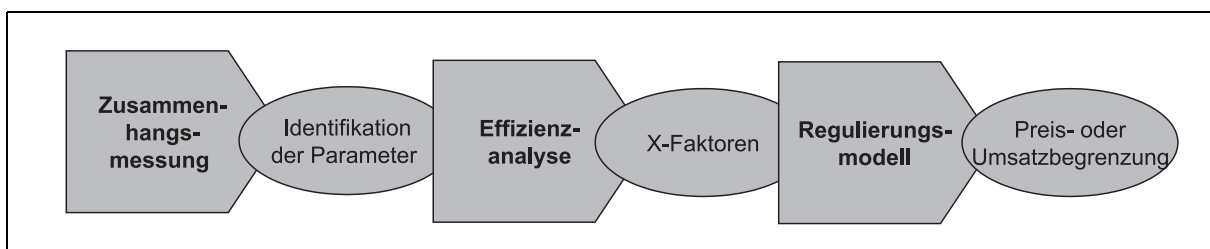


Abb. 1: Von der Zusammenhangsmessung zur Gestaltung der Regulierung

Den Vorzug zur Parameterauswahl sollte hier die Regressionsanalyse erhalten, deren explizite Aufgabe das Messen von Zusammenhängen ist. Denn es gilt die Aufgabe zu lösen, welche Zusammenhänge zwischen den Strukturmerkmalen und den Kosten bestehen. Dieses Vorgehen ist anderen Ansätzen vorzuziehen: Eine Modellnetzanalyse beispielsweise reflektiert nicht die tatsächlichen Bedingungen, unter denen ein historisch gewachsenes Netz operiert.

Die Regression ermittelt die tatsächlichen Kostentreiber auf Basis realer Netzkonfigurationen und Kosten. Größeneffekte können annähernd vollständig eliminiert werden, indem nicht absolute, sondern spezifische Parameter zur Anwendung kommen. Die Verwendung absoluter Größen ist unseres Erachtens ein verbreiteter methodischer Mangel, da sie zwangsläufig sehr hohe Bestimmtheitsmaße erzeugt und eine Scheingenauigkeit vortäuscht. Ursache dafür sind nicht die vermeintlich sehr guten Zusammenhänge zwischen Regressoren und Regressand, sondern zu breite so

Größeneffekte

genannte »Stützbereiche« der Regressionsmodelle. In nachfolgender Grafik links wirken Dutzende kleiner Netzbetreiber nahezu wie ein einzelner Punkt, während die wenigen sehr großen Unternehmen den Steigungskoeffizient der Geraden maßgeblich bestimmen.

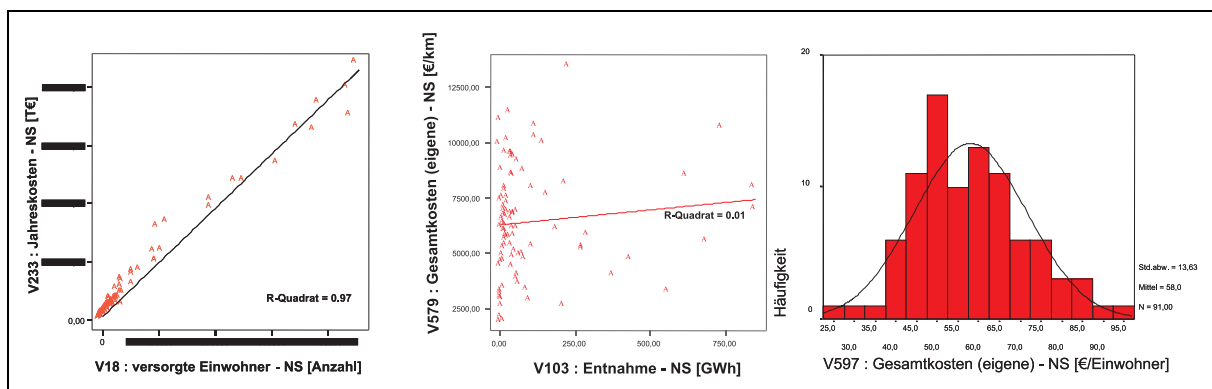


Abb. 2: Absolute Größen, ausgeschaltete Größeneffekte und Normalverteiltheit des Regressanden

Der konsequente Ansatz spezifischer Größen, sowohl auf der Seite der Kosten als auch bei den Strukturmerkmalen, hat sich nach intensiven Untersuchungen als sehr zuverlässig wie auch problemlos praktikabel erwiesen. Abb. 2 verdeutlicht dies: Beliebige absolute Regressoren wie im Diagramm links (Anzahl Einwohner auf T€, Achsenbeschriftungen geschwärzt) wie Arbeit, Last oder Einwohnerzahlen korrelieren jeweils zu fast 100 % mit den absoluten Kosten, was methodisch einfach nachvollziehbar, aber sachlogisch ungerechtfertigt ist. Das hieße, es verblieben bei einem r^2 von hier 0,97 lediglich 3 % der Netzkosten, die durch andere Bedingungen der Versorgungsaufgabe (neben der einen erklärenden Variablen »Einwohnerzahl«) erklärbar sind. Standardisiert man die Kosten auf spezifische Werte, wie im mittleren Bild beispielhaft je km, so sind die Größeneffekte ausgeschaltet: Eine anderer »typischer« absoluter Größenparameter, hier die Entnahmearbeit in GWh, korreliert nun nicht mehr mit den spezifischen Kosten. Die Ausschaltung der Größeneffekte hat somit funktioniert. Betrachtet man das Histogramm rechts, also die Verteilung der spezifischen Kosten in €/Einwohner, so ist die methodisch wichtige Bedingung der annähernden Normalverteiltheit des Regressanden ebenfalls gegeben. Wird diese Voraussetzung verletzt, sind die Ergebnisse stark verzerrt.

BET konnte bereits sehr gute Regressionsergebnisse erzielen, die Bestimmtheitsmaße je nach Modell und Spannungsebene zwischen 0,73 und 0,93 erreichen.

Äußerst wertvolles »Nebenprodukt« dieser Methodik ist beispielsweise die Möglichkeit, synthetische Netzkosten sehr genau berechnen zu können oder Kennzahlenanalysen durchzuführen, die zu relevanten oder kritischen Parametern der Effizienzvergleiche aufschlussreiche Interpretationen ermöglichen.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung in der Praxis	1.5.6

Die Verwendung von »echten« Kostengrößen statt Umsätzen, die objektive Auswahl von Parametern durch die Regressionsanalyse und ein Kanon möglicher Benchmarkingszenarien ermöglichen somit eine indikative Bestimmung der relativen Position und somit Effizienz jedes einzelnen Unternehmens im Datensatz. »Indikativ« bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Ergebnisse, obwohl methodisch von sehr hoher Qualität, vorsichtig zu interpretieren sind. Individuelle Eigenheiten, wie beispielsweise die Flut in Ostdeutschland im Jahre 2002, können all diese Methoden nicht berücksichtigen. Folglich sind die Aussagen der Effizienzmaße im Hinblick auf solche Besonderheiten mit hinreichendem Einfluss auf die individuellen Netzkosten stets zu relativieren. Effizienzmessung darf nicht als eine »Black Box« betrieben werden, deren Aussagen ohne genaue Kenntnis der Hintergründe und Ursachen für die individuellen Ausprägungen der Eingangswerte blind vertraut werden kann.

Vorsicht bei Interpretationen

Es konnten in dem analysierten Datensatz Netzbetreiber beispielsweise als kapitalkosteneffizient ausgemacht werden, von denen die Erfahrungen aus der Beratungspraxis dies nicht vermuten ließen. Bei näherer Betrachtung zeigte sich, dass es sich um ein gepachtetes Netz handelte, somit dem Betreiber also kaum Kapitalkosten entstanden. In einem anderen Falle wurde ein Unternehmen als betriebskosteneffizient identifiziert. Hier konnte festgestellt werden, dass ein zunächst als Industriegebiet ausgewiesenes Areal komplett mit allen notwendigen technischen Anlagen erschlossen wurde, welches im Nachhinein jedoch nicht entsprechend genutzt wurde. Die Betriebskosten sind demnach im Vergleich zu Unternehmen mit ähnlichen Leitungslängen, installierten Kapazitäten usw. selbstverständlich vergleichsweise gering. Analog gibt es die Unternehmen, die bei der Vernachlässigung von Faktoren als hoffnungslos ineffizient ermittelt wurden. Kleinere Netzbetreiber, die nur eine geringe Anzahl an Mittelspannungskunden versorgen, das gesamte Netz jedoch trotzdem vorhalten und warten müssen, werden im Vergleich deutlich zurückfallen, selbst wenn sie dieses Netz unter betriebswirtschaftlichen und technischen Aspekten (im Rahmen der gegebenen Bedingungen!) optimal führen. Diese Beispiele zeigen deutlich, dass nur mit einer Hand voll Kosten- und Strukturinformationen kein gerechtes Benchmarking möglich ist. Der enge Dialog mit den Unternehmen ist der einzige Weg, solche Probleme zu vermeiden.

Beispiele klassischer Fehlinterpretationen

Modelle und Realität

Es ist die explizite Aufgabe von Modellen, die facettenreiche Realität vereinfacht darzustellen, also bewusst Information zu reduzieren. Sie sollen komplizierte Sachverhalte vereinfacht erklären und fassbar machen. Ferner muss man sich stets der Tatsache bewusst sein, dass kein Modell besser sein kann als die ihm zugrunde liegenden Daten, und Daten ihrerseits regelmäßig fehlerbehaftet oder ungenau sind. Somit soll hier nochmals der Hinweis ergehen, dass mit Ergebnissen aus Effizienzvergleichen äußerst vorsichtig umgegangen werden muss. Insbesondere die Unvollständigkeit von Modellen macht sie in diesem sensiblen Kontext angreifbar, wie die vorangegangenen Beispiele zeigen. Zumeist dürften die Abweichungen zu

Informationsreduktion oder -verlust?

großen Teilen eher auf individuelle Besonderheiten und unberücksichtigte Strukturmerkmale zurückzuführen sein als auf echte Ineffizienz. Die unglaublich komplexe Versorgungsaufgabe eines Verteilnetzbetreibers ist nun einmal nicht einfach in zwei bis drei Kennzahlen zu beschreiben. Gleichwohl ist Regulierungspraxis schlichtweg nicht ohne Modelle operationalisierbar. Somit lautet die Empfehlung hierzu ganz eindeutig auf Sicherheitsabschläge beim Benchmarking. Unter diesem Aspekt erscheint es ferner ratsam, die gesamte Regulierungsformel nochmals zu überprüfen, welche – nicht zuletzt auf Druck der Branche – im Verlauf der Konsultation immer mehr Aspekte des Netzbetriebs berücksichtigen sollte, um zu gerechten Ergebnissen zu gelangen. Die Statistik lehrt, dass jedes komplexe System zwangsläufig instabil wird.

Fazit

Es steht eine Vielzahl von möglichen Regulierungsmodellen und Effizienzmessmethoden zur Verfügung, die theoretisch fast beliebig kombinierbar sind. Entscheidender als die Wahl der einzelnen Methoden per se ist ihre jeweilige Parametrierung: Die Frage beispielsweise, ob ein Price-Cap- oder Revenue-Cap-Verfahren zur Anwendung kommt, ist weniger bedeutend als die letztlich angesetzten X-Faktoren. Ob diese X-Faktoren aus einer Data Envelopment Analysis oder durch eine regressionsanalytisch ermittelte synthetische Netzkostenfunktion bereitgestellt werden, tritt in den Hintergrund. Viel bedeutsamer ist hier die Wahl der jeweiligen Strukturmerkmale, die die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers beschreiben und angeben sollen, wie »direkt« die Effizienzergebnisse in Kostensenkungen zu überführen sind.

Es wird somit nicht leicht möglich sein, eine Regulierungspraxis zu etablieren, die sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer die optimale und einzig zufrieden stellende Lösung bietet. Die Vor- und Nachteile der einzelnen Regulierungsmodelle, Effizienzmessverfahren sowie die Methoden der Parameterauswahl lassen sich endlos gegeneinander abwägen und diskutieren. Hinzu kommen die verschiedenen Modi und Freiheitsgrade bei der operativen Umsetzung dieser Verfahren, die zusätzlich Konfliktpotenzial bieten.

Somit scheint hier ein vorsichtiger Kompromiss die beste Lösung: Ein Modell ist dann akzeptabel, wenn es die entscheidenden, das heißt wichtigsten und nicht willkürlich identifizierten Merkmale, die die Versorgungsaufgabe deutscher Netzbetreiber beschreibt, enthält. Transparenz in der Methodik ist dabei oberstes Gebot, wobei selbstverständlich trotz allem Geschäftsgeheimnisse zu wahren sind.

Fehlinterpretationen und Überbewertung von vermeintlichen Ergebnissen, insbesondere aus Effizienzanalysen, sind unbedingt zu vermeiden. Hierzu bietet sich an, sich nicht auf eine einzige Methode zu beschränken, sondern durch geeignete Kombinationen unterschiedlicher Ansätze die Ergebnisse zu verifizieren.

	Strombeschaffung	II
	Grundlagen und Rahmenbedingungen	1
	Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung	1.5
	Effizienzmessung in der Praxis	1.5.6

Es muss ferner den Unternehmen die Möglichkeit gegeben werden, sich zu den Ergebnissen zu äußern und auf besondere Umstände ihrer individuellen Versorgungsaufgabe hinzuweisen, die dann auch zu prüfen und gegebenenfalls entsprechend zu würdigen sind.

Die Umsetzung der Ergebnisse in eine Regulierungsformel sollte behutsam erfolgen und die Komplexität des Gesamtkonzepts reduziert bleiben. Es sollte schließlich auch der Pragmatismus und die Transparenz keiner Scheingenauigkeit zum Opfer fallen.