

Peter Hennicke (Hrsg.)

Den Wettbewerb im Energiesektor planen

LEAST-COST PLANNING
Ein neues Konzept
zur Optimierung
von Energiedienstleistungen

Springer-Verlag



Deutscher Bundestag
Enquete-Kommission
Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre
Kommissionsdrucksache 11/145

14. Least-Cost Utility Planning Ein Handbuch für Regierungsbeauftragte über Energieversorgungsunternehmen

DIE NACHFRAGESEITE:
KONZEPTIONELLE UND METHODISCHE GESICHTSPUNKTE

VORGELEGT VON:
FLORENTIN KRAUSE UND JOSPEH ETO
LAWRENCE BERKELEY LABORATORY
1 CYCLOTRON ROAD
BERKELEY, KALIFORNIEN 94720

National Association of
Regulatory Utility Commissioners
Room 1102 ICC Building; P.O. Box 684
Washington, D.C. 20044
Dezember 1988

Dieses Handbuch wurde vom Lawrence Berkeley Laboratory (LBL) Berkeley, Kalifornien erstellt. Bei der Ausarbeitung unterstützten die Mitglieder des NARUC Committees/Staff Subcommittees zur Energieeinsparung das LBL mit redaktionellen Beiträgen und Vorschlägen. Kosten, die bei der Erstellung dieser Arbeit angefallen sind, wurden teilweise durch einen Zuschuß an die National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) vom U.S.-Energieministerium (DOE Subventionsnr. DE-FG01-87CE27464) abgedeckt. Die hierin zum Ausdruck gebrachten Ansichten und Meinungen sind ausschließlich die der Autoren und müssen nicht notwendigerweise mit Meinungen und Positionen der NARUC oder des U.S. Energieministeriums übereinstimmen. Schriftliche Kommentare werden begrüßt.

DANKSAGUNG

Dieses Handbuch wurde von Florentin Krause und Joseph Eto vom Energie Analyse-Programm des Lawrence Berkeley Laboratory für die National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) mit Unterstützung des Assistant Secretary for Conservation and Renewable Energy, Office of Building and Community Systems, Building Systems Division des U.S. Energieministeriums (DOE) unter Vertragsnummer DE-AC03-76SF00098 erstellt. Es wird mit einer separaten Subvention des DOE durch die NARUC veröffentlicht. Die angegebenen Meinungen sind die der Autoren und spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der NARUC oder des DOE wider.

Die Autoren danken für die Unterstützung durch Mike Foley, National Association of Regulatory Utility Commissioners, Geoffrey Crandall, Michigan Public Service Commission und Vorsitzender des NARUC Staff Subcommittee zur Energieeinsparung und Jacob Kaminsky, Joe Cooper, Jay Homes und John Millhone, U.S. Energieministerium.

Dieses Handbuch profitierte außerordentlich von den Kenntnissen der Mitglieder und Teilnehmer des NARUC Staff Subcommittee zur Energieeinsparung: Tom Archakis, Nevada Public Service Commission, Geoffrey Crandall, Michigan Public Service Commission, Jim Gallagher, New York State Public Service Commission, William Grant, Minnesota Public Utilities Commission, Jerry Mendl, MSB Energy Associates, Cynthia Mitchell, Nevada Consumers Advocates Office, Richard Morgan, Public Service Commission of the District of Columbia, Mary Lou Munts, Wisconsin Public Service Commission, Sam Swanson, New York State Public Service Commission, Anita Spenger, Wisconsin Public Service Commission und Eric C. Woychik, California Public Utilities Commission.

Weiterhin möchten wir anderen Experten danken, die zahlreiche Vorentwürfe des Handbuchs überarbeiteten und kommentierten: Ralph Cavanagh, Natural Resources Defence Council, Charles Goldman, Lawrence Berkeley Laboratory, Eric Hirst, Oak Ridge National Laboratory, Edward Kahn, Lawrence Berkeley Laboratory, Amory Lovins, Rocky Mountain Institute, John Plunkett, Komanoff Energy Associates, Don Schultz, California Public Utilities Commission und Jon Wellingshoff, Anwalt und Energiefachmann.

Eine unermüdliche und fröhliche Unterstützung leisteten Cheryl Wodley und John Randolph vom Lawrence Berkeley Laboratory bei der Erstellung dieser Unterlage.

1. EINLEITUNG

Zur Zeit schreiben siebzehn Staaten Least-Cost Planning für den Energiesektor vor. Viele andere Staaten sind dabei, ähnliche Planungsverfahren und Richtlinien einzuführen. Diese Entwicklungen stellen einen Trend zu größerer Beteiligung von Aufsichtsbehörden und Öffentlichkeit bei der Ressourcenplanung dar. Als Ergebnis dieses Trends ist für Aufsichtsbehörden eine bessere Kenntnis der technisch-methodologischen Aspekte des Least-Cost Planning erforderlich.

Die bisherige Erfahrung mit dem Least-Cost Planning (LCP)¹ beleuchtet viele Bereiche, in denen technisch-methodologische Gesichtspunkte gelöst werden müssen, wenn wir die Politik des Least-Cost Planning effektiv einführen wollen. Diese Gesichtspunkte lassen sich in drei große Bereiche unterteilen:

- 1) Quantifizierung, Vergleich und Integration von Angebotsoptionen;
- 2) Quantifizierung, Vergleich und Integration von Energiespar- und Lastmanagementoptionen und
- 3) Vergleich und Integration von Alternativen der Nachfrageseite mit der Angebotsseite.

Entgegen dem seitherigen Verständnis der Branche können die Komplexitäten und Unsicherheiten auf der Angebotsseite insgesamt größer sein als die der Nachfrageseite, obwohl beide von Bedeutung sind. Auf der Angebotsseite entstehen einige der Schwierigkeiten durch Economics und Diseconomics of Scale (Kostendegression und -progression mit der Blockgröße im Kraftwerksbau), Vorlaufzeiten, Eskalation der Baukosten, Blockgrößen, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Brennstoffpreise und deren Eskalation, zukünftige Entwicklung von Stromverbrauch und Lastganglinien, Auswirkungen auf die Umwelt usw. Das Problem ökologischer und anderer externer Kosten macht die Preisberechnung von Versorgungsquellen besonders unsicher.

Auch auf der Nachfrageseite gibt es eine umfangreiche Liste komplizierender Faktoren: Messung von programmbezogenen Einsparungen, Auswirkungen des Lastverlaufs, Pro-

¹ Wir sprechen von integriertem Least-Cost Planning, um deutlich zu machen, daß sowohl Investitionsalternativen auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite Teil des Least-Cost Planning Prozesses sind. Die Begriffe "Least-Cost Utility Planning", "Least-Cost Planning", "integriertes Least-Cost Utility Planning" und die Abkürzungen "LCP" und "LCUP" werden als gleichwertig benutzt.

grammkosten, Vorhersehbarkeit der Kundenakzeptanz und Teilnahmeraten, Dauerhaftigkeit von Einsparungen, usw.

Schließlich entstehen durch die Integration von Ressourcen der Nachfrageseite in einen traditionell angebotsorientierten Planungsrahmen viele spezielle Probleme, zu denen z.B. die Auswahl angemessener Kosten-Nutzen-Tests, Definition und Berechnung der vermiedenen Kosten, Bewertung von Risiken und Auswahl von Modellierungsverfahren, die für eine Planung mit Unsicherheitsfaktoren geeignet sind, gehören.

Die vorliegende Veröffentlichung ist der zweite Band des NARUC-Handbuches über Least-Cost Utility Planning. Der erste Band gab eine allgemeine Einleitung und Übersicht zum Least-Cost Utility Planning; der zweite Band konzentriert sich auf die nachfrageseitige Komponente des LCUP.

Eine besondere Konzentration auf den Themenbereich der nachfrageseitigen Ressourcen ist nicht etwa erforderlich, weil diese Ressourcen für den Least-Cost Planning Ansatz wichtiger sind, als die Ressourcen der Angebotsseite, sondern weil sie dessen neueste Komponente darstellen. Aufgrund dieser Neuheit sind viele Energieunternehmen und Aufsichtskommissionen mit den technischen und politischen Problemen der nachfrageseitigen Ressourcen nicht vertraut.

Band 2 unterscheidet sich auch insofern von Band 1, als hier eher eine detailliertere technische Beschreibung gegeben wird als eine allgemeine Einführung. Aufgrund der technischen Tiefe wird kein Versuch unternommen, alle begrifflichen und methodologischen Probleme umfassend anzusprechen, die bei der Integration von Ressourcen der Nachfrageseite oder Energiesparungs- und Last-Management (C&LM) Ressourcen anfallen². Stattdessen beschränken wir uns auf eine Teilmenge von Themenbereichen der Nachfrageseite, besonders auf die Bereiche der Wirtschaftlichkeitstests, der Definition vermiedener Kosten und auf Modellansätze für die integrierte Ressourcenplanung. Wir decken auch detailliert die politischen Probleme ab, die mit der Auswahl der Wirtschaftlichkeitsperspektiven verbunden sind.

Andere wichtige Themenbereiche werden möglicherweise in späteren Veröffentlichungen behandelt werden. Dazu gehören die spezifischen Meßprobleme, die mit nachfrageseitigen Programmen verbunden sind und die Schwachstelle des Least-Cost Planning darstellen, d.h. die Schwierigkeit, ökologische und andere "externe Kosten" zu quantifizieren und die

² Wir benutzen die Abkürzungen C&LM und Ressourcen der Nachfrageseite als Synonyme. Bei verkaufsreduzierenden Maßnahmen zur Nachfrageseite sprechen wir im allgemeinen von Steigerung der Effizienz in der Energienutzung statt von Energieeinsparung, da unter Energiesparen manchmal auch die Einschränkung von EDL verstanden wird.

Rolle, die das L
sten spielen kön

Wir beginnen n
Nachfrageseite
Versorgungsunt

Von dort gehen
schaftlichkeitste
nernehmen eing
Bereich der Re
nachfrageseitige
Arbeitsgruppen
zelen Staaten
tigten Tests mi

Während der S
pektiven mehr
darüber, wie di
haltet oft abstr
versorgungsunt
vant sind. Desh
nen Argumente
der Perspektive

In Abschnitt V
thoden und Da
schaftlichkeitst
ben ist wichtig,
richt sprechen

Die Verfahren,
verbunden mit
tätswirtschaft ü
Brücke zum K
ourcenplanung
sätze wird im l

Rolle, die das LCP beim Erreichen normativer umweltpolitischer Ziele zu geringsten Kosten spielen könnte und sollte.

Wir beginnen mit den Grundlagen (Abschnitt II): den Gründen dafür, daß Ressourcen der Nachfrageseite überhaupt bestehen und der speziellen Bedeutung von Programmen der Versorgungsunternehmen, um diese zu mobilisieren.

Von dort gehen wir weiter zum Themenkomplex der Wirtschaftlichkeitstests. Die Wirtschaftlichkeitstests, die für die Bewertung von Nachfrageprogrammen der Versorgungsunternehmen eingesetzt werden, waren ein zentrales Thema bei den Neuentwicklungen im Bereich der Regulierung/Energieaufsicht im Rahmen des LCUP. Auf dem neuen Feld nachfrageseitiger Entwicklungen ist dies der erste Sektor, in dem ein Standard-Ansatz von Arbeitsgruppen mit Energieversorgungsunternehmen und Aufsichtsbehörden in den einzelnen Staaten erarbeitet wurde. In diesem Band betrachten und definieren wir die wichtigsten Tests mit den entsprechenden Berechnungsformeln (Abschnitt III).

Während der Standard-Ansatz die *Definitionen* der unterschiedlichen wirtschaftlichen Perspektiven mehr oder weniger geklärt hat, gibt es immer noch beachtliche Diskussionen darüber, wie die unterschiedlichen Perspektiven zu *gewichten* sind. Diese Diskussion beinhaltet oft abstrakte Argumente, die für die spezifischen Umstände, in denen sich Energieversorgungsunternehmen und Aufsichtsbehörden befinden mögen, nicht ausreichend relevant sind. Deshalb geben wir in Abschnitt IV nicht nur eine Übersicht über die allgemeinen Argumente, sondern konkrete quantitative Beispiele, die eine pragmatische Abwägung der Perspektiven unter unterschiedlichen Bedingungen illustrieren.

In Abschnitt V geben wir eine kurze Übersicht über Meßprobleme, einschließlich der Methoden und Daten, die zur Berechnung der Inputs für die Berechnungsformeln der Wirtschaftlichkeitstests eingesetzt werden. Die Standardisierung der Berechnung dieser Eingaben ist wichtig, um die LCP-Praxis einheitlicher und konsistenter zu machen. In diesem Bericht sprechen wir im Detail nur die richtige Bestimmung der vermiedenen Kosten an.

Die Verfahren, die zur Berechnung der vermiedenen Kosten eingesetzt werden, sind eng verbunden mit den Produktionskosten- und -planungsmodellen, die heute in der Elektrizitätswirtschaft üblich sind. Unsere Diskussion der vermiedenen Kosten schlägt daher eine Brücke zum Komplex dynamischer Modellierungsverfahren, die für eine integrierte Ressourcenplanung angemessen sind. Eine Übersicht über die wichtigsten Modellierungsansätze wird im letzten Abschnitt des Berichtes gegeben (Abschnitt VI).

Chapter 10

2. MOTIVE FÜR PROGRAMME DER NACHFRAGESEITE

Ressourcen der Nachfrageseite und konventionelle ökonomische Vorstellungen/Theorien

Definition: Ressourcen der Nachfrageseite sind Möglichkeiten, die Effizienz in der Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu steigern, die auf dem Markt nicht vollständig umgesetzt werden. Die Nutzung von nachfrageseitigen Ressourcen erfordert spezielle Programme, die versuchen, kosteneffektive Einsparungen bei Strombedarf und Spitzenlastbedarf zu mobilisieren. Ohne solche Programme würden diese Einsparungen nicht realisiert oder würden nur mit signifikanter Zeitverzögerung auftreten und würden auf jeden Fall nicht zuverlässig zu erwarten sein, wodurch Versorgungsunternehmen kostspielige Reserverkapazitäten hätten bereitstellen müssen, was wiederum eine Erhöhung der Tarife zur Folge hätte.

Konventionelle ökonomische Vorstellungen

Nach der klassischen Wirtschaftstheorie ist das Vorhandensein von Ressourcen der Nachfrageseite keinesfalls selbstverständlich. Nach klassischen ökonomischen Vorstellungen einer perfekt funktionierenden Marktwirtschaft investieren Verbraucher von sich aus, motiviert durch Eigeninteresse, in wirtschaftlich effiziente Energieeinsparungen und Last-Management. Sie vergleichen alternative Investitionsmöglichkeiten, wie z.B. Ersparnisse, Aktien und Wertpapiere und andere Möglichkeiten und werden alle energieeffizienten Investitionen weiterverfolgen, die dieselben oder bessere Ertragsraten liefern, als solche, die durch andere Investitionsarten möglich sind. Dadurch stehen Investitionen der Nachfrageseite in relativem Gleichgewicht zu üblichen Ertragsätzen für Kapital, die in der Wirtschaft insgesamt erhältlich sind.

Dieses Modell formte die traditionelle Auffassung des Energiesektors, gemäß der Ineffizienzen der Nachfrageseite (und somit Ressourcen der Nachfrageseite) hauptsächlich wegen falscher Preissignale vorhanden sind. Die Konzentration auf Preise ist angemessen, wenn man davon ausgeht, daß Energieverbraucher:

- bei der Wahl ihrer Investitionen hauptsächlich durch wirtschaftliche Preisüberlegungen geleitet werden;

* auf je
auf d
entsp

Üblicherweise w
ternen Kosten (c
reichendem Wei
Tariffestsetzung
preisbildung dar

Aus dieser preis
sourcen der Na
zeitabhängig auf
Tariffestsetzung
Anreizzahlunge
renz zwischen D

Mängel des konv

Dem konvention
ten oder -barrie
trizitätskunden :
zehnt, daß die
Faktoren als du
Hemmnisse, Ur
Zugang zu Kapi

Der Nachweis f
nen auf der Na
stellungen:

- 1) In w
aktu

¹ Siehe z.B. Di
1987. Weitere
nachstehend in

- auf jegliche Preissignale, die sie erhalten, mit einem solchen Investitionsumfang auf der Nutzungsseite reagieren, wie es den durchschnittlichen Kapitalerträgen entspricht, die in der Gesamtwirtschaft erzielt werden.

/Theorien

der Bereit-
ständig um
zielle Pro-
bitzenlastbe-
ht realisiert
f jeden Fall
elige Reser-
r Tarife zur

Üblicherweise werden Verzerrungen bei Preissignalen Faktoren wie vernachlässigten externen Kosten (oder besser, schwierig quantifizierbaren Kosten), Subventionen oder unzureichendem Wettbewerb zwischen Lieferanten zugeschrieben. Im Energiesektor stellt der Tariffestsetzungsprozeß zusätzliche und einzigartige Hindernisse bei der Grenzkostenpreisbildung dar (Landsberg 1979).

Aus dieser preiskalkulationsorientierten Perspektive wäre das zur Mobilisierung der Ressourcen der Nachfrageseite erforderliche Programm eine Tariffreform, die Strompreise zeitabhängig auf der Basis von Grenzkosten festlegt. Nur wenn Unzulänglichkeiten bei der Tariffestsetzung eine Gruppierung der Tarife nach Grenzkosten nicht zulassen, würden Anreizzahlungen an Kunden erforderlich. Der Umfang dieser Anreize sollte auf die Differenz zwischen Durchschnittstarifen und Grenzkosten beschränkt sein.

Mängel des konventionellen Modells

n der Nach-
tellungen ei-
h aus, moti-
nd Last-Ma-
arnisse, Ak-
ienten Inve-
s solche, die
r Nachfrage-
in der Wirt-

Dem konventionellen Modell liegt die Annahme zugrunde, daß Marktunvollkommenheiten oder -barrieren zu vernachlässigen sind oder sich nur auf eine kleine Anzahl von Elektrizitätskunden auswirken. Jedoch zeigten umfangreiche Untersuchungen¹ im letzten Jahrzehnt, daß die Verbreitung effizienter Technologie ernstlich durch eine Anzahl anderer Faktoren als durch Preisverzerrungen beeinträchtigt wird, besonders durch institutionelle Hemmnisse, Unannehmlichkeiten, subjektive Risikowahrnehmungen und eingeschränkten Zugang zu Kapital und Informationen.

Der Nachweis für bedeutende, nicht realisierte Möglichkeiten kosteneffektiver Investitionen auf der Nachfrageseite ergibt sich aus Untersuchungen zu den folgenden drei Fragestellungen:

- 1) In welcher Relation steht die Energieeffizienz neuer Gebäude und Geräte, die aktuell gebaut und erworben werden, zu den energieeffizientesten und kosten-

ß der Ineffi-
sächlich we-
angemessen,

e Preisüber-

¹ Siehe z.B. Diskussionen bei Stern und Aronson 1984, Blumstein *et al.* 1980 und EPRI 1987. Weitere Verweise, die diesen Problembereich behandeln und analysieren, werden nachstehend in der Diskussion über den Payback Gap zitiert.

günstigsten Technologien, besonders zu den kostengünstigsten im Handel verfügbaren Modellen?

- 2) Welche Amortisationsforderungen werden von Kunden gestellt - explizit oder implizit - wenn sie vor Investitionsentscheidungen über die Effizienz von Nutzungstechnologie stehen?
- 3) Welche spezifischen institutionellen und sozio-ökonomischen Faktoren beeinflussen oder bestimmen (falls überhaupt) außer Preisen diese Investitionsentscheidungen?

Die nachfolgenden Abschnitte stellen die wichtigsten Ergebnisse dieser Untersuchungen dar.

Die Effizienzlücke (Efficiency Gap)

Eine Anzahl von Studien² untersuchten das noch nicht realisierte Potential für Elektrizitätseinsparungen durch erhöhte Nutzungseffizienz. Obwohl die Schätzungen variieren, stimmen diese Studien insoweit überein, daß die Kluft zwischen der Energieeffizienz der durchschnittlichen Neuinvestition und der besten verfügbaren und kosteneffektivsten Technologie auf dem Markt groß ist. Die Kluft wird sogar noch größer, wenn bei der Definition der besten verfügbaren Technologie auch fast-kommerzielle Prototypen oder Verbesserungen eingeschlossen werden, die Materialien einsetzen, die bereits verfügbar sind, sowie bewährte elektronische Komponenten und standardgemäße, allerdings noch nicht realisierte technische Ansätze, die innerhalb des 10-20jährigen Zeithorizontes der Energieressourcenplanung auf dem Markt verfügbar sein könnten, und von denen erwartet wird, daß sie Einsparungen mit guten wirtschaftlichen Erträgen ermöglichen werden.

Bei der Energieplanung ist es üblich, nur im Handel verfügbare und in Massen produzierte Ausrüstungen und gut etablierte Bauverfahren zu berücksichtigen. Trotz dieser Einschränkung belaufen sich potentielle Einsparungen, die in den o.a. Studien nachgewiesen wurden, bei einer Anzahl von Endverbrauchszwecken, z.B. Beleuchtung im Haushaltsbereich und

² Siehe hierzu z.B. SERI (1980) für alle Sektoren der U.S. Gesamtwirtschaft, Usibelli *et al.* (1985) für den gewerblichen Sektor, Hunn, Rosenfeld *et al.* (1986) für Haushalts- und gewerbliche Sektoren, Geller *et al.* (1986) und Krause *et al.* (1987) für den Haushaltssektor, basierend auf grundlegenden Daten aus Versorgungsgebieten in Texas, Kalifornien und Michigan.

komme
mehr.

Aus die
Kosten
ren Te
Stromtr

Zum V
das Ko
dung II
neuerer

Die obr
ausgehe
nomme
Hausha
tor, Wi
und Ge

Die zw
beinhalt
Marktr

Die drit
rio) gek
Reihe v
effizient
Angebo
dar.

³ Die K
standhal
diert du
sten einj

⁴ Michij
Studie fi

⁵ Die b
auf der
ternehm
gung voi
bereitet.
Applian

kommerzielle Beleuchtung, Kühlung, Warmwasserbereitung usw. auf fünfzig Prozent oder mehr.

Aus diesen technischen Untersuchungen resultiert weiterhin, daß die durchschnittlichen Kosten der eingesparten Energie³, die durch Investitionen in diese kommerziell verfügbaren Technologien der Nachfrageseite möglich sind, oft deutlich geringer als aktuelle Stromtarife sind.

Zum Verständnis, wie eine Ressource der Nachfrageseite spezifiziert wird, ist es nützlich, das Konzept mit Begriffen der konventionellen Energieprognose zu vergleichen. Abbildung II-1 stellt vier Vorhersagen vor, die das Verfahren illustrieren, basierend auf einer neueren Least-Cost Planning Studie in Michigan⁴.

Die oberste Kurve, als *frozen efficiency forecast* bezeichnet, stellt den Elektrizitätsbedarf ausgehend von der Annahme dar, daß keinerlei technische Effizienzverbesserungen vorgenommen werden: d.h. die Nachfrageentwicklung wird nur durch die Entwicklung von Haushaltsgröße und Anzahl, Zuwachs im persönlichen Einkommen (oder, im Industriesektor, Wirtschaftswachstum ermittelt nach Branchen) und die Sättigung bei Anwendungen und Geräten vorangetrieben.

Die zweite Linie, die als *business-as-usual forecast* (Trendprognose) gekennzeichnet ist, beinhaltet Prognosen zu Wirtschaftlichkeitsverbesserungen als Funktion aktueller Markttrends und anderer bekannter Faktoren, wie z.B. Pläne für Effizienzstandards⁵.

Die dritte Linie, als *program-based scenario* (Programminduziertes Szenario) (LCP-Szenario) gekennzeichnet, stützt sich auf dieselbe Prognose, aber geht von der Anwendung einer Reihe von Programmen von Versorgungsunternehmen aus, die die Marktdurchdringung effizienterer Nutzungstechnologien beschleunigen und gewährleisten würden. Die Angebotskurve (supply curve) in Abb. II-2 stellt die Kosten der verwendeten Programme dar.

³ Die Kosten eingesparter Energie (CCE) sind die annuitätisch verteilten Kapital- und Instandhaltungskosten einer effizienzsteigernden Investition über deren Lebensdauer, dividiert durch die Energieeinsparungen (Meier 1982). Auf ähnliche Weise lassen sich die Kosten eingesparter Spitzenlasten (CCPP) definieren, siehe (Krause *et al.* 1987).

⁴ Michigan Electricity Options Study (MEOS) 1987. Die Abbildung zeigt Ergebnisse einer Studie für den Haushaltssektor, vorgelegt durch LBL (Krause *et al.* 1987).

⁵ Die business-as-usual Prognose, die hier für den Haushaltsbereich gezeigt wird, wurde auf der Grundlage von Schätzungen und Prognosen durch Mitarbeiter von Versorgungsunternehmen, die am MEOS Least-Cost Planning Projekt teilnahmen und unter Zugrundelegung von Informationen der Association of Home Appliance Manufacturers (AHAM) vorbereitet. Sie beinhaltet die erwarteten Einsparungen durch Anwendung der National Appliance Efficiency Standards von 1987.

landel ver-

plizit oder
z von Nut-

oren beein-
stitutionsent-

rsuchungen

ür Elektrizität
n variieren,
effizienz der
effektivsten
bei der Defini-
tion oder Ver-
fügbarkeit sind,
s noch nicht
es der Ener-
gien erwartet
werden.

a produzierte
er Einschränk-
ungen wurden,
sbereich und

Usibelli *et al.*
halts- und ge-
wirtschaftektor,
Kalifornien und

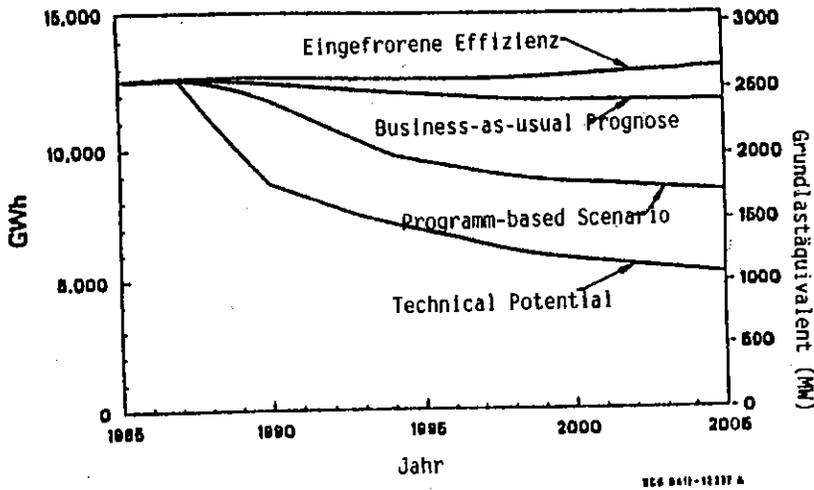


Abb. II-1. Ressourcen der Nachfrageseite im Haushaltssektor in Michigan, 1985-2005. Quelle: Krause, et al. 1987

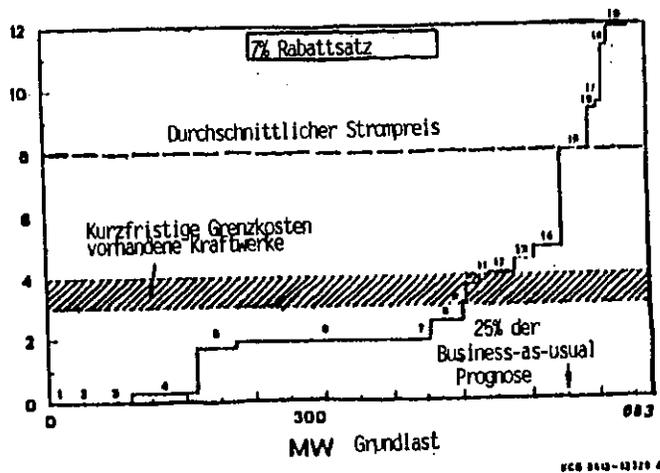


Abb. II-2. Kurve der jährlichen Elektrizitätseinsparungen im Haushaltssektor in Michigan, Jahr 2005. Quelle: Krause, et al. 1987 (durch Programme als mobilisierbar erwartet)

Die vierte Li
fallen würde,
Kauf zum Er
gen voll gem
strukturiert,
nen Durchdr
Ber (als die
(Abb. II-2)).

Aus Abb. II
verfügbaren
strombedar
gnosen für
ner Extrapo
und Techn
mit umfang
zent⁶ gesch
nischen Po
verbessert
rücksichtig
hen und ei
zwei Jahre

Die Koste
ausgedrück
Die Abbil
Haushalts:

⁶ Diese S
Warmwa
tential di
maßnah
Vorwiege
gungsun
Planung
Elektriz
⁷ Als Be
konzipie
gramme
tungspro

Die vierte Linie, als *technical potential* bezeichnet, zeigt den hypothetischen Bedarf, der anfallen würde, wenn die effizientesten Geräte oder Technologien auf dem Markt bei jedem Kauf zum Ersatz eines alten Gerätes oder bei Neubauten und Neukäufen von Ausrüstungen voll genutzt würden. Die Kosten für dieses technische Potential sind üblicherweise so strukturiert, wie dies in Abb. II-2 angegeben ist. Aufgrund der als vollständig angenommenen Durchdringung sind jedoch die möglichen Einsparungen auf jedem Kostenniveau größer (als diejenigen, die durch Programme realistischweise mobilisiert werden können (Abb. II-2)).

Aus Abb. II-1 geht hervor, daß, falls alle Haushaltskunden in Michigan die modernsten verfügbaren Technologien erwerben würden (das technische Potential), der Haushaltsstrombedarf ungefähr 56 Prozent niedriger liegen würde, als es die konventionellen Prognosen für 2005 angeben. Dieses Ergebnis illustriert, daß die meisten Konsumenten bei einer Extrapolation der aktuellen Kauf- und Investitionsmuster energieeffiziente Modelle und Technologien übergehen würden. Die *Untergrenze* der Einsparungen, die zuverlässig mit umfangreichen Anreizprogrammen der EVU erzielt werden könnte, wurde auf 29 Prozent⁶ geschätzt. Mit anderen Worten könnten Programme mindestens die Hälfte des technischen Potentials realisieren. Es handelt sich hierbei um eine konservative Schätzung, die verbessert werden könnte, wenn man Erfahrungswerte mit aggressiven Programmen berücksichtigt, die auf direkter Lieferung und Installation ohne Kosten für den Kunden beruhen und eine Teilnahme von 85-90 Prozent in einem Zeitraum von einigen Wochen bis zu zwei Jahren erreichen⁷.

Die Kostenstruktur von nachfrageseitigen Ressourcen, die in Cent pro eingesparter kWh ausgedrückt wird und auf gesellschaftlichen Renditen basiert, wird in Abb. II-2 dargestellt. Die Abbildung zeigt eine Angebotskurve (supply curve) für eingesparte Energie für den Haushaltssektor in Michigan. Es handelt sich um Kosten pro kWh für die Anwendung der

⁶ Diese Schätzung schließt Stromeinsparungen aus, die wirtschaftlich durch Umstellen von Warmwasserbereitern, Herden und Trocknern auf Gas möglich wären. Das technische Potential dieser Stromsubstitution ergab sich als fast genauso groß, wie die aller Stromsparmaßnahmen im programminduzierten Szenario (LCP-Szenario) zusammengenommen. Vorwiegend im Fall des Kochens können Kundenvorlieben verhindern, daß das Versorgungsunternehmen das volle Potential realisieren kann. Trotzdem sollte der Least-Cost-Planning-Rahmen dahingehend erweitert werden, daß andere Endenergien außer der Elektrizität eingeschlossen werden.

⁷ Als Beispiel gilt hier das Hood River Haushalts-Nachrüstungsprogramm, das speziell konzipiert wurde, um die Kluft zwischen dem technischen Potential und dem durch Programme erreichbaren Potential zu testen (Hirst *et al.* 1989), und eine Anzahl von Beleuchtungsprogrammen (Krause and Vine 1989).

- 3000
- 2500
- 2000
- 1500
- 1000
- 500
- 0
105

Grundlastäquivalent (MW)

Michigan, 1985-

Stromsektor in Mi-

Maßnahmen und Programme, die im programminduzierten Szenario in Abb. II-1⁸ angenommen werden.

Die Angebotskurve in Abb. II-2 deckt eine große Kostendifferenz zwischen den meisten Maßnahmen der Nachfrageseite und den aktuellen, typischen Haushaltsstrompreisen von ungefähr 8 Cent/kWh (gestrichelte Linie) auf. Die Abbildung zeigt weiter eine Kostenbandbreite für die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion mit *vorhandenen* Grundlast-Kraftwerken, die im Bereich von 3-4 Cent/kWh (inklusive der Leitungsverluste) liegen. Beachten Sie, daß ein großer Anteil (ungefähr 70 Prozent) der nachfrageseitigen Ressourcen weniger kostet, als vorhandene, in Betrieb befindliche Anlagen. Die durchschnittlichen Kosten dieses Teils der Versorgungskurve liegen deutlich unter den Stromerzeugungskosten durch *bestehende* Grundlast-Kraftwerke. Tabelle II-1 stellt die Zahlen für die durchschnittlichen Kosten jedes Hauptsegmentes der Angebotskurve und die Kosten der gesamten nachfrageseitigen Ressource dar. Es wird deutlich, daß die durchschnittlichen Kosten der gesamten nachfrageseitigen Ressource (inklusive der Programmverwaltungskosten) in Abbildung II-2 2,9 Cent/kWh bei einer 7%igen Rendite für das EVU betragen. Für den Anteil der Versorgungskurve, der unter dem Bereich kurzfristiger Grenzkosten liegt, beträgt der Durchschnitt 1,4 Cent/kWh (Krause *et al.* 1987). Beachten Sie, daß eine reale Rendite von sieben Prozent eine ungünstige Annahme bei Investitionen der Nachfrageseite darstellt, wenn man davon ausgeht, daß eine entsprechende Ertragsrate bei Investitionen in Versorgungskraftwerke nur mit Eigenkapital realisiert wird. Finanzierung durch Kredite und AFUDC (Allowance for Funds Used During Construction - Bewilligter Kapitaldienst während der Bauzeit) reduzieren die anwendbaren, durchschnittlichen Zinssätze beträchtlich. Bei einem realen Zinssatz von 3 % z.B., betragen die durchschnittlichen Kosten in der Angebotskurve nur 2,0 Cent/kWh. Der Anteil, der unter die 3,0 Cent/kWh Schwelle fällt, wächst auf 75 Prozent aller Einsparungen an, und die durchschnittlichen Kosten eingesparter Energie dieses Anteils belaufen sich auf 1,1 Cent/kWh.

Es muß betont werden, daß diese Ergebnisse für Michigan lediglich einen Hinweis auf die Ergebnisse geben können, die in anderen Regionen erzielt werden könnten. Sie lassen sich nicht automatisch auf andere Versorgungsgebiete und Bundesstaaten übertragen. Andere Regionen der U.S.A. weisen starke Unterschiede in Bezug auf Klima, Gebäudetypen, statistisches Gewicht der Endverbrauchszwecke, Gerätepreise und Lohnkosten auf. Aus diesen Gründen sollte eine Quantifizierung der Ressourcen der Nachfrageseite und ihrer Kostenstrukturen immer die wirklichen Gegebenheiten in jeder Region reflektieren.

⁸ Die Kosten beinhalten die Gesamtkosten der Investitionen auf der Nachfrageseite plus die Verwaltungskosten für Programme der Nachfrageseite, was den Kosten der Ressourcen der Nachfrageseite für Tarifkunden entspricht, wenn die Tarifkunden Rabatte erhalten würden, die die gesamten Zusatzkosten bei der Wahl effizienterer Geräte abdecken würden.

Tabelle II-1:

Stufe	
1	Air
2	Off
3	Nac
4	Hor
	spa
	Wa
5	Zw
6	Be
7	Vo
8	Kül
	st
9	Se
	au
10	Ne
11	Vo
12	Kü
13	Wa
14	Ha
15	Ef
16	St
17	Vc
18	Pr
	sc
	gr
19	Ne
	Al
	<
	Al
	3
	A
	<
	A

EHH: ele

Disparität

Ergebniss
del verfü
trotz auß

Tabelle II-1: Kurve der jährlichen Stromeinsparungen im Haushaltssektor in Michigan, Jahr 2005: 7 % Kapitalzins

Stu- fe	Einsparmaßnahme	Jährl. Einspa- rungen gegenüber dem Trend	Kosten der eingesparten Energie (Gesamtkosten Ressourcen) (c/kWh)
1	Air Conditioner	114	0,0
2	Ofenlüfter	173	0,0
3	Nachtabsenkung	191	0,0
4	Hocheffiziente energie- sparende Duschen und Wasserhähne	385	0,3
5	Zweitgeräte	226	1,7
6	Beleuchtung	1123	1,9
7	Vorhandene EHH, Block 1	13	2,3
8	Kühlschränke nach Geräte- standard von 1992	189	2,5
9	Selbstabtauende/Abtau- automatik, LowTech	20	3,1
10	Neue EHH, Block 2	83	3,7
11	Vorh. EHH, Block 2	52	4,0
12	Kühlschränke LowTech	149	4,1
13	Waschmaschinen	112	4,5
14	Handbediente LowTech	162	4,9
15	Eff. Warmwasserbereiter	168	8,0
16	Std. 1992/Niedrigtech.	51	9,3
17	Vorh. EHH, Block 3	36	9,5
18	Programme für einkommens- schwache Bevölkerungs- gruppen	38	11,3
19	Neue EHH, Block 3	124	11,9
	Alle Maßnahmen < 3,0 Cent/kWh	2414	1,4
	Alle Maßnahmen 3,0-4,0 Cent/kWh	155	3,7
	Alle Maßnahmen < 4,0/Cent/kWh	840	7,1
	Alle Maßnahmen	3408	2,9

EHH: electric heated home (elektrisch beheizter Haushalt)

Disparität der Wirtschaftlichkeitskalküle (Payback Gap)

Ergebnisse wie diese lenkten die Aufmerksamkeit auf die langsame Diffusion der im Handel verfügbaren energieeffizienten Technologien in den Gebäude- und Gerätebestand, trotz äußerst günstiger Kosten der eingesparten Energie. Diese Diskrepanz kann zu einem

II-1⁸ ange-

den meisten
preisen von
eine Kosten-
vorhandenen
ingsverluste)
frageseitigen
. Die durch-
den Stromer-
e Zahlen für
d die Kosten
urchschnittli-
rammverwal-
das EVU be-
stiger Grenz-
beachten Sie,
stitutionen der
rtragsrate bei
Finanzierung
- Bewilligter
ttlichen Zins-
nschnittlichen
,0 Cent/kWh
mittlichen Ko-

inweis auf die
Sie lassen sich
agen. Andere
detypen, stati-
f. Aus diesen
ihrer Kosten-

frageseite plus
er Ressourcen
batte erhalten
abdecken wür-

zugrundeliegenden Payback Gap in Beziehung gesetzt werden, d.h. einer Kluft zwischen den wirtschaftlichen Kriterien, die von Energieversorgungsunternehmen und Energieverbrauchern benutzt werden. Der Begriff "Payback Gap" wurde erstmals von Cavanagh (1983) eingeführt.

Gemäß umfangreichen Untersuchungen zu Verbrauchervorlieben, sind die Verbraucher im allgemeinen nicht motiviert, Investitionen in die Verbesserung der Energienutzungseffizienz zu tätigen, es sei denn, die Amortisationszeiten sind sehr kurz, sechs Monate bis zu drei Jahren. Zudem ist dieses Verhalten nicht nur auf Haushaltskunden beschränkt. Auch gewerbliche und Industriekunden fordern implizit genauso kurze oder sogar noch kürzere Rückzahlungszeiten, manchmal nur einen Monat. Dieses Phänomen ist nicht nur unabhängig vom Kundensektor, sondern auch von den speziellen Endverbrauchszwecken und Nutzungstechnologien, die betroffen sind⁹.

Diese kurzfristige Perspektive von Energieverbrauchern führt wiederum zu überhöhten Verbrauchszuwächsen, was die Versorgungsunternehmen zwingt, kompensierende Investitionen auf der Angebotsseite durchzuführen. Investitionen der Versorgungsunternehmen basieren jedoch auf langfristigen Planungen mit realen Renditesätzen im Bereich von 5-7 % auf eigenfinanzierte und ungefähr 2-4 % auf kreditfinanzierte Investitionen. Es wird erwartet, daß sie sich über einen Zeitraum von 10 bis 20 Jahren amortisieren. Das allgemeine Bild, das sich somit ergibt, ist also das einer beachtlichen Asymmetrie zwischen wirtschaftlichen Investitionskriterien auf der Nachfrage- und der Angebotsseite. Die Größe dieser Asymmetrie ist so beachtlich, daß sie mehr Gewicht hat als ansonsten signifikante Variationen auf der Nachfrageseite in den impliziten Rückzahlungsforderungen nach Kundenklasse, Endeinsatz und Technologie.

Um diesen Payback Gap noch konkreter darzustellen, soll als typisches Beispiel ein effizienter Kühlschrank herangezogen werden, der Energieeinsparungen zu Kosten von 2,5 Cent/kWh ermöglicht (angenommen wird eine 20jährige Lebensdauer und eine typische EVU-Rendite von 3 %). Im Vergleich zu durchschnittlichen Elektrizitätstarifen von ungefähr 7 Cent/kWh, würden die Kosten eingesparter Energie von 2,5 Cent/kWh dieses Modell zu einem guten Geschäft machen. Tabelle II-2 gibt die Umrechnungen zwischen Rendite und Amortisationszeiten als Funktion der Investitionsdauer an (Wisconsin PSC 1985,

⁹ Für allgemeine Reviews siehe z.B. Train 1985, CPUC 1984, Hirst *et al.* 1983, Stern and Aronson 1984, Kempton and Neimann 1987, Stobaugh and Yergin 1981. Bezgl. Energieeffizienz-Investitionen in Wohngebäuden, siehe Corum O'Neal 1982, Vine *et al.* 1987, Stern *et al.* 1986, Oster and Quigley 1978. Bzgl. Geräte im Haushaltsbereich siehe Rudermann *et al.* 1984. Für den gewerblichen Sektor, Barker *et al.* 1986, Manitoba Conservation and Renewable Energy Office 1984, Rosenfeld and de la Morinière 1987, EPRI 1987. Aktuelle Erfahrungen aus Nevada mit der Wahl der Beleuchtungseffizienz im gewerblichen Sektor deuten auf einen Rückzahlungszeitraum von einem Monat hin (Wellinghoff 1988). Bzgl. des Industriesektors siehe ASE 1987.

Plunkett 19
ner geforde

Jetzt wird
nerhalb vo
sehen, daß
zinsung vo
ergie im V
15/2 = 7,5
gefähr 2,5
U.S.-Elekt
den, der d
der Nachf.
verzichtet.

Tabelle II

Rückza	
1	
1	1/
2	
2	1/
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
12	
15	
20	

C

Wollten
lungsku
die von

Plunkett 1988). Bei einer Lebensdauer der Investition/des Gerätes von 20 Jahren und einer geforderten Amortisation in 15 Jahren ergibt sich eine 3,1%ige Kapitalverzinsung.

Jetzt wird die implizite Forderung von Kunden berücksichtigt, daß eine Amortisation innerhalb von 2 Jahren erfolgt sein soll. Dazu wird wieder Tabelle II-2 herangezogen. Wir sehen, daß diese Kunden für die Investition in den Kühlschrank implizit eine Kapitalverzinsung von 64 % anlegen. Bei dieser Renditeforderung sind die Kosten eingesparter Energie im Verhältnis zum kürzeren Amortisationszeitraum höher; nämlich um den Faktor $15/2 = 7,5$. Dies ergibt vom Kunden wahrgenommene Kosten eingesparter Energie von ungefähr $2,5 \times 7,5 = 18,8$ Cent/kWh, was mehr als doppelt so hoch wie der durchschnittliche U.S.-Elektrizitätstarif ist. Anders gesagt, kann man von einem 2-Jahre-Rückzahlungskunden, der durchschnittliche Tarife von 7 Cent/kWh zahlt, erwarten, daß er auf Maßnahmen der Nachfrageseite mit Kosten eingesparter Energie von mehr als $7/7,5 = 0,9$ Cent/kWh verzichtet.

Tabelle II-2. Implizit geforderte reale Renditesätze (%/Jahr)

Rückzahlung (J)	Investitionsdauer (J)							
	3	5	7	10	15	20	25	30
1	146,5	159,8	161,5	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8
1 1/2	68,4	87,3	91,2	92,3	92,5	92,5	92,5	92,5
2	33,5	55,5	61,3	63,5	64,0	64,0	64,0	64,0
2 1/2	13,3	37,2	44,4	47,6	48,6	48,8	48,8	48,8
3	0,0	25,1	33,4	37,5	39,0	39,3	39,3	39,3
4		9,7	19,4	24,9	27,5	28,1	28,3	28,3
5		0,0	10,7	17,2	20,7	21,6	21,9	22,0
6			4,6	11,9	16,0	17,3	17,8	18,0
7			0,0	7,9	12,6	14,2	14,8	15,1
8				47,7	9,9	11,8	12,6	12,9
9				2,2	7,8	9,9	10,8	11,2
10				0,0	6,0	8,3	9,3	9,9
12					3,1	5,8	7,1	7,7
15					0,0	3,1	4,6	5,5
20						0,0	1,9	3,0

Quelle: Plunkett (1988)

Wollten die Politiker Preissignale schaffen, die ausreichen, um einen 2-Jahre-Rückzahlungskunden dabingehend zu stimulieren, daß er alle Effizienzinvestitionen unternimmt, die von der Perspektive der EVU her gegenüber aktuellen Durchschnittskosten der Strom-

uft zwischen
Energiever-
n Cavanagh

Verbraucher
nutzungseffi-
lonate bis zu
ränk. Auch
och kürzere
ur unabhän-
ken und Nut-

überhöhten
ende Investi-
nternehmen
reich von 5-
nen. Es wird
n. Das allge-
wischen wirt-
. Die Größe
signifikante
nach Kun-

piel ein effi-
sten von 2,5
eine typische
en von unge-
h dieses Mo-
wischen Ren-
in PSC 1985,

33, Stern and
gl. Energieeff-
l. 1987, Stern
udermann et
tion and Re-
87. Aktuelle
lichen Sektor
1988). Bzgl.

produktion kosteneffektiv wären (dabei wieder von einer 7%igen Rendite ausgehend), müßten sie Preissignale von voraussichtlich $7 \times 7,5 = 52,5$ Cent/kWh anbieten.

Diese Zahlen illustrieren, warum der Payback Gap eine Politik, die nur auf der Preisgestaltung beruht, ineffektiv macht, es sei denn, sie wird mit Programmen kombiniert, die die Marktbarrieren und institutionellen Hemmnisse ansprechen, denen sich ein Verbraucher gegenüber sieht, wenn er wirtschaftlich rationale Investitionen tätigen möchte.

Marktbarrieren und institutionelle Hemmnisse

Detaillierte Untersuchungen durch Forschungsinstitutionen und Versorgungsunternehmen haben die Gründe für diesen Payback Gap¹⁰ deutlich gemacht. Sie decken ein komplexes Netz von Überlegungen und Einschränkungen auf einer Microebene auf, die deutlich, je nach Konsumentengruppe und Ekt-Anwendung variieren, obwohl ihre Auswirkungen auf implizite Renditesätze relativ universell sind und in ihrer Größe miteinander verglichen werden können. Es lassen sich die folgenden Faktoren unterscheiden:

- *Aufgeteilte Anreize (Split Incentives) (Mieter-Vermieter-Problematik).* Stellen wir uns vor, daß Energieverbraucher denselben langfristigen wirtschaftlichen Vernunftgründen folgen, wie sie Versorgungsunternehmen und andere Langzeitinvestoren benutzen und sie auch gut mit Informationen versorgt sind, Zugang zu ausreichend Kapital haben und eine Möglichkeit hatten, vorab die Risiken von neuen effizienten Technologien zu prüfen und überzeugt sind, daß sie funktionieren. Diese Verbraucher werden u.U. trotzdem nicht alle kosteneffektiven Effizienzinvestitionen tätigen, weil sie sich institutionellen Hemmnissen in Form von aufgeteilten Anreizen gegenübersehen. Das wichtigste davon ist, daß bei vielen Investitionen der Nachfrageseite der Nutzer der Geräte oder des Gebäudes gar nicht den Einkauf tätigt, sondern es ist oft der Vermieter oder Bauunternehmer. Auch wenn diese Faktoren nicht zutreffen, können sich Energieverbraucher, inklusive der Hausbesitzer, trotzdem gegen eine Investition in Energieeffizienz entscheiden, wenn sie nicht sicher sind, wie lange sie in einem bestimmten Gebäude bleiben werden.
- *Eingeschränkter Zugang zu Finanzierungen und Schutz vor finanziellem Risiko.* Energieverbraucher können sich auch einem eingeschränktem Zugang zu Fi-

¹⁰ Siehe z.B. die zahlreichen Artikel, in den Untersuchungen der ACBEE Summer Study (1986, 1988).

finanzierungen gegenübersehen oder sich wirtschaftlich zu ungeschützt fühlen, wenn sie knappes Bargeld oder Kredite in Investitionen binden, die einen Amortisationszeitraum von mehreren Jahren erfordern.

- *Hohe Informations- und Transaktionskosten.* Energieverbraucher sehen sich nicht nur dem Problem der wirtschaftlichen Kosten bei Investitionen der Nachfrageseite gegenüber, sondern auch einem hohen Transaktions- und Informationsaufwand, z.B. Nachforschungen, um die Verfügbarkeit effizienter Technologien festzustellen, um die Angaben der Verkäufer zu bewerten und zu verifizieren, um qualifizierte Architekten, Installateure und technisches Personal zu finden und um die Unsicherheiten über die Zuverlässigkeit der Geräte abzuwägen.
- *Nicht reduzierbare, aber versteckte, indirekte Kosten.* Es können versteckte Kosten bei Ressourcen der Nachfrageseite auftreten, die sich nicht ausreichend im Preis einer Effizienzinvestitionen ausdrücken und weder Transaktionskosten noch das Ergebnis von Informationshemmnissen sind. Zu ihnen gehören technische Risiken, die real vorhanden sind, d.h. nicht lediglich wahrgenommene Risiken, die auf unzureichender Information beruhen oder dem Verlust von Annehmlichkeiten oder Komfort.
- *Nicht-ökonomische Beweggründe der Konsumenten.* Energieverbraucher folgen oft nicht hauptsächlich wirtschaftlichen Beweggründen bei ihren Investitionen der Nachfrageseite, sondern werden von solchen vagen Gründen wie Aussehen, Mode, den Meinungen von Trendsettern, persönlichen Verpflichtungen, Vertrauen in Informationsquellen und dem Impuls der Gewohnheit geleitet. Sie können z.B. nur lediglich Schwierigkeiten vermeiden wollen, solange nichts unternehmen, bis sie einen kritischen Bedarf feststellen und dann nur gerade so viel unternehmen, bis das Problem nicht mehr länger akut ist (Stern *et al.* 1986).
- *Der "Catch-22" Effekt.* Aufgrund des Payback Gaps besteht für die Hersteller ein sehr reduzierter Anreiz, hoch-effiziente Anlagen zu vermarkten, die eine Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu geringsten Kosten ermöglichen würden.

Die Wirtschaftstheorie geht davon aus, daß echte volkswirtschaftliche Kosten nur den Aufwand beinhalten, um eine gegebene Menge von Dienstleistungen bereitzustellen, der nicht mehr weiter reduziert werden kann. Wenn es ein Versorgungsunternehmen 2 Cent/kWh kostet, eine Beleuchtung zu installieren und die Kunden 20 Cent/kWh, wenn sie es selbst tun, belaufen sich die wirklichen volkswirtschaftlichen Kosten trotzdem auf 2

adite ausgehend),
ten.

uf der Preisgestal-
ombiniert, die die
ein Verbraucher
shte.

ungsunternehmen
en einen komple-
auf, die deutlich,
Auswirkungen auf
ander verglichen

lematik). Stellen
n wirtschaftlichen
und andere Lang-
versorgt sind, Zu-
n, vorab die Risi-
eugt sind, daß sie
alle kosteneffek-
n Hemmnissen in
ste davon ist, daß
räte oder des Ge-
mieter oder Bau-
en, können sich
gen eine Investi-
d, wie lange sie in

anziellem Risiko.
m Zugang zu Fi-

IE Summer Study

Cent/kWh. Nur ein Faktor der vorher erwähnten Hemmnisse und Kosten - die nicht-reduzierbaren, versteckten Kosten - können nicht direkt durch Programme der Nachfrageseite beeinflusst werden, obwohl Programme der Versorgungsunternehmen wahrscheinlich die Entwicklung neuer und besserer Technologien anregen, sobald sie ein vorhersehbarer Teil des Angebots an Energiedienstleistungen werden. Unglücklicherweise ist ein Überprüfen und Messen solcher versteckter Kosten sehr komplex und kann nicht zuverlässig durchgeführt werden, wenn kein Pilotprogramm durchgeführt wird. Energieverbraucher, die unter den o.a. Markt- und Informationshemmnissen leiden, werden wahrscheinlich nicht nur über solche versteckten Kosten *uninformiert* sein, sondern können darüber aus den verschiedensten Gründen (z.B. Erfahrungen mit früheren Versionen einer neuen Technologie) *fehlinformiert* sein. Dementsprechend werden dieselben Schranken wahrscheinlich auch das Bewußtsein der Kunden für versteckte Komfortgewinne verhindern, die netto einen zusätzlichen Profit für den Verbraucher bringen könnten.

Zum Beispiel stellen kompakte Leuchtstofflampen eine der kosteneffektivsten Investitionen der Nachfrageseite dar. Bei typischen Kosten von \$8-17, was 10-20mal die Kosten einer Standardglühbirne ausmacht, werden sie jedoch nicht als gutes Geschäft angesehen. Außerdem ist ihre Größe weniger angenehm als die der Glühbirne. Obwohl Hersteller von Leuchtmitteln auf neue Lampen mit neuen Designs reagieren, kann dieser Größenunterschied in vielen Anwendungsbereichen einen wirklichen Verlust an Annehmlichkeit bedeuten. Aber im Gegensatz zu inzwischen überholten Informationen, flackern Modelle mit elektronischen Vorschaltgeräten nicht wie Neonröhren. Durch die Einführung eines neuen Warmton-Leuchtstoffs ist der Farbertrag jetzt dem der Glühbirnen ähnlich.

Schlußfolgerungen: Die Grenzen der Preispolitik

Die kurzen geforderten Amortisationszeiträume für Effizienzinvestitionen resultieren üblicherweise aus unterschiedlichen Kombinationen der genannten Faktoren. Aber die Vielfältigkeit der involvierten Triebkräfte erklärt, warum der Payback Gap nicht nur bei speziellen Energieanwendungen oder speziellen Kundengruppen zu finden ist, sondern so universell ist. Sie erklärt auch, warum Kundeninvestitionen in Effizienz- und Lastmanagement nicht ausschließlich, ja noch nicht einmal hauptsächlich durch eine wirtschaftlich effiziente Reaktion auf vorhandene Preise bestimmt werden. Aus diesen Gründen ist die Neukonzeption von Stromtarifen oder jede andere Strategie, die sich nur auf eine Preiskorrektur beschränkt, ungenügend, um die Masse der Ressourcen der Nachfrageseite zu mobilisieren. Es ist eine direkte Intervention erforderlich, um die

Marktmechanik beseitigen.

Es soll damit wichtig sind. I werden, je me wichtiger ist e spiegeln.

Die Rolle der sourcen

Programme (weise der be Effizienzstan "Energiepäss änderte Hyp Energiesteue und -Banken hinarbeiten.

Beim Abwäg tiven in Be und eine An Nachfragese gung und Pi hersehbarke dem diese wie der Gr wendungen fizienz lang Umfang, in schen Teiln llichkeiten) vestoren.

Marktmechanismen zu stärken und um institutionelle Hemmnisse und Marktbarrieren zu beseitigen.

Es soll damit aber auch nicht gesagt werden, daß Bemühungen zur Preiskorrektur nicht wichtig sind. Im Gegenteil, je mehr die Markt- und institutionellen Hemmnisse beseitigt werden, je mehr werden Preise die Investitionen der Nachfrageseite bestimmen, und je wichtiger ist es, daß Energiepreise und Stromtarife die Grenzkosten angemessen widerspiegeln.

Die Rolle der Versorgungsunternehmen bei der Mobilisierung von nachfrageseitigen Ressourcen

Programme der Versorgungsunternehmen sind nicht der einzige und nicht notwendigerweise der beste Ansatz zur Reduktion von Marktunvollkommenheiten. Bauvorschriften, Effizienzstandards für Geräte oder andere regulative Maßnahmen (Effizienz-Plaketten, "Energiepässe" für Vorrichtungen und Gebäude, gleitende Skala für Anschlußkosten, geänderte Hypotheken-Vergabepaxis usw.), legislative Maßnahmen (Steuervergünstigen, Energiesteuern, Darlehensprogramme, staatliche finanzierte Einsparungsdienstleistungen und -Banken usw.) und private Energy Service Companies (ESCos) können auf diese Ziele hinarbeiten.

Beim Abwägen der Vor- und Nachteile jedes Ansatzes muß man unterschiedliche Perspektiven in Betracht ziehen (Gesellschaft, Verbraucher, Energieversorgungsunternehmen) und eine Anzahl praktischer Probleme. Zu diesen gehört die Art, wie Maßnahmen auf der Nachfrageseite ausgewählt werden, die Organisation und Verwaltung von Kundenbeteiligung und Programmdurchführung, die relative Kosteneffektivität jedes Ansatzes, die Vorhersehbarkeit der Kundenteilnahme und der Auswirkungen auf den Lastgang, der Grad, zu dem diese Auswirkungen flexibel gestaltet werden können, usw. Hinzu kommen Fragen wie der Grad, zu dem die Endverbrauchsbereiche homogene oder stark differierende Anwendungen beinhaltet, den Grad, zu dem suboptimale Investitionen in nachfrageseitige Effizienz langfristig verlorene Gelegenheiten (lost opportunities) schaffen würden und der Umfang, in dem jede Programmart reale oder nur angenommene Gerechtigkeiten zwischen Teilnehmern und Nichtteilnehmern (aufgrund von asymmetrischen Teilnehmermöglichkeiten) schafft und die Einbeziehung alternativer Ansätze für die Profite von EVU-Investoren.

1 - die nicht-reduzierbare Nachfrageseite wahrscheinlich die vorherrschende Teil ist ein Überprüfen der verlässig durchgeführten, die unter anderem nicht nur über aus den verneuten Technologien wahrscheinlich indern, die netto

tivsten Investitionskosten die Kosten einschäft angesehen. Die Hersteller von der Größenunterschiedlichkeit bedeuten Modelle mit der Einführung eines neuen

resultieren üblicherweise. Aber die Kapazität nicht nur bei den ist, sondern so Effizienz- und schließlich durch eine den. Aus diesen Energie, die sich nur Ressourcen der derlich, um die

Eine ausgiebige Diskussion dieser Effekte würde den Rahmen dieses Handbuchs sprengen. Wir können jedoch feststellen, daß es unvernünftig wäre, EVU-Programme zum einzigen Vehikel der Marktkorrektur zu machen. Andererseits gilt auch das Gegenteil: Werden solche Programme der Versorgungsunternehmen nicht durchgeführt, hätte dies signifikante Handicaps und Ineffizienzen bei der Bekämpfung von Markthemmnissen zur Folge. Least-Cost-Analytiker haben eine Anzahl von Vorteilen für EVU-Programme festgestellt, die die von Nicht-EVU-Programmen ergänzen (Schultz 1986, Ruff 1987, NWPPC 1988):

- Programme der Versorgungsunternehmen übertragen die Kosten der Vermeidung zusätzlicher Kraftwerksinvestitionen direkt auf die Nutznießer solcher Maßnahmen, d.h. die Tarifikunden in jeder Region. Dadurch wird eine Symmetrie mit der Angebotsseite erreicht. Kraftwerke werden auch nicht mit dem Geld des Steuerzahlers bezahlt, sondern mit dem Geld des Tarifikunden.
- Wenn die Kosten zur Beschaffung von nachfrageseitigen Ressourcen von den Tarifikunden zurückgewonnen werden, inklusive der Teilnehmer, basiert die Rechnung darauf, wieviel Elektrizität sie verbrauchen. Dies ist gerechter als die Bezahlung von Ressourcen der Nachfrageseite mit allgemeinen Steuereinkünften, die aus Einkommensteuer, Mehrwertsteuer, Handel und Grundbesitz stammen.
- Anreizprogramme der Versorgungsunternehmen verlassen sich auf eine freiwillige Teilnahme und stellen daher kein Zwangsmittel dar, um die gesamtgesellschaftliche Least-Cost Perspektive in Effizienzentscheidungen der Kunden einzubeziehen.
- Aufgrund des etablierten Versorgungs-, Messungs- und Rechnungsstellungsverhältnisses zu den Kunden, sind die Versorgungsunternehmen in einer besonders günstigen Lage, um Kunden mit Informationen zu versorgen, Programmteilnehmer zu rekrutieren und die Transaktionskosten der nachfrageseitigen Investitionen zu reduzieren.
- Programme der Versorgungsunternehmen ermöglichen eine größere Flexibilität. Im Gegensatz zu regulativen oder legislativen Maßnahmen, können sie schnell modifiziert und ständig an Kundenbedürfnisse angepaßt werden. Pilotprogramme sind ein zuverlässiger, empirischer Weg, um versteckte Technologiekosten und Nutzen zu prüfen und somit Gewinne für die Konsumenten zu gewährleisten.

- Wä
des
bäu
der
sch
als
gän
sch
- Die
spe
den
täts
- Als
ren
Re
- Die
vor
sau
seh
wei

Genauso wichtig können. S
zur Überwind
nehmen priva
gramme, weil
rem spezialis
Zeit durchzuf
Versorgungsu
der Versorgur
gements" vere
tigen gemeins
private Energi
gen mit kürz
schon von sich
zeigt haben, w

Handbuches sprengprogramme zum einziGegenteil: Werden hätte dies signifi-umnissen zur Folge. ramme festgestellt, , NWPPC 1988):

osten der Vermei-Nutznießer solcher wird eine Symme-uch nicht mit dem arifikunden.

ressourcen von den ehmer, basiert die ist gerechter als die nen Steuereinkünf- und Grundbesitz

ich auf eine freiwil- die gesamtgesell- en der Kunden ein-

hnungsstellungsver- in einer besonders gen, Programmteil- nfrageseitigen Inve-

e größere Flexibili- thmen, können sie paßt werden. Pilot- rsteckte Technolo- e Konsumenten zu

- Während Effizienzstandards besonders nützlich sind, um die Mindesteffizienz des Marktangebotes zu erhöhen, indem die schlechtesten Vorrichtungen, Gebäude und andere Ausrüstungen beseitigt werden, können Anreizprogramme der Versorgungsunternehmen Märkte im Bereich hocheffizienter Technologien schaffen oder stimulieren, die von Standards kaum erreicht werden. Sie können also den Marktdruck, der von den Standards ausgeht, durch einen Marktsog ergänzen, wobei der Umfang der nachfrageseitigen Ressource, der der Gesellschaft verfügbar ist, erhöht wird.
- Die Auswahl der Technologien und das Timing der Programme kann auf die speziellen Gegebenheiten individueller Versorgungsgebiete zugeschnitten werden, um eine optimale Auswirkung auf Lastverteilung und zusätzlichen Kapazitätsbedarf über einen längeren Zeitraum zu gewährleisten.
- Als die letztlich zur Kasse gebetenen, werden Versorgungsunternehmen und deren Tarifzahler gezwungen, die Kosten einer Vernachlässigung kosteneffektiver Ressourcen der Nachfrageseite zu übernehmen.
- Die nachfrageseitigen Programme der EVU können ein notwendiges Element von Least-Cost-Strategien zur Verringerung der Umweltverschmutzung gegen sauren Regen und eine globale Klimaerwärmung sein, weil solche Programme sehr flexibel auf die individuellen Regionen und Unternehmen zugeschnitten werden können.

Genauso wichtig ist, daß EVU-bezogene und nicht EVU-bezogene Ansätze zusammenwirken können. Solche gemeinsamen Ansätze können sich vielleicht noch als die beste Politik zur Überwindung des Payback Gap erweisen. Bereits jetzt engagieren Versorgungsunternehmen private Performance Contracting- oder Energy Service Companies für ihre Programme, weil solche Unternehmen oft besser geeignet sind, die neueste Technologie in ihrem spezialisierten Bereich zu erkennen und energiesparende Investitionen über längere Zeit durchzuführen. Die ESCOs ihrerseits finden, daß es ihnen durch die Unterstützung der Versorgungsunternehmen leichter möglich ist, Kunden zu gewinnen. Direkte Zahlungen der Versorgungsunternehmen an die ESCo statt vom Kunden über "Shared-Savings-Arrangements" vereinfachen die Investitionen der Nachfrageseite beträchtlich. Weiterhin beseitigen gemeinsame Programme von Versorgungsunternehmen und ESCo den Druck auf private Energiedienstleistungsunternehmen, sich nur auf Großkunden und die Anwendungen mit kürzester Amortisationszeit zu konzentrieren, die die Kunden wahrscheinlich schon von sich aus beschaffen werden, besonders wenn die Aktivitäten der ESCo ihnen gezeigt haben, wie attraktiv sie sind.

Ähnlich können Programme der Versorgungsunternehmen regulative Ansätze effektiver und attraktiver machen, weil sie einen Teil der Kosten für die Erfüllung und Durchsetzung, z.B. in Gebäuden, tragen. Außerdem können Programme der Versorgungsunternehmen die Marktdurchdringung neuer Technologien bis zu dem Punkt erhöhen, wo sie von der Mehrheit der Kunden eingesetzt werden und schließlich zu Standards werden können. Dieser Zustand würde ohne Programme wahrscheinlich erst Jahre später erreicht. Im Bereich der Bekämpfung der Umweltverschmutzung haben eine Anzahl von Studien untersucht, wie nachfrageseitige Programme der Versorgungsunternehmen Emissionsgrenzen und andere Verminderungsstrategien ergänzen können.

3. KOSTEN- VERSORC

Aus zwei Gründ
Nachfrageseite e

1) Mit Aus
sparungen
nehmen, so
gen Ressou

2) Die Bei
sourcen de
zeugungsa

Dieser Abschnit
ten: Teilnehme
sellschaft, wobe
sentlichen unter

Wir beginnen m
Nutzen Tests. B
oft zweideutiger
fen gegenüber. I
tigkeiten durch
Es handelt sich
Demand-Side M
zeichnet) (CPU
TAG Technical
TAG-Handbuc
diese Quellen, 1
sten, statt wiede

3. KOSTEN-NUTZEN-TESTS FÜR NACHFRAGESEITIGE PROGRAMME DER VERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Aus zwei Gründen ist eine spezielle Reihe von Kosten/Nutzen-Tests für Ressourcen der Nachfrageseite erforderlich:

1) Mit Ausnahme einiger Formen der Lastkontrolle, gehören die Geräte, die die Einsparungen auf der Nutzungsseite erbringen, gewöhnlich nicht den Versorgungsunternehmen, sondern deren Kunden. Die Gesamtkosten und -nutzen von nachfrageseitigen Ressourcen sind daher unterschiedlich verteilt.

2) Die Betriebseigenschaften, Systemauswirkungen und die Verfügbarkeit von Ressourcen der Nachfrageseite unterscheiden sich deutlich von denen EVU-eigener Erzeugungsanlagen.

Dieser Abschnitt gibt einen formalen Überblick über die vier wichtigsten Interessenebenen: Teilnehmer, Nicht-Teilnehmer, Versorgungsunternehmen und Gesamtressource/Gesellschaft, wobei einige andere Perspektiven nur kurz erwähnt werden sollen, die im wesentlichen unter diese vier subsumiert werden können.

Wir beginnen mit Definitionen dieser vier Interessenebenen und den zugehörigen Kosten-Nutzen Tests. Bei Anwendung dieser Perspektiven und Tests sahen sich Least-Cost Planer oft zweideutigen, widersprüchlichen und sich ändernden Definitionen von Schlüsselbegriffen gegenüber. In letzter Zeit haben sich zwei Veröffentlichungen bemüht, diese Zweideutigkeiten durch Definitionen zu verringern, die ein Standardverfahren etablieren sollten. Es handelt sich um das Kalifornische Standard Practice Manual for Economic Analysis of Demand-Side Management Programs (hier als California Standard Practice Handbuch bezeichnet) (CPUC 1987) und das vom Electric Power Research Institute herausgegebene TAG Technical Assessment Guide, Band 4, Fundamentals and Methods, End-Use (hier als TAG-Handbuch bezeichnet) (EPRI 1987). In unserer Arbeit finden sich Querverweise auf diese Quellen, um einen übereinstimmenden Gebrauch dieser Definitionen zu gewährleisten, statt wieder neue Definitionen zu entwickeln.

Tabelle III-1. Zusammenfassung der wirtschaftlichen Nutzen-Kosten Perspektiven

Wirtschaftliche Perspektive	Komponenten: Nutzen			Komponenten: Kosten		
	Vermiedene Kosten der EVU	(Energiekosten) Einsparungen b. Kunden (energie)rechnungen	Anreiz-Zahlungen der EVU	Administration der EVU-Programme 1)	Direkte Kosten Kunden	Einsparung bei Kundenrechnungen
Teilnehmer		X	X		X	
Nicht-Teilnehmer	X			X		X
Versorgungsunternehmen	X			X		
Gesamtressource 2)	X			X	X	

1. Inklusive Anreiz-Zahlungen

2. Elemente der Gesamtressourceperspektive sind in der gesellschaftlichen Perspektive enthalten, die auch indirekte und andere nicht quantifizierbare oder nur schwierig zu quantifizierende wirtschaftliche und nicht-wirtschaftliche Auswirkungen beinhaltet.

Definition d

Ein Kosten- und Kostenen entweder ein Nutzen-Grundidee sind, als die

Als Formel l

N

oder

F

Wir werden Perspektive mäßigkeit o che Nutzen

Die Teilneh

Die Teilneh Teilnahme Wirtschaftli kann eine / reize zur St wertung vor wird, daß al

Die Teilneh Teilnehmer renden Wei sten, die au

Definition der Kosten-Nutzen Perspektiven

Ein Kosten-Nutzen Test sollte einen konsistenten Rahmen zur Quantifizierung von Nutzen und Kosten eines Programms der Nachfrageseite liefern. Kosteneffektive Ergebnisse können entweder so ausgedrückt werden, daß sie einen positiven Barwert haben (NPV) oder ein Nutzen-Kosten-Verhältnis (BCR) größer als eins aufweisen. In beiden Fällen ist die Grundidee einfach: Ein Programm ist nur dann kosteneffektiv, wenn die Nutzen größer sind, als die Kosten.

Als Formel läßt sich dies folgendermaßen ausdrücken:

$$\text{NPV} = \text{B} - \text{C} \quad [1]$$

oder

$$\text{BCR} = \frac{\text{B}}{\text{C}} \quad [2]$$

Wir werden im Anschluß diese Nutzen und Kostenkomponenten für jede wirtschaftliche Perspektive vorstellen und definieren. Wie bereits oben beschrieben, schreibt die Zweckmäßigkeit oft vor, daß diese Definitionen auf sofort quantifizierbare, direkte wirtschaftliche Nutzen und Kosten beschränkt werden, obwohl wir auch Ausnahmen angeben werden.

Die Teilnehmerperspektive

Die Teilnehmer-Perspektive soll messen, wie das Eigeninteresse eines Kunden durch die Teilnahme an Programmen der Nachfrageseite beeinflusst wird. Wenn die grundlegende Wirtschaftlichkeit des Programms nicht ausreicht, um eine Teilnahme herbeizuführen, kann eine Auswertung der Teilnehmerperspektive dazu beitragen, die notwendigen Anreize zur Stimulation einer Teilnahme zu bestimmen. Die Perspektive ist nur für die Bewertung von Eingriffen auf der Nachfrageseite von Bedeutung, weil generell angenommen wird, daß alle Kunden "Teilnehmer" an Programmen der Angebotsseite sind.

Die Teilnehmerperspektive wird definiert als Differenz zwischen den Kosten, die auf einen Teilnehmer an einem Programm der Nachfrageseite zukommen und dem daraus resultierenden Wert, den der Teilnehmer erhält. Zu den Kosten des Teilnehmers gehören alle Kosten, die aufgrund der Installation und Inbetriebnahme einer speziellen Nutzungstechnik

anfallen und vom Teilnehmer getragen werden. Die Kosten für das Versorgungsunternehmen für die Programmverwaltung, -durchführung sind z.B. nicht enthalten. Der Wert des Programms besteht üblicherweise nur aus dem direkten wirtschaftlichen Nutzen, den der Teilnehmer erhält. Diese Nutzen beinhalten Anreize vom Versorgungsunternehmen oder aus anderen Quellen (z.B. Steuervergünstigungen des Bundes) und den Wert der Änderungen in den Energierechnungen der Teilnehmer. Es lassen sich auch andere, weniger quantifizierbare Kosten oder Nutzen feststellen, die aufgrund von Änderungen von Komfort oder Lebensweise des Teilnehmers als Resultat eines Programmes entstehen (Siehe hierzu auch die Diskussion über Auswirkungen in Form von Gewinnen der Verbraucher in Abschnitt II). Allerdings werden diese Auswirkungen aus pragmatischen Gründen typischerweise ignoriert. Das neueste California Standard Practice Manual begrenzt z.B. die Teilnehmerperspektive dahingehend, daß nur sofort quantifizierbare Kosten und Nutzen eingeschlossen werden (CPUC 1987)¹.

Wir definieren die Nutzen und Kosten für die Teilnehmer-Perspektive als Formel folgendermaßen:

$$B_p = \sum_{i=1}^N \frac{I_i + \sum_{j=1}^M (\Delta E_{ij} * P_{ij})}{(1 + DR_p)^i} \quad [3]$$

und

$$C_p = \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{(1 + DR_p)^i} \quad [4]$$

Wobei:

B_p	= Nutzen für den Teilnehmer
C_p	= Kosten für den Teilnehmer
ΔE_{ij}	= Änderung im Energieverbrauch im Jahr i für den Brennstoff j
P_{ij}	= Energiepreis im Jahr i für Brennstoff j
I_i	= Im Jahr i erhaltene Anreize
DC_i	= Direkte Teilnahmekosten im Jahr i
DR_p	= Für Teilnehmer typischer Kapitalzins, als Dezimalbruch dargestellt
N	= Anzahl der Jahre
M	= Anzahl der betroffenen Brennstoffarten

¹ Prognosemodelle zum Endenergieverbrauch (werden in Abschnitt VI beschrieben) können im Prinzip einen solchen Effekt berücksichtigen, den sogenannten "rebound" Effekt, bei dem nachfolgende Verbrauchsentscheidungen durch Erhöhung des Realeinkommen aufgrund reduzierter Energierechnungen beeinflusst werden.

Zu den Anr
von der Rej
(I_i) und dir
($i=1$) vor. /
Wartungsk
Rechnungsj
Teilnahme.

Ein Abschä

- 1)
- 2)
- 3)
- 4)

Es gibt zw
gutbekan
Brennstof
Das heißt
muß, wie
nehmen i
Teilnehm
Feedback
abhängig

Im Grun
mit Prog
merpersj

Wird de
Auswirk
beitspre
sichtig

² Eine
überste
den Be

³ Anme
mit bei
beitspr

Zu den Anreizen können Zahlungen des Versorgungsunternehmens gehören oder Anreize von der Regierung in Form von Steuervergünstigungen oder Kreditbürgschaften. Anreize (I_i) und direkte Kosten (DC_i) kommen üblicherweise nur im ersten Jahr eines Programms ($i=1$) vor. Ausnahmen sind jedoch nicht unüblich, zum Beispiel kontinuierlich anfallende Wartungskosten zusätzlich zu den direkten Kosten des ersten Jahres und monatliche Rechnungsgutschriften zusätzlich zu oder anstatt von einmaligen Zahlungen als Anreiz zur Teilnahme.

Ein Abschätzen der Energieeinsparungen wird durch folgende Schwierigkeiten erschwert²:

- 1) Messung der Einsparungen, die der Teilnahme zuzuschreiben sind;
- 2) Festlegung des relevanten Energiepreises;
- 3) Schätzung der Auswirkungen dieser Preise auf die Energierechnung
- 4) sinnvolle Festlegung des entsprechenden teilnehmertypischen Zinssatzes

Es gibt zwei Hauptunsicherheitsquellen bei der Prognose von Elektrizitätspreisen: 1) Die gutbekannte Veränderlichkeit der Inputfaktoren zur Produktion von Elektrizität, wie z.B. Brennstoffpreise und 2) die Notwendigkeit, eine Regulierungstheorie zu prognostizieren. Das heißt, daß der Analytiker implizite oder explizite Vermutungen darüber anstellen muß, wie Veränderungen in den unbekanntem, zukünftigen Kosten der Versorgungsunternehmen in spezifische Stromtarife für Konsumenten umgesetzt werden, von denen einige Teilnehmer der Programme sind. Eine erschwerende Überlegung ist die Notwendigkeit, Feedback-Effekte zu berücksichtigen, die vom Umfang des Programms der Nachfrageseite abhängen.

Im Grunde genommen sind Verlaufslinien von zwei Preisentwicklungen erforderlich, eine mit Programm und eine ohne. Der letztere Punkt bezieht sich direkt auf die Nichtteilnehmerperspektive und wird in diesem Unterabschnitt detaillierter angesprochen.

Wird der Energiepreis mit einem linearen Arbeitspreis festgesetzt, ist eine Schätzung der Auswirkungen auf Rechnungen einfach. Das Verfahren wird kompliziert, wenn der Arbeitspreis gezont ist, oder für Elektrizität zeitvariable Tarife oder Leistungspreise berücksichtigt werden³. Bei einem gezontem Tarif muß der Analytiker in der Lage sein, Energie-

² Eine vollständige Diskussion der Methoden zur Behandlung dieser Messungsprobleme übersteigt den Rahmen dieses Handbuches. Durch die wenigen Punkte kennzeichnen wir den Bedarf einer gründlichen Behandlung der Inputs für diese Testformeln.

³ Anmerkung des Übersetzers: In den USA gibt es Stromtarife mit linearem Arbeitspreis, mit bei zunehmendem Verbrauch degressiv gezontem und mit progressiv gezontem Arbeitspreis (Helle 1987)

einsparungen unterschiedlichen Verbrauchszonen zuzuordnen, wobei jede einen unterschiedlichen Arbeitspreis aufweist. Bei einem zeitvariablen Tarif (wozu sowohl Tageszeit- und Saisontarife gehören), müssen die Energieeinsparungen unterschiedlichen Zeiträumen innerhalb des Jahres zugeordnet werden. Ist ein Leistungspreis vorhanden, muß der Analytiker Änderungen beim aufgezeichneten Lastbedarf berücksichtigen, und falls vorhanden, die Auswirkungen dieser Änderungen auf die Anzeige von Maximumzählern.

Typischerweise werden diese Komplikationen zugunsten der vereinfachenden Annahme eines über ein Jahr gemittelten, linearen Tarifs ignoriert. Diese Vereinfachung läßt sich rechtfertigen, wenn zwei Bedingungen erfüllt werden: 1) Die Auswirkung der Programme der Nachfrageseite auf den Lastverlauf ist in der Zeit grob über das Jahr gesehen relativ undifferenziert; und 2) das Energieverbrauchsprofil der Teilnehmer ist relativ homogen in Bezug auf die Annahmen von denen ausgegangen wird, um den jährlichen Durchschnittspreis abzuleiten. Signifikante Abweichungen von diesen beiden Annahmen werden Ergebnisse bezüglich ihrer wirklichen Auswirkungen auf die Rechnungen der Teilnehmer verfälschen.

Um zukünftige Änderungen in den Energierechnungen gegen aktuelle Nettokosten oder Erträge abzuwägen, müssen die Analytiker die Unterschiede zwischen zukünftigen Energierechnungen mit und ohne das Programm als Barwerte ausdrücken. Die Schwierigkeit liegt darin, den angemessenen Zinssatz zu spezifizieren. Eine empirische Erhebung über verbrauchertypische Zinssätze erbringt keine endgültigen Ergebnisse, aber die Wahl des Zinssatzes ist entscheidend für die Auswertung von Programmen, deren Auswirkungen über viele Jahre anhalten.

Schließlich neigt unsere Diskussion über die Kosteneffektivität von Programmen aus der Sicht eines einzelnen Kunden dazu, die Notwendigkeit zu verschleiern, daß die Verschiedenheit von Kunden, die an dem Programm teilnehmen, berücksichtigt werden müssen. Das heißt, ein Programm hat gleichzeitig eine Auswirkung auf viele Kunden und ihre individuellen Reaktionen (z.B. Auswirkungen auf Rechnungen, Zinssatz) können sich deutlich unterscheiden. Der "durchschnittliche" Teilnehmer, von dem in den meisten Auswertungen ausgegangen wird, ist eine angenehme Fiktion; deshalb können Verallgemeinerungen irreführend sein.

Die Nich

Das Ziel nachfrag teilungsg Kunden wird die der Teil Nachfra

Das Ko ursprin; ihrer ne Berechr als "Rat tionen l

Bei der sichtsbe derung aus ein tragen gen Er reizen sten d kaufsr wenige wird a erreicl

Der B dem I gnose Strom Durch durch vorhe

4 Anl s.u. K

Die Nicht-Teilnehmer-Perspektive

Das Ziel bei der Betrachtung der Nichtteilnehmerperspektive ist es, die Auswirkungen von nachfrageseitigen Programmen auf nichtteilnehmende Tarifkunden (hinsichtlich der Verteilungsgerechtigkeit) zu messen. Zu betrachten ist der Grad, zu dem nichtteilnehmende Kunden für das Programm zahlen müssen oder von ihm profitieren. Aus diesem Grund wird die Auswertung der Perspektive oft als der "no losers" Test bezeichnet. Genau wie bei der Teilnehmerperspektive, wurde der Test in der Vergangenheit nur für Programme der Nachfrageseite eingesetzt.

Das Konzept stammt aus einer Arbeit von K. White (1981), ist aber vor allem durch das ursprüngliche California Standard Practice Handbuch (CPUC 1983) bekannt geworden. In ihrer neuesten Ausgabe des Handbuches haben die kalifornischen Aufsichtsbehörden die Berechnungsformel der Nichtteilnehmerperspektive überarbeitet und bezeichnen sie jetzt als "Ratepayer Impact Measure Test" (CPUC 1987). Die Unterschiede zu früheren Definitionen haben jedoch keine Auswirkung auf das hier betrachtete Prinzip.

Bei der Nichtteilnehmerperspektive geht man im Grunde von der Annahme aus, daß Aufsichtsbehörden die wirtschaftliche Substanz der EVU erhalten wollen. Somit werden Änderungen im Absatz und damit in den "notwendigen Erlösen" (revenue requirements)⁴, die aus einem Programm der Nachfrageseite resultieren, von nichtteilnehmenden Kunden getragen oder diesen zugute kommen. Die Komponenten der Änderungen in den notwendigen Erlösen sind die Programmkosten für die Versorgungsunternehmen in Form von Anreizen und Verwaltungskosten, die resultierenden Veränderungen in den Produktionskosten der Versorgungsunternehmen und Erlösveränderungen aufgrund veränderter Verkaufsmuster. Bei einem neuen Einsparungsprogramm wird das Versorgungsunternehmen weniger Leistung erzeugen müssen, aber es wird dann auch weniger Erlöse einfahren (dies wird auch als "lost revenues", Umsatzeinbußen, bezeichnet). Und um dieses Ergebnis zu erreichen, wird es Programme anwenden müssen, die nicht vorfinanziert werden konnten.

Der Begriff "lost revenues" kommt von einem Standpunkt des Least-Cost Planning, gemäß dem Programme der Nachfrageseite Störungen einer bereits existierenden Verkaufsprognose darstellen. Gemäß dieser Prognose und dem dazugehörigen Plan für den Ausbau der Stromproduktion wird der (vorgesehene) Verlauf der durchschnittlichen Erträge bei Durchführung eines nachfrageseitigen Programms modifiziert. Wenn also der Absatz durch ein Programm der Nachfrageseite reduziert wird, geht der Absatz relativ zu dieser vorher existierenden Verkaufsprognose "verloren". Aus diesem Grund ist die Ansicht,

⁴ Anmerkung des Übersetzers: Zur Definition und Bedeutung der "revenue requirements" s.u. Kap. VI bei der Diskussion der Beispiele und der Tarifbildungsmechanismen.

wonach Einkünfte verloren gehen, quasi eine künstliche. Der Begriff wird häufig benutzt, um jegliche Auswirkungen auf die Erlöse des EVU durch Veränderungen der Verkaufszahlen zu beschreiben. Zum Beispiel wird ein Werbeprogramm zum Verkauf zusätzlicher Elektrizität das Vorzeichen des Begriffes "verlorene Einkünfte" verändern (genau wie das der "vermiedenen" Kosten).

Aus der Nichtteilnehmerperspektive ist ein Programm kosteneffektiv, wenn es die "notwendigen Erlöse" reduziert. Wenn die notwendigen Erlöse steigen, bedeutet die Annahme, daß die Aufsichtsbehörden das Versorgungsunternehmen wirtschaftlich gesund erhalten wollen, daß die resultierende Steigerung in Form von höheren Tarifen auch für Nichtteilnehmer zurückgewonnen wird. In dem Umfang, wie Aufsichtsbehörden die Versorgungsunternehmen nicht "gesund" halten, werden Verluste oder Gewinne bei den Aktionären der Versorgungsunternehmen in Form von Änderungen ihres Nettoeinkommens anfallen.

Im allgemeinen wird die Unterscheidung zwischen Teilnehmern und Nichtteilnehmern nicht rigoros durchgeführt. In der Praxis haben Nettoauswirkungen auf die notwendigen Erlöse üblicherweise eine Auswirkung auf alle Tarifkunden, egal ob sie teilnehmen oder nicht. Das EPRI TAG Handbuch definiert eine Nichtteilnehmerperspektive, die explizit Teilnehmer ausschließt. Trotzdem wird auch hier angenommen, daß die Teilnehmer zu allen Erlösfehlbeträgen beitragen werden. Im Prinzip könnten auch Reallokationen zwischen den Kundenklassen durchgeführt werden.⁵

Wir definieren die Komponenten der Nichtteilnehmerperspektive mit der folgenden Formel:

$$B_{np} = \sum_{i=1}^N \frac{(\Delta E_i * AC_i)}{(1 + DR_{np})^i} \quad [5]$$

und

$$C_{np} = \sum_{i=1}^N \frac{(\Delta E_i * P_i) + PA_i}{(1 + DR_{np})^i} \quad [6]$$

⁵ Siehe hierzu auch das ursprüngliche California Standard Practice Handbuch (CPU 1983)

Wobei:

B_i
C_i
Δ
A
P_i
P
D
N

Die Nichtteilnehmerperspektive ist die Nettowertminderung der Nichtteilnehmer durch die Kosten der Durchführungsmaßnahmen für die Versorgung.

Unter Berücksichtigung der Kosten der Nichtteilnehmer für die Versorgung.

Der Grundwert der Nichtteilnehmerperspektive ist die Nettowertminderung der Nichtteilnehmer durch die Kosten der Durchführungsmaßnahmen für die Versorgung.

⁶ Siehe K

Wobei:

B_{np}	= Nutzen für den Nicht-Teilnehmer
C_{np}	= Kosten für den Nicht-Teilnehmer
ΔE_i	= Änderung im Energieverbrauch in Jahr i
AC_i	= Vermiedene Energiekosten im Jahr i
P_i	= Energiepreis im Jahr i
PA_i	= Programmverwaltungskosten (inkl. Anreize) im Jahr i
DR_{np}	= Nichtteilnehmer-Zinssatz, als Dezimalbruch ausgedrückt
N	= Anzahl der Jahre

Die Nichtteilnehmer-Perspektive wird generell für jede Energieform separat ausgewertet, weil man davon ausgeht, daß die Endenergielieferanten verschiedene Unternehmen sind oder, bei kombinierten Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, daß zwischen den unterschiedlichen Geschäftsbereichen keine Transfers stattfinden. Zu den Programmverwaltungskosten gehören alle solchen Kosten, die das Versorgungsunternehmen für die Durchführung eines Programms der Nachfrageseite, inkl. der Anreize aufbringen muß. Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten des Versorgungsunternehmens werden typischerweise als Zinssatz für die Nichtteilnehmer ausgewählt, weil es der Satz ist, den das Versorgungsunternehmen benutzt, um die notwendigen Erlöse festzulegen.

Unter Berücksichtigung der Teilnehmerperspektive stellen Umsatzeinbußen genau die aufsummierten Auswirkungen der Einsparungen durch individuelle Teilnehmer auf das EVU dar. Genauso entsprechen die Schwierigkeiten, die bei der Auswertung der Energiekostensenkung für die Teilnehmer anfallen, denselben, auf die man bei der Auswertung der Nichtteilnehmerperspektive trifft. Sie umfassen die Auswirkungen von Leistungspreisen für Elektrizität, Zeitvariable und gezonte Tarife.

Der grundlegende Gesichtspunkt ist, daß eine sinnvolle Kalkulation verlorener Erlöse erfordert, daß der Analytiker Absatzeinbußen mit einem Maßstab schätzt, der der Tarifstruktur, der sich die Teilnehmer gegenübersehen, angemessen ist.⁶

⁶ Siehe Kahn (1988) für ein Beispiel der Kalkulation verlorener Erlöse bei Zonentarifen.

Perspektive der Versorgungsunternehmen

Die Perspektive der Versorgungsunternehmen läßt sich auf zwei mögliche Arten definieren: Als Kalkulation der Kosten der Versorgungsunternehmen, die sich im allgemeinen mit dem Ansatz deckt, der bei der Nichtteilnehmerperspektive gewählt wird, oder als Anteilseignerperspektive, die sich auf die Möglichkeiten konzentriert, einen Ertrag zu erwirtschaften. Eine adäquate Behandlung der Anteilseignerperspektive an Versorgungsunternehmen ist kompliziert, was erklärt, warum sie bisher nicht in standardmäßig eingesetzten Definitionen enthalten ist.

Die Komponenten des üblichen Verfahrens sind im Grunde die einer Nichtteilnehmerperspektive. Geht man jedoch davon aus, daß die Aufsichtsbehörden die wirtschaftliche Substanz des Versorgungsunternehmens bewahren wollen, werden verlorene Erträge nicht eingeschlossen, da es sich einfach um Transferzahlungen zwischen teilnehmenden und nichtteilnehmenden Tarifzahlern⁷ handelt. Deshalb mißt die Perspektive nur die Differenz zwischen den vermiedenen Kosten des Versorgungsunternehmens (siehe Abschnitt V) und den Kosten der Versorgungsunternehmen, das Programm durchzuführen. Diejenigen Kosten des Programms, die vom Teilnehmer getragen werden, sind nicht enthalten. Das California Standard Practice Handbuch beschreibt diese Perspektive als Utility Cost Test (CPUC 1987). Das EPRI TAG bezieht sich auf diese Perspektive als Revenue Requirements Perspective (EPRI 1987).

Wir definieren die Perspektive der Versorgungsunternehmen in einer Formel wie folgt:

$$B_u = \sum_{i=1}^N \frac{(\Delta E_i * AC_i)}{(1 + DR_u)^i} \quad [7]$$

und

$$C_u = \sum_{i=1}^N \frac{PA_i}{(1 + DR_u)^i} \quad [8]$$

⁷ Diese Annahme impliziert auch, daß es keine relevante Anteilseignerperspektive gibt, da die Erträge der Versorgungsunternehmen nicht berührt werden.

Wobei:

Wie bei
men aus

Bei Gel
tradition
Grund l
grammt
Kompor
Versorg
bringen
löse du
nehmen
Nettoau
Alternat
nehmen
der Ang
prognos
fordert,
wählt wi
teil gege
Bruchte:

Die zwe
Vorliebe
nur schv
der Ver:
vorzuzie
gensatz
durch di

Wobei:

B_u	= Nutzen der Versorgungsunternehmen
C_u	= Kosten der Versorgungsunternehmen
ΔE_i	= Änderung im Energieverbrauch im Jahr i
AC_i	= Vermiedene Energiekosten im Jahr i
PA_j	= Programmverwaltungskosten im Jahr i
DR_u	= Typischer Zinssatz des Versorgungsunternehmens, als Dezimalbruch ausgedrückt
N	= Anzahl der Jahre

Wie bei der Nichtteilnehmerperspektive, wird die Perspektive der Versorgungsunternehmen aus der Perspektive einer einzelnen Energieform bewertet.

Bei Gebrauch dieser Definition der Perspektive der Versorgungsunternehmen, werden traditionell verstandene nachfrageseitige Programme fast immer kosteneffektiv sein. Der Grund liegt darin, daß bei einer traditionellen Konzeption die direkten Kosten der Programmteilnahme vom Kunden getragen werden. Demzufolge wird eine oft beachtliche Komponente der Gesamtkosten aus der Gleichung ausgeschlossen. Die Perspektive der Versorgungsunternehmen fragt nur danach, ob das, was die Versorgungsunternehmen aufbringen müssen, um eine Teilnahme zu bewirken, die Verringerung der notwendigen Erlöse durch vermiedene Produktionskosten übersteigt. Nur wenn das Versorgungsunternehmen die vollen Kosten der Teilnahme trägt, berücksichtigt die Perspektive langsam die Nettoauswirkungen der Beschaffung einer nachfrageseitigen Ressource. Im Prinzip können Alternativen der Angebotsseite durch diese Form der Perspektive der Versorgungsunternehmen angesprochen werden. Das heißt, es gibt eine Reihe von Technologien (sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite), die verfügbar sind, um den für die Zukunft prognostizierten Bedarf zu befriedigen, und die Perspektive der notwendigen Erlöse erfordert, daß diejenige mit den geringsten Kosten für das Versorgungsunternehmen ausgewählt wird. Die Programme der Nachfrageseite haben jedoch einen entscheidenden Vorteil gegenüber Ressourcen der Angebotsseite, wenn das Versorgungsunternehmen nur den Bruchteil der Kosten für Programme der Nachfrageseite übernimmt.

Die zweite, rigorosere Definition der Perspektive der Versorgungsunternehmen, die die Vorlieben der Anteilseigner von Versorgungsunternehmen explizit berücksichtigt, läßt sich nur schwer präzise einschätzen. Diese Perspektive wird oft die Vorliebe des Managements der Versorgungsunternehmen widerspiegeln, traditionelle Investitionen der Angebotsseite vorzuziehen, aus denen die Versorgungsunternehmen einen Ertrag erwirtschaften, im Gegensatz zu Investitionen der Nachfrageseite, wo die Behandlung von Programmkosten durch die Aufsicht weniger genau definiert sein kann. Unternehmensintern muß eine re-

Arten definie-
gemeinen mit
r als Anteils-
u erwirtschaft-
unternehmen
etzten Defini-

eilnehmerper-
raftliche Sub-
äge nicht ein-
en und nicht-
Differenz zw-
chnitt V) und
iejenigen Ko-
ten. Das Cali-
ity Cost Test
ue Require-

wie folgt:

[7]

[8]

ektive gibt, da

gulative Behandlung der Programmkosten des Versorgungsunternehmens ("Expensing" gegenüber "Capitalization", s. Kap. IV) festgelegt werden. Unternehmensextern müssen die Programmauswirkungen auf die Einschätzung des Unternehmens durch die Finanzwelt berücksichtigt werden.

Perspektive der gesellschaftlichen Kosten und der Ressourcengesamtkosten

Die Perspektiven der gesellschaftlichen Kosten und der Ressourcengesamtkosten beseitigen Unterschiede zwischen Teilnehmern und Nichtteilnehmern (und die restriktivere Definition der Perspektive der Versorgungsunternehmen). Das Ziel dieser Perspektiven ist, festzulegen, ob ein Programm für die Gesellschaft wirtschaftlich ist, wenn man seine Gesamtkosten und -nutzen berücksichtigt, unabhängig von deren präziser Zuteilung an Anteilseigner, Tarifikunden und Teilnehmer. Der Unterschied zwischen gesellschaftlicher und Ressourcengesamtkostenperspektive ist die Grenze zwischen den Versorgungsunternehmen und seinen Teilnehmern auf der einen Seite und der gesamten Gesellschaft auf der anderen. Der gesellschaftliche Test berücksichtigt externe Kosten bei der Kosten/Nutzen-Analyse.

Diese externen Kosten lassen sich oft nur schwer quantifizieren (z.B. saurer Regen)⁸. Sie werden auch von unterschiedlichen Gruppen innerhalb der Gesellschaft getragen (z.B. werden Tarifikunden innerhalb des Versorgungsgebietes vielleicht nicht betroffen, während solche, die außerhalb des Versorgungsgebietes wohnen, betroffen sein können). Als Extremfall steht "Gesellschaft" für die globale Gemeinschaft, wie bei dem vom Elektrizitätsverbrauch hervorgerrufenen Treibhauseffekt. Weil sich Nutzen und Kosten schwer quantifizieren lassen, wird die gesellschaftliche Perspektive oft durch die Ressourcengesamtkostenperspektive angenähert.

Einige Gebietskörperschaften haben jedoch damit begonnen, diese wichtigen Nutzen und Kosten explizit einzuschließen, besonders Wisconsin, Illinois und die pazifische Nordwestregion.

Die Komponenten der Perspektiven sind die Kosten, die das Versorgungsunternehmen vermeiden konnte, abzüglich der Kosten, die vom Versorgungsunternehmen und von den Teilnehmern übernommen wurden. Die Gesamtressourcenkostenperspektive ist also im wesentlichen die Summe der Nichtteilnehmer- und Teilnehmerperspektiven; die Energie-

⁸ Hohmeyer (1988) versuchte diese Quantifizierung und stellte große Schwankungsbreiten in den Schätzungen fest.

kosten und di
gebots- oder
ringeren Kos
diesen Energ

Wir definiere

und

Wobei:

Im Prinzip
tifizierbar
der Verbr
die analog
wie die Pl

kosten und die verlorenen Erlöse fallen aus der Gleichung heraus. Ein Programm der Angebots- oder Nachfrageseite ist kosteneffektiv, wenn es eine Energiedienstleistung zu geringeren Kosten liefern kann, als die Versorgungsunternehmen aufbringen müßten, um diesen Energiedienst mit den vorhandenen Ressourcen bereitzustellen.

Wir definieren die Ressourcengesamtkostenperspektive in der nachfolgenden Formel:

$$B_{tr} = \sum_{i=1}^N \frac{\sum_{j=1}^M (\Delta E_{ij} * AC_{ij})}{(1 + DR_{tr})^i} \quad [9]$$

und

$$C_{tr} = \sum_{i=1}^N \frac{DC_i + PA_i}{(1 + DR_{tr})^i} \quad [10]$$

Wobei:

B_{tr}	= Ressourcengesamtnutzen
C_{tr}	= Ressourcengesamtkosten
ΔE_{ij}	= Änderungen im Energieverbrauch im Jahr i für Brennstoff j
AC_{ij}	= Vermiedene Energiekosten im Jahr i für Brennstoff j
DC_i	= Direkte Teilnahmekosten im Jahr i
PA_i	= Programmverwaltungskosten im Jahr i
DR_{tr}	= Typischer Zinssatz für Versorgungsunternehmen, als Dezimalbruch ausgedrückt
N	= Anzahl der Jahre
M	= Anzahl der Brennstoffarten

Im Prinzip werden bei den Gesamtkosten der Ressource auch andere, weniger leicht quantifizierbare Nutzen und Kosten berücksichtigt, wie z.B. die Auswirkungen auf den Profit der Verbraucher, die für die Teilnehmerperspektive festgestellt wurden. Sie könnten auch die analogen Auswirkungen auf den Profit der Versorgungsunternehmen berücksichtigen, wie die Planungsvorteile aus reduzierten Unsicherheiten über den Verbrauchsanstieg.

4. POLITISCHE ASPEKTE BEI DER AUSWAHL VON LEAST-COST TESTS

Die Formeln und Definitionen der Kosten-Nutzen Tests, wie sie im vorhergehenden Abschnitt dargestellt wurden, sind auf dem besten Weg, in den meisten Staaten mit formellen LCP-Verfahren Standardrichtlinien zu werden. Es gibt jedoch immer noch Diskussionen über die richtige Interpretation, Anwendung und Gewichtung der verschiedenen Perspektiven. Der Kern dieser Debatten beinhaltet Fragen wie die folgenden:

- Sollten die "notwendigen Erlöse" d.h. die durchschnittlichen Rechnungen minimiert werden, sollten die Tarife minimiert werden, oder sollten die gesamtgesellschaftlichen Kosten minimiert werden?
- Sollten "verlorene Erträge" der Versorgungsunternehmen zu den Gesamtkosten von Ressourcen der Nachfrageseite gezählt werden?
- Würde die Zahlung von Anreizen durch die Versorgungsunternehmen bis zur Höhe der vermiedenen Kosten und insbesondere der Erwerb von Ressourcen der Nachfrageseite durch Ausschreibungen (biddings), Investitionen auf der Nachfrageseite überstimulieren?
- Sind absatzfördernde Programme zu LCP kompatibel?

Nachfrageseitige Programme ändern die Geschäftsnatur der Energiewirtschaft. Besonders wichtig ist, daß sie Umsatzeinbußen oder *verlorene Erlöse* verursachen können, da die Tarife der Versorgungsunternehmen auf Grundlage einer spezifischen Bedarfsprognose berechnet werden und, in einigen Fällen, auf der Basis sowohl von getätigten wie geplanten angebotsseitigen Investitionen zur Deckung dieses Bedarfs.

In einer Situation von Kapazitätsengpässen und stark steigendem Bedarf kann die verkaufsverringende Auswirkung von Investitionen der Nachfrageseite¹ normalerweise durch Anpassungen der Prognose und des Ressourcenplans absorbiert werden, bevor Kapital für neue Kraftwerke eingesetzt wird, und der Gesichtspunkt der Umsatzeinbußen könnte somit weniger wichtig werden.

¹ In diesem Kapitel benutzen wir die Begriffe Maßnahmen der Nachfrageseite oder Investitionen der Nachfrageseite im eingeschränkten Sinn so, daß sie (verkaufsverringende) Energieeffizienz (oder im konventionellen Sprachgebrauch, Einsparungs-) Investitionen im Gegensatz zu Lastmanagementmaßnahmen darstellen. Obwohl Lastmanagementmaßnahmen im Prinzip ähnliche Probleme darstellen, zentriert sich die politische Diskussion auf Programme der Nachfrageseite, die darauf abzielen, den Stromverbrauch zu reduzieren.

Die Frage d
seite Einkün
Die typischs
Verbrauchsv
schaft keine
nehmen unc
sichtsbehörd

- I
T
ä
- I
T
p
- I
v
e
- I
t

Dieses Veri
der Nachfra
der Kunder
sein, und di
Versorgung

Egal welche
die Wirtsch
fite zu mac
teilseigner
tionen, die
gruppen. W
sten-/Nutze
heraufbescl
Es überras
ideologisch

Die Frage der Umsatzeinbußen gewinnt an Bedeutung, wenn Programme der Nachfrageseite Einkünfte verringern, die für die Deckung getätigter Investitionen benötigt werden. Die typischste Situation hierfür ist, wenn Überkapazitäten vorhanden sind und sich das Verbrauchswachstum verlangsamt oder stagniert. Dieses Defizit bedeutet für die Gesellschaft keinen Verlust, aber wird trotzdem zwischen Anteilseignern der Versorgungsunternehmen und Tarifkunden aufgeteilt werden müssen. Bei dieser Zuteilung können Aufsichtsbehörden vier Grundoptionen verfolgen, entweder einzeln oder in Kombination:

- Die Erlöseinbußen werden durch ausreichende Erhöhung der Tarife auf alle Tarifkunden umgelegt, damit die Erlöse des Versorgungsunternehmens unverändert bleiben.
- Die verlorenen Erlöse aus jedem Programm werden durch Neukonzeption der Tarife nur auf die Kundenuntergruppe umgelegt, für die das Programm konzipiert ist.
- Die verlorenen Erlöse werden auf die Programmteilnehmer selber umgelegt, wobei sie sowohl für verbrauchte kWh eine Abrechnung erhalten, wie auch für eingesparte kWh.
- Die verlorenen Erlöse werden auf Anteilseigner der Versorgungsunternehmen umgelegt, wodurch deren Erträge reduziert werden.

Dieses Verteilungsproblem läßt sich auch vom Standpunkt der Nutzen von Investitionen der Nachfrageseite betrachten. Abhängig von der Programmkonzeption kann der Anteil der Kunden, die einen direkten Nutzen durch ihre Teilnahme erhalten, groß oder klein sein, und die direkten Nutzen können auf unterschiedliche Art zwischen Anteilseignern der Versorgungsunternehmen, Teilnehmern und Nichtteilnehmern aufgeteilt werden.

Egal welcher Weg verfolgt wird, ändert die Einführung von nachfrageseitigen Programmen die Wirtschaftsweise der Versorgungsunternehmen, einschließlich der Möglichkeiten, Profite zu machen oder Verluste zu erwirtschaften. Diese Implikationen betreffen direkt Anteilseigner der Versorgungsunternehmen und deren Management, Verbraucherorganisationen, die Industrie, Gemeindeplaner und ökologische und andere öffentliche Interessengruppen. Wie zu erwarten ist, favorisieren diese Kundenkreise sehr unterschiedliche Kosten-/Nutzen-Abwägungen und Entscheidungen, und sie werden philosophische Prinzipien heraufbeschwören, um widerstreitende Entscheidungsfindungsrichtlinien zu rechtfertigen. Es überrascht daher nicht, daß die unterschiedlichen Vorschläge manchmal schlichtweg ideologischer Natur sind. Oft sind sie auch an abstrakte Prinzipien gebunden, ohne daß

ST TESTS

ergehenden Ab-
n mit formellen
h Diskussionen
denen Perspek-

chnungen mini-
n die gesamtge-

n Gesamtkosten

nehmen bis zur
von Ressourcen
tionen auf der

schaft. Besonders
nnen, da die Tar-
arfsprognose be-
en wie geplanten

arf kann die ver-
malerweise durch
bevor Kapital für
bußen könnte so-

geseite oder Inve-
aufsverringende)
-) Investitionen im
nagementmaßnah-
he Diskussion auf
1 zu reduzieren.

eine ausreichend Untersuchung ihrer wahrscheinlichen Auswirkung unter tatsächlichen Umständen stattgefunden hätte.

Um zu diesen Fragen einen regulatorischen Standpunkt zu entwickeln, ist es sinnvoll, die wahrscheinlichen quantitativen Verzweigungen jeder Perspektive unter praktischen Gegebenheiten detailliert zu untersuchen. Es ist weiterhin nützlich festzulegen, welchen Bezug jedes Element in der aktuellen Debatte zu den Perspektiven und Definitionen hat, die in den Abschnitten II und III entwickelt wurden. Im Grunde wird die gesamte Debatte durch den Wettbewerb zwischen Entscheidungsrichtlinien, die auf der gesellschaftlichen Perspektive beruhen, und Entscheidungsrichtlinien, die der Nichtteilnehmerperspektive entsprechen, genährt. Werden die zahlreichen Vorschläge und Argumente wie dargestellt organisiert, kann die Debatte in fünf Hauptbestandteile aufgliedert werden:

- 1) Die erste Komponente der Debatte, die auch in vieler Hinsicht das wichtigste Problem darstellt, wurde bereits erwähnt. Sie spricht direkt das Problem der Verteilung der Umsatzeinbußen zwischen Tarifikunden, Teilnehmern und Nichtteilnehmern an und ob die Anteilseigner der Versorgungsunternehmen davon unbetroffen bleiben sollten. Der Brennpunkt dieser Debatte ist, ob der gesellschaftliche/Ressourcengesamtkostentest die Haupt- Kosten/Nutzen Perspektive zur Annahme oder Ablehnung von Programmen der Nachfrageseite sein soll, oder ob der Nichtteilnehmer- ("no-loser"-) Test das Hauptkriterium darstellen soll. Hierbei stellt sich die Frage, ob der Einsatz des Nichtteilnehmertests im Endeffekt einen doppelten Standard schaffen würde, indem er eine unterschiedliche aufsichtliche Behandlung der Verteilungseffekte von nachfrageseitigen und angebotsseitigen Investitionen schaffen würde. In der letzten Zeit nahm der Gesichtspunkt der Wettbewerbsfähigkeit der Versorgungsunternehmen an Bedeutung zu (siehe Punkt 4).
- 2) Eine zweite Komponente konzentriert sich darauf, ob der Payback Gap hauptsächlich ein Ergebnis von Marktbarrieren oder Marktversagen ist oder hauptsächlich Komforteinbußen der Verbraucher reflektiert, die von technisch-wirtschaftlichen Analysen der Investitionen der Nachfrageseite nicht erfaßt werden (siehe auch Abschnitt II). Die Hauptsorge ist, daß falls solche versteckten Kosten der Grund für den Payback Gap wären, Anreizzahlungen nicht ein Marktversagen ausgleichen würden, sondern möglicherweise die Investitionen der Nachfrageseite überstimulieren würden, das sogenannte "double payment" Thema: Teilnehmende Kunden erhalten ein Incentive der Versorgungsunternehmen für ihre Investition in Energie-Effizienz, plus eine Verringerung ihrer Rechnungen und würden beides zusammen einsetzen, um die Ressourcen der Nachfrageseite zu erwerben, deren gesamte (direkte und versteckte) Kosten

3)

4)

5)

tatsächlichen

is sinnvoll, die
tischen Gege-
welchen Bezug
nen hat, die in
Debatte durch
chen Perspek-
tive entspre-
gestellt organi-

das wichtigste
Problem der
nehmern und
sunternehmen
te ist, ob der
1/Nutzen Per-
Nachfrageseite
auptkriterium
Nichtteilneh-
indem er eine
von nachfra-
In der letzten
orgungsunter-

ck Gap haupt-
it oder haupt-
echnisch-wirt-
erfaßt werden
rsteckten Ko-
cht ein Markt-
estitionen der
ible payment"
orgungsunter-
ngerung ihrer
essourcen der
eckte) Kosten

höher als die vermiedenen Kosten sind. Die Behauptung ist dann, daß der Ressourcengesamtkostentest irreführend sein könnte, weil die Kosten nachfrageseitiger Ressourcen unzureichend definiert sind. Um gesellschaftlich ineffiziente Resultate zu vermeiden, wird vorgeschlagen, daß Rechnungsverminderungen (Umsatzeinbußen) als gesellschaftliche Kosten von Maßnahmen der Nachfrageseite zu zählen sind. Diese Vorgehensweise würde den Ressourcengesamtkostentest in den Nichtteilnehmertest umwandeln.

- 3) Die dritte Komponente der Debatte ist eine zweite Version des Double Payment-Argumentes. Diese Version des Arguments beschäftigt sich nicht mit der Möglichkeit, daß die Kosten nachfrageseitiger Ressourcen nur inadäquat berücksichtigt sein könnten. Stattdessen geht es hier um ein Doppelbezahlungsproblem spezifisch für *Ausschreibungen für nachfrageseitige Investitionen*. Die Sorge ist, daß bei dem Versuch, sich die Vorteile des Wettbewerbs nutzbar zu machen, die Regeln für solche Ausschreibungen für nachfrageseitige Investitionen nicht so strukturiert würden, daß sie das gesellschaftliche Effizienzoptimum gewährleisten. Geht man davon aus, daß ein separater Test für die gesellschaftliche Kosteneffektivität vorgeschlagener Investitionen der Nachfrageseite nicht Teil des Ausschreibungsschemas ist, könnte ein Doppelbezahlungsproblem aufgeworfen werden, falls Anbieter Anreizzahlungen der Versorgungsunternehmen mit Einsparungen in den Energierechnungen kombinieren würden, um in gesellschaftlich uneffiziente Maßnahmen der Nachfrageseite zu investieren. Dies führte zu Vorschlägen, die Ausschreibungsschemata so zu strukturieren, daß Angebote für nachfrageseitige Investitionen im Endeffekt durch den Nichtteilnehmertest bestimmt würden.
- 4) Wie beim "no-loser" Thema hat die vierte Komponente der LCP-Debatte ihren Ursprung im Problem der Verteilung von Erlöseinbußen. Sie wird von der Sorge bestimmt, daß Tarifauswirkungen von gesellschaftlich effizienten Programmen der Nachfrageseite die *Wettbewerbsfähigkeit der Versorgungsunternehmen* gegenüber Eigenerzeugern, anderen Versorgungsunternehmen und privaten Einspeisern negativ beeinflussen könnten. Die beiden Hauptgesichtspunkte sind: Unter welchen Bedingungen wären Tarifauswirkungen groß genug, um einen solchen Effekt zu erzielen? Und zweitens: Könnten solche Auswirkungen durch eine entsprechende Strukturierung der Programme von Versorgungsunternehmen vermieden werden, ohne daß auf den Nichtteilnehmertest zurückgegriffen wird?
- 5) Schließlich sind die Aufsichtsbehörden besorgt, daß das gegenwärtige Verfahren der aufsichtlichen Preisgenehmigung unabsichtlich Programme auf der

Nachfrageseite für Anteilseigner weniger profitabel macht, als Investitionen auf der Angebotsseite, und daß diese reduzierte *Profitabilität* energische Bemühungen der Versorgungsunternehmen auf der Nachfrageseite entmutigen könnte. Die Debatte dreht sich um zahlreiche regulative Vorschläge, die die Erträge der Versorgungsunternehmen von dieser Wahl unabhängig machen würden entweder, indem sie diese Erträge der EVU von ihrem Absatz entkoppeln wollen oder, noch weiter gehend, die Aktivitäten auf der Nachfrageseite profitabler für Versorgungsunternehmen machen wollen als konventionelle Angebotsinvestitionen.

Die Diskussion in diesem Abschnitt beleuchtet jeden dieser Gesichtspunkte im Detail. Wir besprechen auch eine Anzahl praktischer Ansätze, die Aufsichtsbehörden und Versorgungsunternehmen versucht haben oder verfolgen könnten, um die widerstreitenden, miteinander konkurrierenden Interessen abzuwägen oder miteinander zu vereinbaren. Weil es problematisch ist, Koordinierungsmaßnahmen zwischen den grundlegenden Perspektiven einzuschätzen ohne ein gewisses Gefühl für den Umfang der Auswirkungen auf "notwendige Erlöse" und Ressourcengesamtkosten zu haben, geben wir einige illustrative quantitative Beispiele an. Der Schlußabschnitt behandelt das Thema der Profitabilität.

Der gesellschaftliche/Ressourcengesamtkostentest im Vergleich zum No-Loser Test

Ökonomische Effizienz, gemessen anhand der gesellschaftlichen Kosteneffektivität, wird von drei Gruppen als Hauptkriterium des Least-Cost Planning gebraucht oder befürwortet:

- (1) Regulierungskommissionen und andere Körperschaften, die den Total Resource Cost Test² eher als den Nichtteilnehmertest als Grundlage für eine Annahme oder Ablehnung von Programmen der Nachfrageseite einsetzen (z.B. Bonneville Power

² Diese Gruppe beinhaltet auf der einen Seite Körperschaften, die mehr zur Revenue Requirement Perspective tendieren als Annäherung an die gesellschaftliche Perspektive, während andere Körperschaften versucht haben, sich mehr an die echte gesellschaftliche Perspektive zu halten. Der Einsatz der sattsungsbedingten Perspektive statt der Ressourcengesamtkostenperspektive wird manchmal so dargestellt, daß sie die statutorischen Grenzen der Regulation von Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen reflektiert, sie ist aber aus der Praxis weniger leicht zu rechtfertigen. Die Annäherung entspricht dem Einsatz des Gesamtressourcenkostentests, dort wo Versorgungsunternehmen 100% der Kosten nachfrageseitiger Maßnahmen zahlen, wie z.B. bei Direkt-Installationsprogrammen, oder wo die Programmierung und technische Analyse gezeigt haben, daß Investitionen der Nachfrageseite deutlich kostengünstiger als die Grenzkosten sind.

Admin
PUC,

(2) ein
an der
klassis
Lovins
und

(3) ein
Einbe
scheid

Diese Grup
Least-Cost
sollte. Das
weil es nicl
nen der Ni
erreichen o

Aus der ge
wenn die (
Kosten de
mern zusam
dingt sind.

Im Gegen
vestitioner
den durch
schen zwei
täten mit
der Nachf
Differenz
ist daher t

Die Begri
den sollar
mertest a
higkeit vo

Administration, Northwest Power Planning Council, Massachusetts DPU, Idaho PUC, Wisconsin PSC, Nevada PSC, District of Columbia PSC);

(2) eine Reihe neoklassischer Wirtschaftswissenschaftler und anderer Analytiker, die an der Least-Cost Planning Debatte beteiligt sind und auf der Grundlage der neoklassischen Wirtschaftstheorie argumentieren (z.B. Joskow (1988), Baker (1988), Lovins & Gilliam (1986), Cavanagh (1986), Plunkett (1988), Ciccetti & Hogan (1988) und

(3) eine Anzahl ökologischer und anderer öffentlicher Interessengruppen, die die Einbeziehung der gegenwärtig vernachlässigten, sozialen Kosten in Investitionsentscheidungen der Versorgungsunternehmen vertreten.

Diese Gruppen eint der Standpunkt, daß das grundlegende Maß der Kosteneffektivität für Least-Cost Utility Planning die Minimierung der gesamten gesellschaftlichen Kosten sein sollte. Das grundlegende Argument ist, daß ohne dieses Maß LCP bedeutungslos wäre, weil es nicht zuverlässig dazu beiträgt, den sozialen Wohlstand zu maximieren. Investitionen der Nachfrageseite würden entweder das Niveau der Wohlstandsmaximierung nicht erreichen oder übersteigen.

Aus der gesellschaftlichen Perspektive ist ein Programm der Nachfrageseite kosteneffektiv, wenn die Grenzkosten der Angebotsseite, inklusive externer Kosten, größer sind als die Kosten des Programms der Nachfrageseite, bei Versorgungsunternehmen und Teilnehmern zusammengenommen, inklusive der externen Kosten, die durch das Programm bedingt sind. Diese Kostendifferenz kann leicht so groß werden, wie der aktuelle Strompreis.

Im Gegensatz dazu würde der "no-losers" Test die von den EVU gezahlten Anreize für Investitionen der Nachfrageseite auf die Differenz zwischen den (höheren) Grenzkosten und den durchschnittlichen Tarifen beschränken. Da es sich dabei um einen Unterschied zwischen zwei großen Zahlen handelt, kann dieser Wert negativ sein, wenn große Überkapazitäten mit stagnierendem Wachstum gekoppelt sind, was bedeutet, daß keine Programme der Nachfrageseite wirtschaftlich wären, und in den meisten anderen Fällen hätte diese Differenz nur eine geringe Größe. Die Höchstgrenze für Investitionen der Nachfrageseite ist daher bei den beiden Tests sehr unterschiedlich.

Die Begründung für den Nichtteilnehmertest ist der Verteilungsaspekt, d.h. die Tarifkunden sollen vor Tariferhöhungen bewahrt werden. In letzter Zeit wurde der Nichtteilnehmertest auch befürwortet, um mögliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Versorgungsunternehmen durch höhere Tarife zu vermeiden.

Investitionen auf
gische Bemühun-
tmütigen könnte.
ie die Erträge der
en würden entwe-
ntkoppeln wollen
ite profitabler für
Angebotsinvesti-

ste im Detail. Wir
den und Versor-
restreitenden, mit-
vereinbaren. Weil
genden Perspekti-
uswirkungen auf
einige illustrative
Profitabilität.

Losser Test

neffektivität, wird
oder befürwortet:

1 Total Ressource
ie Annahme oder
Bonneville Power

ehr zur Revenue
liche Perspektive,
e gesellschaftliche
statt der Ressour-
lie statutorischen
ktiert, sie ist aber
t dem Einsatz des
der Kosten nach-
ammen, oder wo
Investitionen der

Typischerweise wird eines oder mehrere der drei folgenden Argumente gegen das Zurückgreifen auf den Nichtteilnehmertest angeführt:

- (1) Wie bereits der Name impliziert, ist es der Zweck des Nichtteilnehmertests, Verteilungswirkungen zu messen und nicht die ökonomische Effizienz. Eine Verteilungsperspektive wird daher als inkompatibel zu einer ökonomisch effizienten, wohlfahrtsmaximierenden Kapitalallokation gesehen.
- (2) Der Nichtteilnehmertest wird von vielen so gesehen, daß er verteilungspolitische Kriterien auf der Nachfrageseite ohne eine äquivalente Behandlung der Verteilungswirkungen auf der Angebotsseite einführt.
- (3) Viele meinen, daß die verteilungspolitischen Ziele, die der "no-losers" Tests erfüllen soll, auch durch Strategien zu erreichen sind, die Effizienzinvestitionen auf der Nachfrageseite nicht einschränken (z.B. die Ausdehnung von Beteiligungsmöglichkeiten auf möglichst viele Kunden und gezielte Programme für Verbraucher mit geringem Einkommen).

Befürworter der gesellschaftlichen Perspektive lehnen deshalb einstimmig das Prinzip der Minimierung von Tarifen als primäres Ziel des Least-Cost Planning ab. Die Tatsache, daß mehrere der o.a. Analytiker Einschränkungen für EVU-Anreize in nachfrageseitigen Programmen vorschlagen, die denen der Nichtteilnehmertests entsprechen, rührt von ihrer Argumentation her, die auf der Wahrnehmung eines Doppelbezahlungsproblems basiert und nicht auf verteilungspolitischen Überlegungen.

Verlust effizienter Kapitalallokation

Der erste Einwand, der gegen den Nichtteilnehmertest erhoben wird, basiert auf der konventionellen neoklassischen Wirtschaftstheorie. Im sogenannten Nichtteilnehmer- oder "no-losers"-Test, werden Erlöseinbußen, denen sich Versorgungsunternehmen aufgrund von Programmen der Nachfrageseite gegenübersehen, als Teil der Kosten von Ressourcen der Nachfrageseite gezählt. Lovins & Gilliam (1986) weisen darauf hin, daß sich diese Argumentation nicht mit den grundlegenden Least-Cost-Prinzipien der ökonomischen Effizienz und der Maximierung des gesellschaftlichen Wohlstandes vereinbaren läßt. In der neoklassischen Wirtschaftstheorie wird die Wohlfahrt maximiert, wenn die Gesellschaft sich in jedem Fall für die Investition in die Option mit den niedrigsten Grenzkosten entscheidet. Erlöseinbußen existieren nur in Relation zu Kosten, die bereits bei den Versor-

gungsunternehm
heit Energiedie
Grenzkosten be
tungen, wäre d
tion auf der Na
seite investierte
nachfrageseitig

Asymmetrische

Der zweite Ein
in der Behand
über Investitio
Kapazitätserw
Erweiterungen
wird, d.h. Pers
im Versorgung
Bedarfszuwach
ten beim Zug
den wirtschaft
schlimmern w
schen margina
nalen Verbrau

Der Nichtteil
Programme ei
Fähigkeit für
die Kosten fü
Hemmnisse fi
sehen, denno
men, kleine g
fort von strom

Dasselbe Arg
mer-Problem
seite auf die
Gegner diese

gungsunternehmen angefallen sind. Sie sind daher keine Grenzkosten. Kann z.B. eine Einheit Energiedienstleistung durch eine Maßnahme auf der Nachfrageseite zu geringeren Grenzkosten beschafft werden, als durch Erzeugung über vorhandene Versorgungseinrichtungen, wäre die ökonomisch effiziente, die Wohlfahrt maximierende Wahl eine Investition auf der Nachfrageseite. Lovins und Gilliam argumentieren, daß das auf der Angebotsseite investierte Kapital in diesem Fall obsolet geworden ist. Es gehört nicht zu den Kosten nachfrageseitiger Ressourcen.

Asymmetrische Behandlung von Auswirkungen auf die Verteilungsgerechtigkeit

Der zweite Einwand gegen den Nichtteilnehmertest kritisiert, daß dieser eine Asymmetrie in der Behandlung der Verteilungswirkungen von Investitionen der Angebotsseite gegenüber Investitionen der Nachfrageseite bewirkt: Die "Nichtteilnehmer" müssen immer für Kapazitätserweiterungen des Versorgungssystems bezahlen, obwohl der Bedarf für solche Erweiterungen hauptsächlich durch bestimmte Untergruppen von Tarifikunden verursacht wird, d.h. Personen und Unternehmen, die ihren Strombedarf ausdehnen oder Neuzugänge im Versorgungsgebiet. Ein Hauptgrund für diese Behandlung von Tarifauswirkungen des Bedarfszuwachses ist, daß falls man nicht so verfährt, dies schwerwiegende Ungerechtigkeiten beim Zugang zur Elektrizitätsversorgung zur Folge hätte und Unterschiede zwischen den wirtschaftlich besserstehenden und den sozial schwachen Bevölkerungsgruppen verschlimmern würde. Bei der konventionellen Ressourcenplanung wird deshalb nicht zwischen marginalen und nicht-marginalen Kunden unterschieden; es gibt nur einen marginalen Verbrauch.

Der Nichtteilnehmertest würde also eine solche Unterscheidung im Falle nachfrageseitiger Programme einführen. Die Kunden unterscheiden sich jedoch nicht nur signifikant in ihre Fähigkeit für Stromdienstleistungen zu *bezahlen*, sondern auch deutlich in ihrer Fähigkeit, die Kosten für neue Kraftwerke zu *vermeiden*. Cavanagh (1988a) weist darauf hin, daß Hemmnisse für Investitionen der Nachfrageseite, denen sich zwar alle Kunden gegenübersehen, dennoch unverhältnismäßig schwerwiegender für Personen mit geringem Einkommen, kleine gewerbliche Kunden und Personen, die für ihren Lebensunterhalt oder Komfort von stromintensiven Geräten abhängen, sind.

Dasselbe Argument wird gegen eine andere vorgeschlagene Behandlung des Nichtteilnehmer-Problems vorgebracht, wobei Tarifauswirkungen durch Programme der Nachfrageseite auf die Klasse von Tarifikunden beschränkt wären, für die sie konzipiert wurden. Gegner dieses Ansatzes argumentieren, daß die Tarifauswirkungen von neuen Kraftwerken

weder spezifischen Tarifklassen noch marginalen Kunden zugeteilt werden. Diese Vorgehensweise würde daher eine ungleiche Behandlung von Investitionen der Angebots- und der Nachfrageseite bewirken.

Ineffiziente Kapitalallokation durch Verbrauchssteigerung

Viele E-Versorgungsunternehmen mit Überkapazitäten sind an einer Ausweitung des Verbrauchs interessiert, entweder durch Förderung von Elektrizitätsanwendungen oder durch das Schaffen spezieller Anreiztarife und Verträge mit Industriekunden oder auch beides. Solange diese Formen der Verbrauchssteigerung die kurzfristigen Grenzkosten der existierenden und in Betrieb befindlichen Kapazitäten decken und keine Notwendigkeit für neue Kapitalinvestitionen schaffen, können sie die durchschnittlichen Tarife reduzieren, indem sie die vorhandenen fixen Kosten auf eine größere Zahl verkaufter kWh verteilen.

Fürsprecher der gesellschaftlichen Least-Cost-Perspektive führen eine Anzahl von Einwänden gegen diese verbrauchssteigernden Programme an. Einer davon ist, daß bedeutende Ressourcen der Nachfrageseite vorhanden sein könnten, die weniger kosten als die kurzfristigen Grenzkosten vorhandener Kapazitäten (siehe Abschnitt II). Ein zweiter Einwand ist, daß verbrauchssteigernde Programme der Versorgungsunternehmen nicht ausreichend in langfristige Gesamtressourcenpläne integriert sind, um zu verhindern, daß eine solche Absatzsteigerung den langfristigen Kapazitätsbedarf ansteigen läßt. Sie werden deshalb wahrscheinlich den Bedarf an neuer, kostspieligerer Kapazität fördern, was langfristig eine größere Zunahme der Revenue Requirements erzwingen würde, als dies ohne Verbrauchssteigerung der Fall wäre. Auf Basis des Nettogegenwartswertes könnten diese langfristigen Kostensteigerungen wesentlich größer sein, als kurzfristige Einsparungen.

Absatzfördernde Programme würden außerdem aufgrund verpaßter Gelegenheiten für Effizienzinvestitionen einen Wohlfahrtsverlust bewirken. Viele Entscheidungen über Energieeffizienz sind im Grunde für die Lebensdauer des betreffenden Gerätes irreversibel. Das Northwest Power Council definierte solche verpaßten Gelegenheiten als spezielle Elektrizitätsressource der Nachfrageseite, die bei der Energieplanung explizit berücksichtigt werden sollte (NWPPC 1987).

Ein weiterer Einwand (Cavanagh 1988a) lautet, daß Absatzförderung die CO₂-Emissionen und die des sauren Regens erhöhen würde, während gleichzeitig die Erschöpfung der Reserven an fossilen Energien beschleunigt würde. In einer Reihe von Versorgungsgebieten bestehen die zusätzlich verfügbaren Kapazitäten aus "schmutzigen" Kohlekraftwerken mit

hohen Betriebs- und Risiken und der Unsicherheit des Bedarfs

Der gesellschaftliche

Aufsichtskomitee den Gesamttariff für die Erzeugung von Elektrizität festzusetzen. Ein Test ist, daß die Kosten des sauren Regens quantifizieren

Wie Umweltkosten zu einer Verringerung der Einsparungen in der Umwelt als eine gesellschaftliche Verringerung der Gesamtkosten für die Gesellschaft

Während die Kosten für die Erzeugung von Elektrizität in allen Fällen eine Schätzung der Kosten für die Erzeugung von Elektrizität in Cent/kWh für die Bundesstaaten durchschnitten 40-90% betragen

Natürlich würde dies die Kosten für die Erzeugung von Elektrizität in Cent/kWh für die Bundesstaaten durchschnitten 40-90% betragen

den. Diese Vorge-
her Angebots- und

hohen Betriebskosten. Kosteneffektive Effizienzinvestitionen könnten diese Auswirkungen und Risiken vermeiden. Cavanagh stellt auch die erhöhte Unbeständigkeit und Unsicherheit des Bedarfs heraus, der durch Absatzförderung geweckt wird.

Der gesellschaftliche Test im Vergleich zum Ressourcengesamtkosten-Test

r Ausweitung des
wendungen oder
kunden oder auch
n Grenzkosten der
Notwendigkeit für
Tarife reduzieren,
r kWh verteilen.

Aufsichtskommissionen benutzen typischerweise den Ressourcengesamtkosten-Test oder den Gesamttarifikundentest als Annäherung für den gesellschaftlichen Test. Die Hauptmotivation für den Ersatz des Ressourcengesamtkosten-Tests durch den gesellschaftlichen Test ist, daß die sogenannten externen oder indirekten Kosten, wie z.B. Schaden durch den sauren Regen, Treibhauseffekt sowie Atomunfälle und Proliferationsrisiken nur schwer zu quantifizieren sind.

: Anzahl von Ein-
on ist, daß bedeu-
diger kosten als die
) Ein zweiter Ein-
ahmen nicht ausrei-
rhindern, daß eine
ßt. Sie werden des-
lern, was langfristig
als dies ohne Ver-
önnten diese lang-
parungen.

Wie Umweltschutzgruppen und Andere betonen, tendiert der Ressourcengesamtkosten-Test zu einer Überschätzung der Nettokosten von Ressourcen der Nachfrageseite, da er viele Einsparungen durch vermiedene indirekte Auswirkungen und Risiken, sowohl für die Umwelt als auch ökonomische und soziale, nicht berücksichtigt. Weiterhin sind EVU-typische Kapitalverzinsungen, die zur Kalkulation von Programmkosten aus der Ressourcengesamtkosten- oder der Gesamttarifikundenperspektive verwendet werden höher, als die gesellschaftlichen Zinssätze. Diese Approximationen könnten somit zu einer substantiellen Verringerung der kosteneffektiven Ressourcen der Nachfrageseite auf einen Wert unter dem gesellschaftlich wirtschaftlichen Optimum führen.

legenheiten für Ef-
dungen über Ener-
erätes irreversibel.
eiten als spezielle
explizit berücksich-

Während diese indirekten Kosten inhärent schwer zu quantifizieren sind und in vielen Fällen allen Quantifizierungsversuchen trotzen, ist es nichtsdestotrotz möglich, wenigstens eine Schätzung der Untergrenze vorzunehmen. Eine solche Schätzung konzentriert sich auf solche Anteile bekannter externer Kosten, die bis zu einem gewissen Grad vernünftig quantifiziert werden können. Kürzlich gab die EG eine Studie in Auftrag, die diesen Ansatz verfolgt (Hohmeyer 1988). Sie ergab einen Bereich von 2,5 Cent/kWh bis zu 6 Cent/kWh für den kalkulierbaren Anteil der externen Kosten der Stromproduktion, wobei die Bundesrepublik Deutschland als Fallbeispiel herangezogen wurde. Verglichen mit dem durchschnittlichen Strompreis in den U.S.A. von 6,7 Cent/kWh (US EIA 1987) würde dies 40-90% betragen.

ie CO₂-Emissionen
rschöpfung der Re-
ersorgungsgebieten
hlektkraftwerken mit

Natürlich wäre eine eigene Bewertung für die U.S.A. erforderlich, um die Übertragbarkeit dieses Kostenbereichs zu belegen. Sollten allerdings diese Größenordnungen zutreffen, würde dies darauf hindeuten, daß alle aktuellen Versuche, externe Kosten in den Kontext

des Least-Cost Planning zu integrieren, höchst unzureichend sein könnten. Einige Körperschaften haben z.B. Ressourcen der Nachfrageseite bei der Ressourcenintegration einen 10% Kostenbonus erteilt. Ähnlich will das vorgeschlagene "all-resource bidding"-Schema von Orange and Rockland Utilities 7% der gesamten Bewertungspunkte für die externen Kosten zuteilen, so daß die Vorteile der Ressourcen der Nachfrageseite gegenüber anderen Ressourcen bis zu 7% ausmachen könnten (ORU 1988).

Der Umfang dieser Korrekturen würde zu niedrig erscheinen, um gesellschaftliche Effizienz zu erreichen.

Die engeren Interpretationen des gesellschaftlichen Tests schließen auch Überlegungen der Substitution zwischen Energieträgern aus. Wie jedoch bereits in einem früheren Bericht des U.S. Energieministeriums über LCP aufgezeigt wurde (TBS 1986), kann eine optimale Ressourcenallokation nicht vollständig erreicht werden, wenn das Least-Cost Prinzip nur für den Stromsektor angewandt wird. Das LCUP, wie es aktuell praktiziert wird, kann die Bereitstellung von Energiedienstleistungen durch Strom optimieren, aber es könnte oder es könnte auch nicht die Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu geringsten Kosten aus allen verfügbaren Energieträgern erreichen. Deshalb sollten aus einer gesellschaftlichen Perspektive eine Substitution von Strom durch Gas oder Energieträger, die nicht von Versorgungsunternehmen bereitgestellt werden, und der umgekehrte Vorgang der Substitution anderer Energieträger durch Strom ebenfalls in das Least-Cost Planning eingeschlossen werden. Aufsichtskommissionen werden immer stärker mit diesem Gesichtspunkt konfrontiert, wenn z.B. die Versorgungsunternehmen Anreizzahlungen für Kältespeicherung in kommerziellen Gebäuden vorschlagen, die im Wettbewerb zu Gasabsorptionskühleinrichtungen stehen. Ein ähnliches Dilemma entsteht bei Programmen für Warmwasserbereiter im Haushaltsbereich und bei Industrieprogrammen. Die Aufsichtskommissionen von Nevada und des District of Columbia schreiben LCP bereits für Gasversorgungsunternehmen vor.

Existiert ein Problem der Doppelbezahlung?

Verschiedene Autoren (Joskow 1988, Ruff 1987, Ciccetti & Hogan 1988) argumentierten, daß Anreize der Versorgungsunternehmen bis zur Höhe der vermiedenen Kosten zu einer Überstimulierung von Investitionen der Nachfrageseite und damit zu volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führen könnten. Diese Frage wurde als das "double payment" Argument bekannt. Um übermäßige Anreize für Investitionen auf der Nachfrageseite zu vermeiden, kommen diese Autoren zu dem Schluß, daß Anreizzahlungen nicht größer als

die Differenz
sich natürlich
aus ihrer Ar

Trotz gemein
zelen Autc

Um die Re
schiene zun

Der Paybac

Nach Ruff
der Reduk
werden, ni
chen Persp

Das Kern
Reinterpr
niger perf
sind. Mit
Gap dahi
sten, wie
technisch
Weiter si
härent un

Von dort
gungsun
flektiert.
Konsum
det sich
der Nach

Ausgehe
über ein
sourcen

die Differenz zwischen Grenzkosten und aktuellen Tarifen sein dürfen. Dies unterscheidet sich natürlich nicht vom Nichtteilnehmertest, aber dieses Ergebnis ergibt sich eher zufällig aus ihrer Argumentation.

Trotz gemeinsamer Schlußfolgerungen enthalten dabei die Argumentationslinien der einzelnen Autoren wichtige Unterschiede.

Um die Relevanz des "double payment" Arguments zu bewerten, müssen diese Unterschiede zunächst verstanden werden.

Der Payback Gap: Marktbarrieren oder versteckte Kosten?

Nach Ruff (1987) sollten die verlorenen Erlöseinbußen der Versorgungsunternehmen aus der Reduktion des Absatzes als Teil der Kosten nachfrageseitiger Ressourcen angerechnet werden, nicht nur aus der Nichtteilnehmerspektive, sondern auch aus der gesellschaftlichen Perspektive.

Das Kernargument, das für diese Einstufung der Erlöseinbußen vorgebracht wird, ist eine Reinterpretation des Payback Gap. Ruff nimmt an, daß die Verbraucher in mehr oder weniger perfekten Märkten operieren und Marktbarrieren eher die Ausnahme als die Regel sind. Mit dieser Annahme interpretiert Ruff den durchdringenden Charakter des Payback Gap dahingehend, daß Konsumenten wegen realer, aber versteckter oder indirekter Kosten, wie z.B. hohen Transaktions- und Unbequemlichkeitskosten, Komfortverlust und technischen Risiken auf höchst wirtschaftliche Investitionen der Nachfrageseite verzichten. Weiter sieht er die meisten dieser indirekten Kosten als den eingesetzten Technologien inhärent und im allgemeinen nicht durch Programme reduzierbar an.

Von dort argumentiert er weiter, daß der Strompreis, den die Verbraucher an die Versorgungsunternehmen zahlen, so gesehen werden sollte, daß er diese indirekten Kosten reflektiert. Mit anderen Worten mißt der Strompreis die wirklichen Opportunitätskosten der Konsumenten, und der Payback Gap ist nur scheinbar. Die Wahl des Konsumenten befindet sich im Gleichgewicht zur Summe der direkten und indirekten Kosten von Ressourcen der Nachfrageseite.

Ausgehend von diesem Standpunkt argumentiert er weiter, daß die Verbraucher bereits über einen effektiven Anreiz in Form des vorhandenen Stromtarifes verfügen, um in Ressourcen der Nachfrageseite zu investieren. Erhalten Verbraucher zusätzliche Anreize

durch Programme der Versorgungsunternehmen, die so hoch wie die gesamten vermiedenen Bereitstellungskosten sein könnten, könnte dies den Anreiz fast verdoppeln und somit die Investitionen der Nachfrageseite stark überstimulieren. Um dies zu verhindern, argumentiert Ruff, daß die Einsparungen in den Stromrechnungen als Teil der Kosten von Maßnahmen der Nachfrageseite gerechnet werden sollten, genau wie es beim Nichtteilnehmertest der Fall ist.

Joskow (1988) entwickelt dieselbe Argumentationsrichtung, ist aber sehr viel vorsichtiger mit dem Ignorieren von Marktbarrieren. Er räumt ein, daß Marktbarrieren die dominante Kraft hinter dem Payback Gap sein könnten, wobei dann das Doppelbezahlungsargument, wie es von Ruff vorgebracht wurde, keine Gültigkeit hätte. Joskows Hauptsorge gilt der Tatsache, daß noch nicht genug darüber bekannt ist, warum Barrieren existieren oder wie sich ihr Einfluß auf die Entscheidungsfindung minimieren läßt. Er meint, daß die individuellen Gegebenheiten sorgfältig untersucht werden müßten, bevor Programme durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang billigt er³ die detaillierte Marktforschung, die Programmexperimente und Planungsverfahren, die vom Northwest Power Planning Council unternommen wurden. Seine Hauptsorge gilt der Tatsache, daß bei Ausschreibungsverfahren für nachfrageseitige Ressourcen solche sorgfältigen Analysen durch die scheinbare Eleganz dieses Marktmechanismus verdrängt werden könnten. (Die Frage der Doppelbezahlung im Zusammenhang mit Ausschreibungen wird nachstehend noch einmal aufgegriffen).

Wie bereits in Abschnitt II angesprochen, ist die logische Reaktion auf Unsicherheiten bezüglich der Ursache des Payback Gap eine systematische Marktuntersuchung und Experimente mit Pilotprogrammen. Die Mitarbeiter des Northwest Power Planning Council (NWPPC 1988) weisen darauf hin, daß es sowohl Joskow und Ruff anscheinend unbekannt ist oder sie es ignorieren, daß bereits eine große und stetig steigende⁴ Anzahl von eigenen Marktuntersuchungen, Zielgruppen, Experimenten mit Marktpartnern und Pilotprogrammen⁵ der Versorgungsunternehmen existieren. Diese haben früher veröffentlichte Forschungen durch eine reichhaltigere Dokumentation der Gründe und Wichtigkeit von Marktstörungen ergänzt.

³ Joskow klärt diese und eine Anzahl seiner anderen Positionen in einem Brief, in dem er zu einer Kritik seiner Aussage durch die Mitarbeiter des Northwest Power Planning Council Stellung nimmt.

⁴ Ein wichtiges Beispiel ist die regionale Programmierfahrungsdatenbank NORDAX, die vor kurzem von Versorgungsunternehmen in New England geschaffen wurde, und die aus Mitteln des Energieministeriums unterstützt wird. Das Projekt wird durch C. Sabo von der New York State Electricity & Gas Co. koordiniert.

⁵ Zum Beispiel erwähnen weder Joskow noch Ruff die Untersuchungen zu Marktbarrieren, die in Abschnitt II zitiert werden, noch liefern sie eine empirische Erhärtung ihrer eigenen Ansicht des Marktversagens.

Ruffs aussch
Nachfragesei
Gegensatz z
indirekte Ve

In vielen Pro
Nutzen als l
tigt, daß ind
derspricht a
grammen w
marktet⁶. I
ment, um e
nologien ve
besserte M
Gebäudeis

Ein weiter
ringerung
verbunden

Die Mitar
Publikatic
Revision
tig wieder
schung, P
sourcenk

Ausschre

Seit kur
Nachfra
auf der
schreibe

⁶ Stell
dings d
Energy
Nation
Accept

Ruffs ausschließliche Konzentration auf die versteckten Kosten von Programmen der Nachfrageseite wird durch Plunkett (1988b) gekontert, der argumentiert, daß im Gegensatz zu Ruffs subjektivem Vorurteil, energiesparende Investitionen genauso gut indirekte Verbrauchernutzen wie indirekte Kosten haben.

In vielen Programmen der Versorgungsunternehmen erwiesen sich solche nicht-monetären Nutzen als letztendlich entscheidend für den Programmerfolg. Diese Beobachtung bestätigt, daß indirekte Kosten gemäß Ruffs Argumentation berücksichtigt werden müssen, widerspricht aber seinem subjektiven Vorurteil zu negativen Kosten. In gut konzipierten Programmen werden zusätzliche Nutzen für die Verbraucher klar identifiziert und aktiv vermarktet⁶. In anderen Fällen waren Programme der Versorgungsunternehmen das Instrument, um eine große Anzahl von Kunden mit dem Komfortgewinn der gesponsorten Technologien vertraut zu machen, wie z.B. die Reduzierung von Lärm und Zugluft durch verbesserte Mehrfachverglasung und die thermische Behaglichkeit durch eine verbesserte Gebäudeisolierung im allgemeinen.

Ein weiterer indirekter Nutzen von Effizienz-Investitionen der Nachfrageseite ist die Verringerung von Unsicherheiten beim zukünftigen Energiebedarf und der damit verbundenen wirtschaftlichen und finanziellen Kosten und Risiken.

Die Mitarbeiter des NWPPC schlußfolgern, daß im Gegensatz zu dem Eindruck, den ihre Publikationen bewirkt haben mögen, Joskow und Ruff keine Einsichten anbieten, die eine Revision der Standarddefinition des gesellschaftlichen Tests erfordern würden. Gleichzeitig wiederholen sie, daß ein sorgfältiges Schritt-für-Schritt-Verfahren für die Programmforschung, Planung und Überwachung bei der Anwendung der gesellschaftlichen/Gesamtressourcenkostentests eingesetzt werden sollte.

Ausschreibungen für nachfrageseitige Investitionen und der gesellschaftliche Test

Seit kurzem läßt sich eine zunehmender Trend beobachten, Ausschreibungen auf der Nachfrageseite einzuführen. Dieser Trend ist teilweise eine Reaktion auf ähnliche Ansätze auf der Angebotsseite. Er wird weiterhin durch die Hoffnung vorangetrieben, daß Ausschreibungsverfahren einen eleganten, "hands-off" und marktorientierten Mechanismus

⁶ Stellvertretend für einige der vielen Berichte zu diesem Thema siehe z.B. die Proceedings der alle zwei Jahre stattfindenden Summer Study des American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE 1984, 1986, 1988), die Proceedings von EPRI's First National Conference on Demand-Side Management (EPRI 1987b) und EPRI's Customer Acceptance Project (EPRI 1987a).

bieten könnte, um die effizienteste Bereitstellung von Ressourcen der Nachfrageseite zu gewährleisten.

Bei ihrer Betrachtung dieser Motivation nehmen sowohl Joskow (1988), Ruff (1987) und Ciccetti & Hogan (1988) an, daß das Ausschreibungsverfahren nicht von zusätzlichen, nicht auf der Ausschreibung basierenden Kontrolltests begleitet würde, um eine gesellschaftliche Kosteneffektivität zu gewährleisten. Diese Annahme ist der Schlüssel zum Verständnis ihrer gesamten Argumentationsweise. Es wird angenommen, daß eine Konformität mit effizienter Kapitalallokation durch das Ausschreibungsverfahren selbst als dessen endogenes Ergebnis gewährleistet ist.⁷

Joskow und Ruff gehen weiter davon aus, daß die Ausschreibung innerhalb einer integrierten Auktion stattfindet, in der sowohl die Angebote für Ressourcen der Nachfrageseite und die Optionen der Angebotsseite bis zu den vollen vermiedenen Kosten vergütet werden. Sie weisen darauf hin, daß eine solche Ausschreibungsauction für alle Energiequellen eine Asymmetrie aufgrund eines Doppelzahlungsproblems auf der Nachfrageseite schaffen würde. Dies ist der Fall, weil durch das Fehlen von zusätzlichen Vorschriften der Energiepreis des Angebots nur diejenigen Teile der nachfrageseitigen Ressourcen enthielte, die vom Versorgungsunternehmen bezahlt werden, und nicht den Anteil, der vom Kunden bezahlt wird. Das Ausschreibungsverfahren würde nicht die gesamten Ressourcenkosten der nachfrageseitigen Ressourcen messen, sondern nur den Anteil, der von den Versorgungsunternehmen bezahlt wird. Als Resultat würde der "Alle-Tarifkunden-Test" auf der Nachfrageseite angewandt werden, jedoch der Ressourcengesamtkostentest für Investitionen der Angebotsseite. Soll jedoch die Integration von Versorgungs- und Nachfrageseite zu den im Prinzip gesellschaftlich geringsten Kosten folgen, ist es erforderlich, daß in jedem Fall die gesamten Ressourcenkosten gemessen werden.

Wie von Ciccetti & Hogan (1988) aufgezeigt wird, wäre das Nettoergebnis in jedem Fall dasselbe, solange die Ressourcengesamtkosten von Investitionen auf der Nachfrageseite geringer als die vermiedenen Kosten sind. Es könnten jedoch Schwierigkeiten entstehen, wenn der erfolgreiche Anbieter einer nachfrageseitigen Investition, die etwas mehr kostet, als die vermiedenen Kosten, z.B. 8 Cent/kWh statt 7 Cent/kWh, für etwas weniger als den vermiedenen Kosten anbietet, also 6 Cent/kWh. Wenn die durchschnittlichen Tarife 5 Cent/kWh ausmachen, könnte der Anbieter 2 der 5 Cent, die auf seiner Stromrechnung eingespart wurden benutzen, um den Fehlbetrag in der Zahlung des Versorgungsunternehmens auszugleichen und erhielte immer noch einen Überschuß von 3 Cent/kWh. Das

⁷ Bei ihren Diskussionen zur Ausschreibung der Nachfrageseite akzeptieren die Autoren auch, wenn u.U. auch nur aus Argumentationsgründen selbst, daß das Ausschreibungsprogramm echte Marktschranken ansprechen würde.

Resultat wäre ein
fektes.

In diesem Beispi-
schaftlich ineffiz-
ständen abhängen
durchschnittliche
pischer Kunden
deutlich weniger
lichkeiten zu ni-
nicht völlig ersch-
Anreiz, die güns-
können, weil die
daß wenigstens
sächlich auf gese-

Jedoch sollten
gesellschaftlich ef-
Ruff, daß das I-
werden kann, w-
und aktuellen
dem Nichtteilne
nachfrageseitig-
giequellen poli-
trolle der gese-
maßnahmen, d-
gesetzt würden
bungen für na-
unnötig werden

Eine Anzahl
schreibungen
chungsverfahre
nicht dieselbe

⁸ Wir behandle-
sten. Wenn die
Anbieter sehr
volkswirtschaft-
die Maßnahme
Kosten als die
wirkungen un-
und sie könnte

Resultat wäre ein gesellschaftlich ineffizientes Ergebnis aufgrund des Doppelbezahlungseffektes.

In diesem Beispiel wäre das Doppelbezahlungsproblem real. Ob das Risiko eines gesellschaftlich ineffizienten Ergebnisses wirklich signifikant ist, wird tatsächlich von den Umständen abhängen. Die Analyse des Payback Gap in Abschnitt II deutet an, daß bei einem durchschnittlichen Tarif von 5 Cent/kWh, die hohen impliziten Verzinsungsansprüche typischer Kunden dazu führen würden, daß sie auf Einsparungsmöglichkeiten verzichten, die deutlich weniger als 1 Cent/kWh kosten. Man würde daher signifikante Einsparungsmöglichkeiten zu niedrigen Kosten im gesamten Versorgungsgebiet erwarten. Diese wären nicht völlig erschöpft, bis das vorhandene Kapital umgesetzt wurde. Die Bieter hätten den Anreiz, die günstigsten auf der Nachfrageseite verfügbaren Ressourcen zuerst anbieten zu können, weil diese das größte Gewinnpotential anbieten. Es könnte daher sehr gut sein, daß wenigstens in den Anfangsjahren der Ausschreibungsaktivität diese Angebote hauptsächlich auf gesellschaftlich effizienten Maßnahmen basieren werden.⁸

Jedoch sollten die Ausschreibungsrichtlinien so strukturiert werden, daß in jedem Fall gesellschaftlich effiziente Ergebnisse gewährleistet sind. Hier argumentieren Joskow und Ruff, daß das Doppelbezahlungsproblem nur dann durch das Verfahren selbst vermieden werden kann, wenn der maximale Gebotspreis auf den Unterschied zwischen Grenzkosten und aktuellen Tarifen beschränkt wird. Diese Entscheidungsregel entspricht wiederum dem Nichtteilnehmertest. Joskow bezweifelt, daß eine solche Begrenzung der Angebote für nachfrageseitige Investitionen im Kontext eines Ausschreibungsverfahrens für alle Energiequellen politisch durchführbar wäre. Er ist auch besorgt, daß eine unabhängige Kontrolle der gesellschaftlichen Kosteneffektivität, d.h. Überwachungs- und Überprüfungsmaßnahmen, die eine gesellschaftliche Kosteneffektivität gewährleisten könnten, nicht eingesetzt würden. Es macht ihn vor allem skeptisch, daß viele Fürsprecher von Ausschreibungen für nachfrageseitige Investitionen gerade darauf hoffen, daß solche Maßnahmen unnötig werden. Er ist daher gegen "All-Source-Bidding-Schemata".

Eine Anzahl von Versorgungsunternehmen und Aufsichtskommissionen, die mit Ausschreibungen experimentieren, bestätigen den Bedarf an Überprüfungs- und Überwachungsverfahren, um die gesellschaftliche Kosteneffektivität zu gewährleisten, aber sehen nicht dieselben praktischen Schwierigkeiten bei deren Anwendung wie Joskow. Für ihr

⁸ Wir behandeln hier nicht die Tarifaufwirkungen solcher Ressourcen mit niedrigen Kosten. Wenn das Ausschreibungsverfahren keinen perfekten Wettbewerb erreicht, könnten Anbieter sehr gut nahe an den vermiedenen Kosten anbieten, um den größten Teil des volkswirtschaftlichen Gewinns für sich selbst zu beanspruchen. Dies könnte bedeuten, daß die Maßnahmen der Nachfrageseite vom Versorgungsunternehmen zu wesentlich höheren Kosten als den Ressourcengesamtkosten erworben würden. Daher könnten die Tarifaufwirkungen unabhängig von den Ressourcengesamtkosten der Maßnahme bedeutend sein, und sie könnten bei Ausschreibungen größer sein als bei konventionellen Programmen.

"Power Partners" Programm hat die Central Maine Power Co. das Konzept entwickelt, daß solche Beschränkungen bei Ausschreibungen für nachfrageseitige Ressourcen als äquivalent zur Ausschreibungspraxis auf der Angebotsseite zu sehen sind, in der die Diversifikation der Brennstoffe, Umweltschutzüberlegungen und Zuverlässigkeitsfaktoren routinemäßig als Kriterien für die Einengung des Feldes der Least-Cost Wettbewerber eingesetzt werden.

Bisher wurden zwei Ansätze eingesetzt, um auf diese Notwendigkeit zu reagieren. Der erste Ansatz, der vom New England Electric System benutzt wurde, sieht vor, den Ausschreibungsprozeß an eine ausgewählte Gruppe von Technologien zu binden, die nach sorgfältiger Analyse vorab als dem gesellschaftlichen Least-Cost-Test genügend bestimmt wurden (NEES 1987). Der zweite Ansatz wurde von der Central Maine Power verfolgt und machte den Nachweis der gesellschaftlichen Kosteneffektivität zur Vorbedingung für alle Angebote, ohne vorab Technologien auszuwählen (CMP 1987). Beide Ansätze vermieden es, die Preise in den Angeboten für nachfrageseitige Investitionen entsprechend dem Nichtteilnehmertest zu begrenzen.

Im Gegensatz dazu schlägt das integrierte Ausschreibungsprogramm der Orange and Rockland Utilities den Mechanismus einer Preisobergrenze vor, der dem Nichtteilnehmertest entspricht (ORU 1988).

Getrenntes All-Source Bidding

Der neueste Vorschlag zu einer endogenen Kontrolle der gesellschaftlichen Kosteneffektivität ist der von Ciccetti & Hogan (1988). Die Autoren erkennen die unangenehmen Aspekte einer direkten Begrenzung der Preise in nachfrageseitigen Geboten auf die Differenz zwischen Grenzkosten und durchschnittlichen Tarifen. Ihr Vorschlag hätte zwar im Grunde denselben Effekt, jedoch als Ergebnis eines sogenannten "entflochtenen Arrangements" (unbundled arrangement). Diese Entflechtung besteht darin, den Kunden (oder eine ESCo (Energy Service Company) als Vermittler und den Kunden zusammen) in einem Teil der Transaktion als Ressourcenlieferanten und im anderen Teil als Verbraucher von Energiedienstleistungen zu behandeln.

Als Lieferanten hätten Anbieter von nachfrageseitigen Investitionen die volle Berechtigung im Ausschreibungssystem für alle Quellen. Deshalb könnten sie Einspeisevergütungen bis zur vollen Höhe der vermiedenen Kosten erhalten. Als Verbraucher von Energiedienstleistungen würde ihnen dieselbe Höhe von

Energiedienstleistungen auf der Nutzungsseite ge-
erfolgreichen ESCo-
bestehen, der tarif-
exakt den geschätzten
wurde. Diese "E-
Tarifen bezahlt

Obwohl das Konzept
diese in der Praxis
Klang der Angebots-
wurde. Das Schrei-
nehmertests beschränkt
Nachfrageseite (ESCo-
tion der Last der
sentlich strengere
men von Versorgungs-
wird die Last der
wird. Im Gegen-
bußen direkt auf
Anbieter, der St-
ten, während Ir-
nehmer von der
flechtungsverfah-
zung der Größ-
gernd auswirken
nellen Program

Strategien zur gesellschaftlichen

Programme der
das Versorgungs-
wenn aufgrund
werden müssen
gramme der N-
höhen.

Energiedienstleistungen in Rechnung gestellt, wie sie vor den Investitionen auf der Nutzungsseite geliefert wurde. Die neue Rechnung eines erfolgreichen Anbieters (oder des erfolgreichen ESCo-Kunden) könnte aus einer (reduzierten) Anzahl von kWh an Strom bestehen, der tatsächlich verbraucht wurde, plus einer Rechnungskomponente, die in kWh exakt den geschätzten Einsparungen entspricht, die bei der Auktion angeboten und bezahlt wurde. Diese "Energiedienstleistungskomponente" der Rechnung würde zu den normalen Tarifen bezahlt werden.

Obwohl das Konzept eine kreative und elegante Idee darstellt, bleibt es zweifelhaft, ob diese in der Praxis ein positiveres Ergebnis als die direkte "Nichtteilnehmer"-Einschränkung der Angebotspreise bewirken würde, wie sie von Joskow und Ruff vorgeschlagen wurde. Das Schema läßt sich am besten als ausschreibungsbasierte Version des Nichtteilnehmertests beschreiben. Der Vorteil, bis zu den vollen Grenzkosten für Angebote auf der Nachfrageseite offerieren zu können, wird nur auf Kosten einer vollständigen Konzentration der Last der Erlöseinbußen auf den Programmteilnehmer erreicht. Dies ist eine wesentlich strengere Anwendung des "no-loser" Tests, als der traditionelle, der in Programmen von Versorgungsunternehmen eingesetzt wurde. Im traditionellen Nichtteilnehmertest wird die Last der Erlöseinbußen auf alle Tarifzahler verteilt, bevor der Test angewandt wird. Im Gegensatz dazu würden Ciccetti und Hogan das Auftreten der Last der Erlöseinbußen direkt auf den Teilnehmer konzentrieren. Beim Entflechtungsverfahren würde ein Anbieter, der 50% Energie einspart, so eventuell nur eine 10% geringere Rechnung erhalten, während in einem traditionellen Programm der Versorgungsunternehmen der Teilnehmer von der gesamten Rechnungsverringerung von 50% profitieren könnte. Beim Entflechtungsverfahren trägt der Anbieter darüberhinaus das gesamte Risiko der Einschätzung der Größe der Einsparungen. Diese Faktoren könnten sich als stark anreizverringend auswirken und die Teilnahme unter ein Niveau absinken lassen, wie es mit traditionellen Programmen der Versorgungsunternehmen möglich gewesen wäre.

Strategien zur Minimierung von Tarifaufwirkungen bei gleichzeitiger Verbesserung der gesellschaftlichen Effizienz

Programme der Nachfrageseite können die durchschnittlichen Stromtarife erhöhen. Wenn das Versorgungsunternehmen "ganz" bleiben soll, müßten die Tarife jedesmal steigen, wenn aufgrund von Programmen der Nachfrageseite fixe Kosten über weniger kWh verteilt werden müssen, als ursprünglich geplant war. Der Nichtteilnehmertest würde die Programme der Nachfrageseite gerade auf solche Niveaus begrenzen, die die Tarife nicht erhöhen.

Es gibt mehrere Gründe für das Interesse der Versorgungsunternehmen am Nichtteilnehmertest. Einer davon ist, daß der Mechanismus, durch den die Rückgewinnung der Programmausgaben der Versorgungsunternehmen erfolgt, als nachteilig oder unsicher eingestuft wird. Ein weiterer Grund ist, daß die Investitionen der Nachfrageseite nicht dieselbe jährliche Rendite (rate of return) für die Anteilseigner erzeugt. Zum Beispiel bringt eine eingesparte Energieeinheit keine Rendite, wenn ihre Kosten gemäß dem "expensing" behandelt werden, und die Rückgewinnung von Ausgaben kann daher bis zur nächsten Tarifverhandlung verzögert werden. Ein weiterer Grund ist die Unsicherheit über eine Genehmigung höherer Tarife, die aufgrund von Programmen der Versorgungsunternehmen entstehen. Falls die Tarifaufwirkungen eine bestimmte Höhe überschreiten, befürchten Versorgungsunternehmen, daß die Reaktion der Öffentlichkeit Druck auf die Aufsichtsbehörden ausüben könnte. Schließlich können Versorgungsunternehmen befürchten, daß Tarifierhöhungen, wenn diese hoch genug sind, wettbewerbsfähige Kunden zur Eigenerzeugung bewegen könnten. Diese Sorge hat sich infolge des stärkeren Wettbewerbs in der Versorgungsindustrie noch verstärkt.

Aufsichtskommissionen müssen Tarifaufwirkungen auch aus Gründen der Verteilungsgerechtigkeit berücksichtigen. Genau wie Investitionen auf der Angebotsseite, bringen Programme auf der Nachfrageseite spezifische Verteilungsprobleme mit sich. Wenn ein Versorgungsunternehmen nur wenige Programme startet und sich auf Untergruppen und Geräte konzentriert, die sich nicht im Besitz der meisten oder sämtlicher Kunden befinden (z.B. Programme, die Besitzer von Klimaanlage in einer Gegend unterstützt, wo nur eine Minderheit von Kunden sie besitzt oder Programme für Hausbesitzer ohne vergleichbare Programme für Mietshäuser), schafft die Quersubventionierung Ungerechtigkeiten. Ähnlich können Programmaktivitäten, die nur zeitweilig angeboten werden, zeitliche Ungerechtigkeiten schaffen. Zum Beispiel wird ein Rabattprogramm für Elektrogeräte nur demjenigen Kunden Nutzen bringen, deren Geräte innerhalb der Jahre zum Austausch anstehen, in denen das Programm angeboten wird.

Es können aber fünfzehn bis zwanzig Jahre erforderlich sein, um alle Geräte dieses Typs zu ersetzen. Werden die Programme nicht sorgfältig konzipiert, können Ungerechtigkeiten durch "Trittbrettfahrer" (free riders) verstärkt werden, d.h. Teilnehmer, die auch ohne die vom Programm gebotenen Anreize eine Investition der Nachfrageseite getätigt hätten.

Dieselben Verteilungsprobleme entstehen auch bei Investitionen der Angebotsseite und den traditionellen nachfrageseitigen Aktivitäten der Absatzförderung. Wie oben bereits angesprochen, akzeptieren Tarifzahler und Kommissionen seit jeher größere Einkommens-transfers, indem sie für Investitionen in Verbundnetzerweiterungen zahlen, die von Nutzen für Personen und Unternehmen nur in bestimmten Regionen sind und für Investitionen in Kraftwerke, die erst den zukünftigen Tarifzahlern größtmöglichen Nutzen gewähren.

Trotzdem wird allge-
deshalb ignoriert we-
seite existieren. Sog
primären Test favori-
wie möglich zu verri

Es gibt eine Anzahl
Wettbewerbsfähigke-
zienz andererseits ir

- Angebot
- Mäßigung
sourcen;
- Minimie
durch v
- Geteilte
teilnehm
- Erstellu
von Pro
- Bereits
möglich

Angebot einer brei

Viele Körpersch
grammkonzeptio
dabei die Vielfal
einsetzt. Hierbei
tig. Ein weiterer,
einen ausreichen
teilnehmen könn

Trotzdem wird allgemein anerkannt, daß Ungerechtigkeiten auf der Nachfrageseite nicht deshalb ignoriert werden können, nur weil ähnliche Ungerechtigkeiten auf der Angebotsseite existieren. Sogar Aufsichtskommissionen, die die gesellschaftliche Perspektive als primären Test favorisieren, erkennen die Notwendigkeit an, daß Ungerechtigkeiten so weit wie möglich zu verringern sind.

Es gibt eine Anzahl von Ansätzen, um Tarifaufwirkungen, Verteilungsgerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Versorgungsunternehmen einerseits und die ökonomische Effizienz andererseits in Einklang zu bringen. Sie beinhalten:

- Angebot von Effizienzprogrammen statt absatzfördernder Industrietarife;
- Mäßigung der Geschwindigkeit der Erschließung von nachfrageseitigen Ressourcen;
- Minimierung von Anreiz- und Verwaltungskosten der Versorgungsunternehmen durch verbesserte Programmgestaltung;
- Geteilte Einsparungen (shared savings) zwischen Tarifkunden und Programmteilnehmern;
- Erstellung eines nahezu erlös- und tarifneutralen DSM-Plans durch Mischen von Programmen mit positiven und negativen Tarifaufwirkungen und
- Bereitstellen eines breiten Programmangebotes, das allen die Teilnahme ermöglicht.

Angebot einer breiten Auswahl von DSM-Programmen

Viele Körperschaften haben sich bemüht, Einkommenstransfer-Effekte durch eine Programmkonzeption zu minimieren, die Möglichkeiten für alle Kundengruppen bietet und dabei die Vielfalt der Anwendungen und Technologien umfaßt, die jede dieser Gruppen einsetzt. Hierbei sind Programme für Kunden mit niedrigem Einkommen besonders wichtig. Ein weiterer, die Verteilungsgerechtigkeit unterstützender Ansatz ist, Programme über einen ausreichend langen Zeitraum anzubieten, damit auch solche Kunden, die nicht sofort teilnehmen können, die Möglichkeit haben, dies zu einem späteren Zeitpunkt zu tun.

m Nichtteilneh-
nung der Pro-
unsicher einge-
te nicht dieselbe
spiel bringt eine
"expensing" be-
r nächsten Tarif-
ber eine Geneh-
nternehmen ent-
befürchten Ver-
: Aufsichtsbehör-
rchten, daß Tari-
: Eigenerzeugung
bs in der Versor-

er Verteilungsge-
eite, bringen Pro-
h. Wenn ein Ver-
rgruppen und Ge-
Kunden befinden
stützt, wo nur eine
ohne vergleichbare
eichtigkeiten. Ähn-
n, zeitliche Unge-
Elektrogeräte nur
zum Austausch an-

Geräte dieses Typs
i Ungerechtigkeiten
, die auch ohne die
getätigt hätten.

Angebotsseite und
3. Wie oben bereits
rößere Einkommen-
hlen, die von Nutzen
d für Investitionen in
1 Nutzen gewähren.

Joskow (1988) sorgt sich darüber, daß dieses Streben nach Verteilungsgerechtigkeit durch Programmvielfalt in der Unterstützung von Programmen dort enden könnte, wo keine wirklichen Hemmnisse für eine effiziente Investition des Kunden existieren und deshalb zu gesellschaftlich ineffizientem Kapitaleinsatz führen. Dieser Sorge liegt die Annahme zugrunde, daß Hemmnisse ein außergewöhnlicher Umstand sind, die nur für wenige Kundenuntergruppen und Anwendungszwecke gelten.

Der Northwest Power Planning Council und andere Körperschaften, die einen breitgefächerten Ansatz einsetzen, stimmen zu, daß Programme nicht unternommen werden sollten, wenn sie nicht zusätzliche Investitionen auf der Nutzungsseite herbeiführen. Sie weisen jedoch auf Beweise dafür hin, daß Marktbarrieren und Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz quasi in allen Anwendungsbereichen und in allen Kundenklassen auftreten, wie dies in Abschnitt II angesprochen wurde. Weiterhin sind Marktbarrieren schwerwiegender für Gruppen mit geringem Einkommen. Demzufolge würde man erwarten, daß eine Programmvielfalt die Bewegung zu volkswirtschaftlich effizienter Kapitalallokation eher beschleunigt als umgekehrt.

Um eine Verteilungsgerechtigkeit durch eine Programmkonzeption mit gleichen Möglichkeiten zu erzielen, ist es nicht erforderlich, daß jedem dieselben prozentualen Einsparungen angeboten werden. Die Kunden sollten die Möglichkeit haben, soviel Geld einzusparen, wie andere Programme die Tarife erhöhen könnten.

Timing der DSM Programme

Bei diesem Ansatz wird der Erwerb von Ressourcen der Nachfrageseite zeitlich so festgesetzt, daß die Tarifierhöhungen unter dem Bereich bleiben, wo industrielle Kunden das Verbundnetz verlassen könnten oder Nichtteilnehmer einen "Tarifshock" erleiden könnten.

Dieser Ansatz wird explizit im überarbeiteten California Standard Practice Manual anerkannt. Hier wurde der Nichtteilnehmertest ersetzt durch einen Test, der die Tarifaufwirkungen mißt (Rate Impact Measure Test, RIM - Test). Der RIM-Test berechnet den prozentualen Anstieg der Tarife, anstatt automatisch Programme auf Basis von Kosten-Nutzen Verhältnissen von weniger als 1 als gescheitert zu bewerten, egal, wie nahe sie diesem Verhältnis kommen.

Eine wichtige Üt
in den Kapitalst
Auslagen der EV
dungsprozeß ehe
(rate-base) gewe
Kosten bedeutet,
fristige negative
den auftreten.

Minimierung von

Die bisherige Ei
daß mit Ausnah
tionen gebracht
samtan zusätzlic
grammausführu
anderer Handel
Zuschußprograt
reiz, der pro K
Programmansät
Einfluß auf die
begrenzt zu sei
tungsprogramm
pierten Prograt
der Ressource
alternativen Prog
ben, wird sich
chen Test best
grammkonzept
Erlöse (revenu
Tarifaufwirkur

Bei der Verfol
regressive Ver

Eine wichtige Überlegung zur Planung des Programmtimings ist, wie die Programmkosten in den Kapitalstrom der "notwendigen Erlöse" eingehen. In vielen Staaten werden die Auslagen der EVU für Energieeinsparungs- und Lastmanagementprogramme im Tarifbildungsprozeß eher als laufende Ausgaben (expenses) denn als zinsbringende Investitionen (rate-base) gewertet. Da expensing mehr oder weniger eine sofortige Rückgewinnung der Kosten bedeutet, hat dies einen verstärkenden Effekt auf die revenue requirements. Kurzfristige negative Tarifaufwirkungen könnten deshalb hauptsächlich aus Buchführungsgründen auftreten.

Minimierung von Programmausführungskosten

Die bisherige Erfahrung mit Anreizprogrammen der Versorgungsunternehmen hat gezeigt, daß mit Ausnahme von Gruppen mit niedrigem Einkommen, Kunden zu Effizienzinvestitionen gebracht werden können, wobei die Anreize wesentlich geringer sind, als die gesamten zusätzlichen Anschaffungskosten der Maßnahme. Oft kann das Verfahren der Programmausführung (Tür-zu-Tür-Kundenwerbung, Händlerrabattprogramme, Beteiligung anderer Handelspartner) die Teilnahmequoten über diejenigen Raten für konventionelle Zuschußprogramme für Kunden hinaus aufrechterhalten oder steigern, während der Anreiz, der pro Kundeninvestition erforderlich ist, reduziert wird. Auch wenn einige dieser Programmansätze die Programmverwaltungskosten steigern können und deshalb einen Einfluß auf die gesamten gesellschaftlichen Kosten haben, scheint diese Auswirkung doch begrenzt zu sein. So deuten z.B. neuere systematische Vergleiche alternativer Beleuchtungsprogramme durch die New England Electric System Co. darauf hin, daß in gut konzipierten Programmen die Verwaltungskosten einen Wert von nur 5-20% der Gesamtkosten der Ressource ausmachen können (siehe z.B. Nadel 1988, Krause *et al.* 1989). Wenn bei alternativen Programmkonzeptionen die Gesamtkosten der Ressource relativ konstant bleiben, wird sich auch die Anzahl der Maßnahmen der Nachfrageseite, die den gesellschaftlichen Test bestehen, nicht bedeutend ändern. Andererseits können Änderungen in der Programmkonzeption eine wesentlich größere Reduktion der für das Programm notwendigen Erlöse (revenue requirements) bewirken (d.h. Programmverwaltung plus Anreize), was die Tarifaufwirkungen proportional reduziert.

Bei der Verfolgung dieser Verbesserungen ist sorgfältig darauf zu achten, daß diese keine regressive Verteilung des Programmnutzens produzieren.

Programme auf der Nachfrageseite im Vergleich zu industriellen Sondervertragspreisen

Die Versorgungsunternehmen schlagen den Industriekunden oft verbilligte Sonderpreise "developmental rates" oder -Verträge vor. Diese Anreize zielen entweder auf Absatzförderung ab oder darauf, eine Eigenerzeugung im industriellen Sektor zu verhindern. Üblicherweise wird die Art der Laststeigerung als Mittel zur Reduzierung der Tarife gesehen, weil die kurzfristigen Grenzkosten geringer sind, als die Industrietarife und/oder der Verlust von großen Industriekunden die festen Kosten für die verbleibenden Tarifkunden erhöhen würde.

Als Alternative zu dieser Praxis schlugen Cavanagh (1988a) und Lovins & Gilliam (1986) vor, daß Versorgungsunternehmen den Industrieunternehmen Reduktionen der Energierechnungen anbieten, und zwar durch Zuschüsse für Effizienzinvestitionen des Industriebetriebs in Höhe eines Nettogegenwartswertes, der den Preisnachlässen entspricht. Cavanagh und Lovins argumentieren weiter, daß im Angesicht industrieller Eigenerzeugung, die Absatzförderung im industriellen Sektor nicht notwendigerweise die durchschnittlichen Tarife des Versorgungssystems senken würde. Spezielle Sondertarife würden für die Tarifzahler eine genauso große Tarifbürde bedeuten wie industrielle DSM-Programme. Die California Public Utility Commission (CPUC 1988) verlangt jetzt von Versorgungsunternehmen, daß sie den Kunden eine Anzahl von Einsparungsoptionen als Alternative zu Preisnachlässen anbieten. Das Connecticut Department of Utilities verfolgt einen ähnlichen Ansatz.

Die Autoren argumentieren auch, daß die Last aller Tarifzahler durch solche Programme niedriger sein könnte, als durch absatzfördernde Tarife. Werden absatzfördernde Tarife angeboten, gibt es keine Garantie, daß Industriekunden bleiben oder daß zusätzliche Nutzen durch eine verbesserte wirtschaftliche Entwicklung realisiert werden. Die Industriekunden könnten das Verbundnetz zu einem späteren Zeitpunkt immer noch verlassen. Ein systemweites Nachlassen von Investitionen in die Effizienz in der Energienutzung, könnte einen Tarifdruck durch Kraftwerksneubauten in vergrößertem Maßstab bewirken und zwar zu einem früheren Zeitpunkt, als dies ansonsten der Fall gewesen wäre.

Effizienzprogramme hätten diesen Effekt nicht.

Bei industriellen Programmen der Nachfrageseite sind kaum Erfahrungswerte vorhanden. Die verfügbaren Daten (ASE 1986) deuten darauf hin, daß nur die größten Industrieunternehmen firmeninterne Energieeffizienzprogramme betreiben. Die meisten Unternehmen könnten somit von DSM-Programmen für den industriellen Sektor profitieren. Die anfängliche Herausforderung ist nun für Versorgungsunternehmen, die Sachkenntnis zu erwerben, um Programme zu entwickeln, die Industrieunternehmen attraktiv erscheinen.

Tatsächlich sind Programme zu stark Verfahrenstechniken als effektiver angesehen haben zusetzen, die mehr systematisch

Arrangements

Tarifauswirkungen werden, die Einsparungen durch in eine verbesserte des EVU befruchtigen.

Beim Share-Ausstellungen, die Risiken liegen in den Einrichtungen sind "eing", der ein finanzieren. wie sie kleinen zielen können, mühen, und zu instabil

Damit diese Unternehmen zurückzugewandten Kosten für Kunden und welchem Marktungs

tragspreisen

billigte Sonderpreise der auf Absatzförderung zu verhindern. Üblicherweise der Tarife gesehen, und/oder der Verdiensten der Tarifkunden er-

ns & Gilliam (1986) tionen der Energiekosten des Industrieunternehmens entspricht. Cavanagh zur Erzeugung, die Abschneidung der Tarife für die Tarifzahler. Die California Gasunternehmen, daß zu Preisnachlässen führen können.

solche Programme aufsatzfördernde Tarife, die zusätzliche Nutzen bringen. Die Industrieunternehmen noch verlassen. Ein Energieunternehmen, könnte bewirken und zwar

ngswerte vorhanden. Besten Industrieunternehmen existieren. Die anfänglichen Kenntnisse zu erwerben attraktiv erscheinen.

Tatsächlich sind viele Versorgungsunternehmen relativ geschickt darin, Industrieprogramme zu starten. Das Rekrutieren von Kundendienstvertretern mit Kenntnissen der Verfahrenstechnik oder anderen entsprechenden Kenntnissen erwies sich schon seit langem als effektiverer Ansatz beim Umgang mit Industriekunden. Andere Versorgungsunternehmen haben sich entschieden, Energiedienstleistungsfirmen und Consultingfirmen einzusetzen, die ihre industriellen Programme durchführen. In diesem Bereich müssen noch mehr systematische Pilotprogrammaktivitäten unternommen werden.

Arrangements mit aufgeteilten Einsparungen (Shared-Savings Arrangements)

Tarifaufwirkungen aufgrund von Erlöseinbußen können durch Arrangements ausgeglichen werden, die Nichtteilnehmer und Anteilseigner der Versorgungsunternehmen an den Einsparungen der Teilnehmer teilhaben lassen. In vielen Fällen könnten solche Investitionen in eine verbesserte Effizienz, falls sie entsprechend strukturiert werden, sowohl zur Marge des EVU beitragen, als auch die Rechnung des Kunden und die gesellschaftlichen Kosten reduzieren.

Beim Shared-Savings-Ansatz verkauft das Versorgungsunternehmen die Energiedienstleistungen, die der Kunde haben möchte, zu Preisen, die geringfügig unter den aktuellen Tarifen liegen und finanziert die nutzungsseitige Investition, als ob ihm die Geräte oder Ausrüstungen selbst gehören würden. Das Arrangement ist dem Ansatz des "third-party financing", der eingesetzt wurde, um Investitionen in Solaranlagen und ähnliche Investitionen zu finanzieren. Die Kunden würden aufgrund der mühelosen, bequemen und risikoarmen Art, wie sie kleine aber garantierte finanzielle Einsparungen ohne vorherige eigene Kosten erzielen könnten, zu einer Teilnahme motiviert, und sie würden diese Option der risikoreicheren, mühevolleren Alternative vorziehen, das effizienzsteigernde Gerät selbst zu kaufen und zu installieren.

Damit dieses Programm der geteilten Einsparungen wirkt, müßte sich das Versorgungsunternehmen in den meisten Fällen damit zufriedengeben, nur einen Teil der Erlöseinbußen zurückzugewinnen. Auch dann würde ein solches Arrangement noch die Nettoprogrammkosten für das Versorgungsunternehmen minimieren und könnte somit die Tarifaufwirkungen unter einer kritischen Schwelle halten. Momentan läßt sich noch nicht sagen, bis zu welchem Grad dieser Ansatz die Programmbeteiligung reduzieren würde oder die Vermarktungsanstrengungen des Versorgungsunternehmens komplizieren könnte.

Versorgungsunternehmen können Programme aus einer Vielzahl gesellschaftlich kosteneffektiver Maßnahmen kombinieren, so daß Programme mit tarifreduzierenden Auswirkungen teilweise oder vollständig solche Programme kompensieren, die die Tarife erhöhen würden. Diese Quersubventionierung kann auch zwischen den Anwendungsbereichen einer bestimmten Tarifklasse möglich sein und muß deshalb nicht notwendigerweise die etablierten Muster der Quersubventionierung ändern.

Welche Tarifaufwirkungen sind aufgrund dieser Strategien zu erwarten? Einige quantitative Illustrationen.

Um die Tarifaufwirkungen besser zu verstehen, die Effizienzoptionen in der Praxis bewirken können, ist es nützlich, einige vereinfachte quantitative Beispiele zu untersuchen. Nachstehend haben wir solche Beispiele konstruiert, die auf zwei typischen Situationen basieren. Der erste Satz von Beispielen zeigt, wie Erzeugungsstrategien im Vergleich zu Strategien der Nachfrageseite im Falle bestehender Überkapazitäten abschneiden, wenn nur ein kurzfristiger Zeitraum berücksichtigt wird. Der zweite Satz von Beispielen geht von einer Kapazitätengpaßsituation aus und arbeitet mit einer größeren Zeitspanne. Die meisten Versorgungsunternehmen werden sich irgendwo zwischen diesen beiden Bedingungen wiederfinden und sich mit der Zeit von einer zur anderen weiterbewegen.

In der nachfolgenden Tabelle IV-1 fassen wir mehrere Wege zum Ressourcenerwerb zusammen, die in jeder Situation möglich wären. Die Beispiele, die auf ähnlichen Untersuchungen in NWPPC (1988), Plunkett (1988a), Lovins & Gilliam (1986) und Costello (1985) aufbauen, sind so konstruiert, daß sie die unterschiedlichen Ansätze und Probleme illustrieren, die oben diskutiert werden.

Für die Ausgangssituation gehen wir von einem Versorgungsunternehmen mit einer installierten Leistung von ungefähr 20 GW aus, das im Jahr 100.000 GWh produziert. Die fixen Kosten der Erzeugung in vorhandenen Kraftwerken werden mit 3,5 Cent/kWh angenommen, ebenso die kurzfristigen Grenzkosten inklusive der Kosten für Verteilungsverluste. Die Betriebskosten werden mit 3,5 Cent/kWh angenommen, was einen Gesamttarif von 7,0 Cent/kWh bedeutet. Diese Proportionen entsprechen in etwa den durchschnittlichen

Systemdate:
Anfängl. V. Nachfrage Nachfrage Erzeugungs Gesamtverb
Anfängl. T Fixe Kosten Betriebskosten Anfängl. J Erlöse (\$ Zusätzlich Kosten zu (Cent/kWh) Kosten d. Programmk Notwend. I (\$ Millia Notwend. . (\$ Millia Vermeid Abrechreib (\$ Millia Verm. not shared-ss Gesamte J (\$ Millia Durchschr Index
Gesamter notwend. Index Jährlich kosten (\$ Index Barwert Gesamter (\$ Millia Index

Tabelle IV.1. Auswirkungen alternativer Ressourcenbeschaffungswege auf Tarife und notwendige Erlöse

Systemdaten	Basisjahr	5-Jahres-Zeithorizont		
		1.a Erzeugungsstrategie	2.a Nachfrageseitige Strategie Nichtteinf.	3.a Nachfrageseitige Strategie Gesell. Test
Anfängl. Verbrauch (GWh)	100000	100000	100000	100000
Nachfragewachstum (GWh)		10000	10000	10000
Nachfrageseitige Ress. (GWh)		0	0	5000
Erzeugungseitige Ress. (GWh)		10000		5000
Gesamtverbrauch (GWh)		110000		105000
Anfängl. Tarif (Cent/kWh)	7	7	7	7
Fixe Kosten (Cent/kWh)	3,5			
Betriebskosten (Cent/kWh)	3,5	3,5	3,5	3,5
Anfängl. jährliche notwendige Erlöse (\$ Milliarden)	7	7	7	7
Zusätzliche Erzeugung (GWh)		10000	10000	5000
Kosten zusätzl. Erzeugung (Cent/kWh)		3,50	3,50	3,50
Kosten d. nachfrages. Ress. (Cent/kWh)				1,00
Programmkosten f.d. EVU (Cent/kWh)				0,50
Programmkosten f. d. Kunden (Cent/gesparter kWh)				0,50
Notwend. Erlöse f. d. zusätzl. Erzeugung (\$ Milliarden/Jahr)		0,35	0,35	0,175
Notwend. Erlöse f.d. nachfrages. Ress. (\$ Milliarden/Jahr)				0,025
Vermiedene notw. Erlöse f. d. Abschreibung vorh. Kraftwerke (\$ Milliarden)				
Verm. notw. Erlöse durch shared-savings (\$ Milliarden)				
Gesamte jährliche notwendige Erlöse (\$ Milliarden)	7,00	7,35	7,35	7,20
Durchschn. Tarif (Cent/kWh)	7,00	6,68	6,68	6,86
Index	100	95	95	98
Gesamter Barwert der notwend. Erlöse (\$ Millrd)	@ 2,35% 25,02	5 Jahre 26,27	26,27	25,73
Index	100	105	105	103
Jährliche Ressourcen-gesamtkosten (\$ Milliarden)	7,00	7,35	7,35	7,23
Index	100	105	105	103
Barwert der gesamten Ressourcenkosten (\$ Milliarden)	@ 12,35% 25,02	5 Jahre 26,27	26,27	25,82
Index	100	105	105	103

rogramm-Mix

tschaftlich kosteneffizienten Auswirkungen die Tarife erhöhen Anwendungsbereichen notwendigweise die

en? Einige quantita-

in der Praxis bewirkt werden zu untersuchen. In solchen Situationen beim Vergleich zu Straßenschneidern, wenn nur in Beispielen geht von einer Spanne. Die meisten unter den Bedingungen wie-

Ressourcenerwerb zu auf ähnlichen Untersuchungen (6) und Costello (1985) ze und Probleme illu-

nehmen mit einer installierten produziert. Die fixen Kosten 5 Cent/kWh angenommen für Verteilungsverluste. einen Gesamttarif von den durchschnittlichen

Tabelle IV.1. Auswirkungen alternativer Ressourcenbeschaffungswege auf Tarife und notwendige Erträge (Fortsetzung)

Systemdaten	1.b Erzeugungs- strategie	2.b Nachfrage- seit. Strat. Nichtteiln.	3.b Nachfrageseit. strategie Gesell. Test	4.b Verbesserte Programme Gesell. Test	5.b (shared savings) Gesell. Test
Anfängl. Verbrauch (GWh)	100000	100000	100000	100000	100000
Nachfrageschstum (GWh)	20000	20000	20000	20000	20000
Nachfrageseitige Ress. (GWh)	0	10000	30000	30000	30000
Erzeugungseitige Ress. (GWh)	20000	10000	-10000	-10000	-10000
Gesamtverbrauch (GWh)	120000	110000	90000	90000	90000
Anfängl. Tarif (Cent/kWh)	7	7	7	7	7
Fixe Kosten (Cent/kWh)	3,5				
Betriebskosten (Cent/kWh)	4	4	3,5	3,5	3,5
Anfängl. jährl. notwendige Erlöse (\$ Milliarden)	7,5	7,5	6,3	6,3	6,3
Zusätzliche Erzeugung (GWh)	20000	10000	-10000	-10000	-10000
Kosten zusätzl. Erzeugung (Cent/kWh)	8,50	8,50			
Kosten nachfrages. Ress. (Cent/kWh)		2,00	3,00	3,00	3,00
Programmkosten f. d. EWJ (Cent/kWh)	1,00	1,00	3,00	2,00	
Programmkosten f. d. Kunden (Cent/gesparte kWh)		1,00	0,00	1,00	6,00
Notwendige Erlöse f. d. zusätzl. Erzeugung (\$ Milliarden/Jahr)	1,70	0,85			
Notw. Erlöse f. d. nachfrages. Ress. (\$ Milliarden/Jahr)		0,10	0,90	0,60	0,90
Verm. notwend. Erlöse f. d. Abschreibung vorh. Kraftwerke (\$ Milliarden)			-0,10	-0,10	-0,10
Verm. notwendige Erlöse durch shared-savings (\$ Milliarden)					-0,90
Gesamte jährliche notw. Erlöse (\$ Milliarden)	9,20	8,45	7,10	6,80	6,20
Durchschn. Tarif (Cent/kWh)	7,67	7,68	7,89	7,56	6,89
Index	100	100	103	99	90
Gesamter Barwert d. notw. @ 12,35%		Basis 15 Jahre 46,80			
Erlöse (\$ Millrd)		61,51	54,49	47,47	41,45
Index	131	121	101	97	89
Jährliche Ressourcengesamtkosten (\$ Milliarden)	9,20	8,55	7,10	7,10	7,10
Index	100	105	105	103	101
Barwert der gesamten Ressourcenkosten (\$ Milliarden)		Basis 15 Jahre 46,80			
Index	61,51	57,16	47,47	47,47	47,47
Index	131	122	101	101	101

U.S.-Stromtar
Proportionen
und die auf ei
ruht. Für gerin
sten auf 1 Ce
sparungen in
diese Ressour

Wir analysier
Barwert der
als Barwert a
Jahres- und
(revenue req
unternehmen
sten der Res
ximieren, en
fallenden Kc

Überkapazit

In diesem S
men kann s

⁹ Gemäß c
ungefähr 4
und ungefä
lagen bei 6
¹⁰ Leser, c
können pr
schenrech
¹¹ Dieses
ategie verb
bzw. 15 Ja
System de
Netto-Barw
Barwert a
des tatsächl
rückrichti
nicht die
den könn

e auf Tarife und

5.b (shared savings) Gesell. Test
100000
20000
30000
-10000
90000
7
3,5
6,3
-10000
3,00
6,00
0,90
-0,10
-0,90
6,20
6,89
90
41,45
89
7,10
47,47
101

U.S.-Stromtarifen⁹. Die Kosten für nachfrageseitige Ressourcen basieren auf den groben Proportionen der Angebotskurve eingesparter Energie, die in Abschnitt II dargestellt wird und die auf einer detaillierten Analyse mit echten Daten von Versorgungsunternehmen beruht. Für geringe Einsparungen (5% des Verbrauchs, werden ihre gesamten Ressourcenkosten auf 1 Cent/kWh geschätzt. Bei 10% Einsparungen sind es 2 Cent/kWh und bei Einsparungen in Höhe von 25% 3 Cent/kWh. Die Kosten der Versorgungsunternehmen für diese Ressource liegen im Bereich von 0,5 Cent/kWh bis zu 3 Cent/kWh.¹⁰

Wir analysieren jede Strategie bezüglich ihrer Auswirkungen auf Tarife, den gesamten Barwert der notwendigen Erlöse und des Barwertes der gesamten Ressourcenkosten. Die als Barwert ausgedrückten Kosten werden in einem vereinfachten Verfahren¹¹ für einen 5-Jahres- und einen 15-Jahreszeitraum errechnet. Die gesamten notwendigen Erlöse (revenue requirements) entsprechen der Summe der direkten Kosten für *das Versorgungsunternehmen* für Stromproduktionen und Ressourcen der Nachfrageseite. Die Gesamtkosten der Ressource, die hier verwendet werden, um die gesellschaftlichen Kosten zu approximieren, entsprechen dem Barwert der notwendigen Erlöse plus der bei den Kunden anfallenden Kosten für die Ressourcen der Nachfrageseite.

Überkapazitäten/Fünfjahreszeitraum

In diesem Szenario steigt die Nachfrage in 5 Jahren um 10%, das Versorgungsunternehmen kann sie mit vorhandenen Kapazitäten befriedigen.

⁹ Gemäß den Angaben vom U.S. Energieministerium (U.S. EIA 1986, 1987) ist ein Anteil ungefähr 44% der durchschnittlichen Tarife, die für 1990 projiziert sind, kapitalbedingt, und ungefähr 56% beziehen sich auf Brennstoffe und O&M. Die durchschnittlichen Tarife lagen bei 6,7 Cent/kWh für private EVU (investor-owned utilities).

¹⁰ Leser, die andere Kostenannahmen für Ressourcen der Nachfrageseite prüfen möchten, können problemlos neue Ergebnisse anhand von Tabelle IV-1 schaffen, wenn sie einen Taschenrechner zur Hand nehmen.

¹¹ Dieses Verfahren zielt eher darauf ab, Vergleiche zu erleichtern, als den mit jeder Strategie verbundenen Kostenpfad genau zu berücksichtigen. Der Status des Systems nach 5 bzw. 15 Jahren wird so bewertet, als ob jeder einen neuen Gleichgewichtszustand für das System des Versorgungsunternehmens bedeutet. Für diesen Dauerzustand wird dann der Nettobarwert über 5 respektive 15 Jahre festgestellt. Die resultierende Differenz der als Barwert ausgedrückten Kosten ist größer, als die, die man durch eine detaillierte Analyse des tatsächlichen Übergangspfades zu jedem Endzustand erhalten würde. Andererseits berücksichtigt das Einfrieren des Endstatus des Systems nach 5 Jahren oder nach 15 Jahren nicht die Tatsache, daß Kostenunterschiede der Strategien im Laufe der Zeit größer werden könnten.

Strategie 1a: Erzeugungs/Absatzförderungsstrategie. Hier ist das Versorgungsunternehmen in der Lage, den zusätzlichen Bedarf mit vorhandenen Anlagen zu decken und verfolgt vielleicht sogar eine Absatzförderung. Die Grenzkosten der Erzeugung (inklusive der Verteilungsverluste) betragen 3,5 Cent/kWh. Die jährlich notwendigen Erlöse erhöhen sich um \$350 Millionen, und die Tarife sinken um 5%. Der gesamte Barwert der notwendigen Erlöse (hier identisch mit den Gesamtressourcenkosten) steigt um ungefähr \$ 1,25 Milliarden oder um ungefähr 5%.

Strategie 2a: Programme der Nachfrageseite, die einem Nichtteilnehmertest unterliegen. Das Versorgungsunternehmen erforscht die Ressourcen der Nachfrageseite. Diese sind zwar billiger als die kurzfristigen Grenzkosten (siehe Abschnitt II), jedoch ist die Differenz zwischen den kurzfristigen Grenzkosten und den Durchschnittstarifen negativ. Als Resultat bestehen Programme der Nachfrageseite den Nichtteilnehmertest nicht. Strategie 2 wird identisch zu Strategie 1.

Strategie 3a: Programme der Nachfrageseite, die einem gesellschaftlichen Test unterliegen. Das Versorgungsunternehmen stellt fest, daß die Ressourcen der Nachfrageseite, die innerhalb von 5 Jahren bereitgestellt werden können, mehr als ausreichend sind, um das erwartete Bedarfswachstum zu decken (siehe Abschnitt II). Das Versorgungsunternehmen zielt darauf ab, den Bedarfswachstum nur um die Hälfte, also auf 5.000 GWh zu reduzieren. So kann sich das Versorgungsunternehmen zuerst auf die nachfrageseitigen Ressourcen mit den niedrigsten Kosten konzentrieren. Es ist in der Lage, die angepeilten Einsparungen zu Programmkosten von 0,5 Cent pro gesparter kWh einzukaufen¹². Als Ergebnis belaufen sich die jährlichen notwendigen Erlöse für die zusätzliche Erzeugung auf \$ 175 Millionen, während die Ressourcen der Nachfrageseite, die so viel Strom liefern, wie die stromerzeugenden Einrichtungen, nur \$ 25 Millionen hinzufügen. Die gesamten jährlichen notwendigen Erlöse erhöhen sich auf \$ 7,2 Milliarden.

Die Tarife sinken um 2% auf 6,86 Cent/kWh. Verglichen mit der Erzeugungsstrategie, sind die Tarife 2,7% höher. Der gesamte Gegenwartswert ist \$ 540 Millionen geringer, oder 2,1% niedriger, als bei der Erzeugungsstrategie.

Der Barwert der von den Kunden aufzubringenden Kosten für die nachfrageseitigen Investitionen beträgt lediglich \$ 90 Millionen. Im Resultat sind die gesamten Ressourcenkosten immer noch \$ 450 Millionen oder 2% niedriger als mit der Erzeugungsstrategie.

¹² Diese Werte der Reduktion des Verbrauchswachses und der Kosten eingesparter Energie sind ungefähr dieselben, wie die, die von der Southern California Edison Co. bei ihren umfangreichen Programmen in den frühen achtziger Jahren erreicht wurden.

Kapazitätsengpa

Bei diesem Szenario (Nettoeffekt) die neue Kapazität

Strategie 1b. Die Kosten. Die regulierten Kosten, was die Kraftwerke von 4 Cent/kWh Stromproduktion. Die neue Kapazität. Gesamtbedarf im Jahr um 10%, \$ 46,8 Milliarden

Strategie 2b. Bei = 1,0 Cent/kWh nehmen stellt durch eigene Investitionen. Kosten von könnte. Es steuern einen bis zu 10.000 Cent/dige Erlöse von \$8,45 Milliarden

Der gesamte Wert unter den der Strategie immer n

Strategie 3b. S zu 8,5 Cent/kWh Ressourcen, die v 3 Cent/kWh versucht das Jahr zu senken um eine große

Kapazitätsengpaß/Fünfzehnjähriger Zeitraum

Bei diesem Szenario erhöhen Bedarfszuwachs und marktinduzierte Effizienzsteigerung (im Nettoeffekt) die Nachfrage um 20%. Die Referenzplanung ist, diesem Lastwachstum durch neue Kapazitäten zu begegnen.

Strategie 1b. Der gesamte Bedarf wird durch neue Kapazitäten gedeckt, die 7,5 Cent/kWh kosten. Die regulative Kommission addiert einen Aufschlag von 1 Cent/kWh für externe Kosten, was Gesamtkosten von 8,5 Cent/kWh bewirkt. Die Brennstoffpreise für vorhandene Kraftwerke erhöhen sich ebenfalls, was durchschnittliche kurzfristige Grenzkosten von 4 Cent/kWh zur Folge hat. Als Ergebnis erhöhen sich die notwendigen Erlöse für eine Stromproduktion auf dem Niveau des Basisjahres von \$7 Milliarden auf \$7,5 Milliarden. Die neue Kapazität steigert diesen Wert um weitere \$ 1,7 Milliarden, was einen jährlichen Gesamtbedarf von \$ 9,2 Milliarden ausmacht. Die Tarife steigen im Vergleich zum Basisjahr um 10%, auf 7,67 Cent/kWh. Der gesamte Barwert der notwendigen Erlöse steigt von \$ 46,8 Milliarden auf \$ 61,5 Milliarden, was 31% mehr ist, als im System des Basisfalls.

Strategie 2b. Beim Nichtteilnehmertest, kann das Versorgungsunternehmen bis zu 8,5 - 7,5 = 1,0 Cent/kWh für Ressourcen der Nachfrageseite ausgeben. Das Versorgungsunternehmen stellt aufgrund von Untersuchungen, die von anderen durchgeführt wurden und durch eigene Pilotprogramme fest, daß es die meisten Einsparungen mit *Gesamtressourcenkosten* von 2 Cent/kWh oder weniger bei *Programmkosten* von 1 Cent/kWh kaufen könnte. Es stellt weiterhin fest, daß innerhalb seines Dienstleistungsgebietes diese Ressourcen einen signifikanten Anteil der Angebotskurve eingesparter Energie umfassen und bis zu 10.000 GWh liefern könnten. Kauft man nun diese Ressourcen für jährliche notwendige Erlöse von \$ 100 Millionen, sinken die gesamten jährlichen notwendigen Erlöse auf \$8,45 Milliarden. Die Tarife sind dieselben, wie in Strategie 1b.

Der gesamte Gegenwartswert der notwendigen Erlöse sinkt um \$ 5,0 Milliarden oder 8,2% unter den der Erzeugungsstrategie. Auf einer Gesamtressourcenkostenbasis spart die Strategie immer noch \$ 4,4 Milliarden gegenüber der Zubauvariante ein.

Strategie 3b. Setzt es den gesellschaftlichen Test ein, kann das Versorgungsunternehmen bis zu 8,5 Cent/kWh für Ressourcen der Nachfrageseite ausgeben. In diesem Fall haben Ressourcen, die weniger als 8,5 Cent pro gesparter kWh kosten, durchschnittliche Kosten von 3 Cent/kWh (siehe Abschnitt II). Aufgrund des Risikos einer globalen Klimaerwärmung versucht das Versorgungsunternehmen, den Gesamtbedarf auf 90% des Wertes im Basisjahr zu senken. Wegen mangelnder Erfahrungen mit den Anreizen, die erforderlich sind, um eine große Anzahl von nachfrageseitigen Investitionen herbeizuführen, entscheidet sich

Unternehmen in
und verfolgt viel-
usive der Vertei-
erhöhen sich um
notwendigen Er-
\$ 1,25 Milliarden

unterliegen. Das
Diese sind zwar
lie Differenz zwi-
tiv. Als Resultat
Strategie 2 wird

unterliegen. Das
ite, die innerhalb
um das erwartete
nehmen zielt dar-
luzieren. So kann
ressourcen mit den
parungen zu Pro-
mis belaufen sich
5 Millionen, wäh-
die stromerzeu-
rlichen notwendi-

Erzeugungsstrategie,
Millionen geringer,

nachfrageseitigen Inve-
Ressourcenkosten
Strategie.

eingesparter En-
Edison Co. bei ih-
wurden.

kulieren und bietet un-
/h im Durchschnitt an.
nt höheren Kosten pro
irements) für Investitio-
t diesen Anreizen senkt
wertes.

der Lage, Anlagen mit
lies reduziert die durch-
Cent/kWh. Die jährlich

von aus, daß der Bedarf
eite, fortgesetzter tech-
rohende Klimakatastro-
-Niveau gehalten wird.
eiden sich daher, einen
rieb befindlichen Kraft-
esen wären, auf die Ta-
: wird, beläuft sich auf
n daher auf 7,1 Milliar-

von 3% gegenüber der

il identisch mit den ge-
er die des Erzeugungs-

wir von einer linearen
ürde sich der Wert der
% der im Betrieb be-
gement ersetzt werden.
otwendigen Erlöse um
esem Gesamtwert wird
netze und andere Aus-
er verkauften kWh be-
nen ausmacht. Wie bei
ch, um über diese Ab-

Strategie 4b. In diesem Szenario nimmt das Versorgungsunternehmen eine Feinabstimmung der Durchführung seiner Programme der Nachfrageseite vor und senkt die finanziellen Anreize, die erforderlich sind, um Investitionen der Kunden zu bewirken. Demzufolge sinken die durchschnittlichen Programmkosten auf 2 Cent/kWh. Die Tarife fallen um 1,5% unter die des Erzeugungsfalls auf 7,56 Cent/kWh. Der gesamte Barwert der notwendigen Erlöse sinkt um \$ 16,1 Milliarden oder 26% unter die der Erzeugungsstrategie. Sie sind sogar 3% niedriger als im Basisfall. Die gesamten notwendigen Erlöse sind auch um ungefähr \$2 Milliarden niedriger, als die gesamten Ressourcenkosten, die dieselben sind, wie in Strategie 3h.

Strategie 5b. In diesem Ansatz wird das Versorgungsunternehmen ermutigt, Investitionen der Nachfrageseite auf der Basis von shared-savings oder Ausrüstungsleasings zu verfolgen. Wie bei anderen Programmen mit third-party-financing, bietet das Versorgungsunternehmen an, einen Teil des Bedarfs des Kunden für Elektrizitätsdienstleistungen über Investitionen der Nachfrageseite zu einem reduzierten Tarif von 6,0 Cent/kWh zu befriedigen. Im Vergleich zu den Fällen 1b-4b erhält der Kunde einen Tarifnachlaß von 1,6-1,8 Cent/kWh. Das Versorgungsunternehmen trägt die gesamten Ressourcenkosten der Einsparungen wie in Fall 3b, verdient aber auch 3 Cent pro eingesparter kWh. Diese zusätzlichen Erlöse aus geteilten Einsparungen reduzieren die gesamten jährlichen notwendigen Erlöse auf \$ 6,20 Milliarden. Die Tarife fallen um 10% auf 6,89 Cent/kWh. Der Barwert der notwendigen Erlöse sinkt um \$ 20,1 Milliarden oder 33% unter den der Erzeugungsstrategie. Der gesamte Gegenwartswert der Ressourcenkosten ist derselbe wie in den Strategien 3b und 4b.

Diskussion

Es soll noch einmal darauf hingewiesen werden, daß die Werte der Ressourcenkosten der Nachfrageseite und somit die prozentualen Tarifauswirkungen signifikant von diesen Fällen abweichen können. Aufsichtskommissionen und Versorgungsunternehmen sollten immer die Struktur der Angebotskurve ihres Potentials an nachfrageseitigen Ressourcen feststellen, bevor sie die nachstehenden Schlußfolgerungen übernehmen.

Die Kostenverhältnisse, die in der o.a. Analyse angenommen werden, basieren auf einer detaillierten Fallstudie für Michigan (in Abschnitt II beschrieben). Aufgrund dieser Annahme lassen sich die folgenden allgemeinen Trends feststellen:

- Die Verluste für die Gesellschaft durch den Einsatz des Nichtteilnehmertests zur Auswahl von Programmen können sehr signifikant sein. Sogar wenn Überkapazitäten bestehen und nur eine kurzfristige Perspektive berücksichtigt wird, können diese Verluste in einem großen Versorgungsgebiet Hunderte von Millionen Dollar ausmachen (3a gegen 2a). Wird ein (angemessener) langfristiger Standpunkt eingenommen und der Bedarf für neue Kapazitäten berücksichtigt, können diese gesellschaftlichen Verluste bis in den Bereich von \$ 10 Milliarden Gegenwartswert in nur einem großen Versorgungsgebiet (3b, 4b und 5b gegenüber 1b und 2b) reichen.
- Obwohl der Einsatz der Perspektive der notwendigen Erlöse ("Alle-Tarifkunden"-Perspektive) die gesellschaftlichen Kosten der nachfrageseitigen Ressourcen unterschätzen würde, ist es unwahrscheinlich, daß diese Vorgehensweise zu einem gesellschaftlich ineffizienten Ergebnis führt, solange die durchschnittlichen Gesamtressourcenkosten niedrig sind. In vielen Fällen können diese durchschnittlichen Kosten niedriger oder zumindest nicht höher als die kurzfristigen Grenzkosten sein.
- Auch wenn der Unterschied zwischen durchschnittlichen Tarifen und langfristigen Grenzkosten gering ist, d.h. im Bereich von 1 Cent/kWh liegt, können bedeutende Einsparungen trotzdem den Nichtteilnehmertest bestehen (2b). Das liegt an zwei Merkmalen der nachfrageseitigen Ressourcen: (1) Oft können Versorgungsunternehmen Investitionen der Kunden zu einem Bruchteil der Gesamtressourcenkosten der nachfrageseitigen Investitionen bewirken; (2) die Angebotskurven eingesparter Energie neigen dazu, über weite Bereiche eher flach zu verlaufen (siehe Abb. II-2 in Abschnitt II).
- Wo diese Strukturmerkmale der nachfrageseitigen Ressourcen vorherrschen, können die Unterschiede zu den Tarifauswirkungen zwischen dem gesellschaftlichen Test oder dem Nichtteilnehmertest relativ unbedeutend sein, solange die Differenz zwischen Grenzkosten und durchschnittlichen Kosten im Bereich von 1-2 Cent/kWh oder höher liegt (2b gegenüber 3b und 4b).
- Aus denselben Gründen ist die Einbeziehung der umweltbedingten externen Kosten in die Grenzkostendefinition für die Erzeugung von Elektrizität beim Least-Cost Planning sehr wichtig. Wie Strategie 2b illustriert, können relativ geringe Grenzkostenkorrekturen (im Bereich von 1-2 Cent/kWh) den Umfang von Ressourcen der Nachfrageseite stark erweitern, die ohne eine deutliche Erhöhung der Tarife beschafft werden könnten. Wieder gilt dieses Ergebnis für

den Fall,
fen, wie c

• Selbst die
schiene :
Nutzung
gen (3a
ten die
hen, ni
zent.

• Sollten
tion de
indem
rückge

• Verbu
auswi
Ansa
schaf
darsi
gena

• Mit
sive
dar
die
5b

Die o.a. Bei
Zeithorizont
ausgerichtet
Kosten steig
vation & L
senken, die
mit anderen

den Fall, wo Versorgungskurven für Ressourcen der Nachfrageseite so verlaufen, wie dies in Abb. II-2 dargestellt wird.

- Selbst dort, wo Überkapazitäten vorhanden sind, können sich die Tarifunterschiede aus einer Strategie der Absatzförderung gegenüber Verbesserungen der Nutzungseffizienz als gering erweisen und im Bereich von wenigen Prozent liegen (3a gegenüber 2a). Andersherum gesagt, beträgt im Fall von Überkapazitäten die Tarifierhöhung durch Programme, die den gesellschaftlichen Test bestehen, nicht jedoch den Nicht-Teilnehmer-Test, möglicherweise nur wenige Prozent.
- Sollten Umweltschutz oder technische Faktoren zu einer dauerhaften Reduktion der Nachfrage führen, könnten Tarifauswirkungen etwas reduziert werden, indem Kapitalrücklagen für den Ersatz von Altanlagen an die Tarifkunden zurückgegeben werden (3b, 4b und 5b).
- Verbesserungen in der Programmdurchführung und -wirksamkeit können Tarifauswirkungen stark reduzieren (4b und 5b gegenüber 3b). Den wirkungsvollsten Ansatz zur Beseitigung von Tarifauswirkungen bei Anwendung des gesellschaftlichen Tests könnte das Konzept der shared savings (5b gegenüber 1b-4b) darstellen. Unter günstigen Bedingungen könnten die geteilten Einsparungen genauso zur Deckung fixer Kosten beitragen, wie der Stromverkauf.
- Mit solchen Programmkonzeptionen könnten Versorgungsunternehmen aggressive Programme der Nachfrageseite verfolgen, die darauf abzielen, den Bedarfszuwachs überzukompensieren (z.B. aus Umweltschutzgründen), während die Tarife unter denen des ungestörten Zubaupfades gehalten werden (4b und 5b gegenüber 1b).

Die o.a. Beispiele unterstreichen die Notwendigkeit der Auswahl eines angemessenen Zeithorizontes zur Berechnung vermiedener Kosten. Statische Analysen, die kurzfristig ausgerichtet sind, berücksichtigen die Tatsache nicht, daß mit der Zeit die vermiedenen Kosten steigen könnten. Wird ein angemessener Zeithorizont ausgewählt, können Conservation & Load Management Programme die durchschnittlichen Tarife unter diejenigen senken, die ohne Programme resultieren würden. Dieser Gesichtspunkt wird zusammen mit anderen Fragen zu vermiedenen Kosten in Kapitel V behandelt.

ichtteilnehmertests
Sogar wenn Über-
erücksichtigt wird,
Hunderte von Mil-
liener) langfristiger
ten berücksichtigt,
on \$ 10 Milliarden
, 4b und 5b gegen-

e ("Alle-Tarifkun-
seitigen Ressour-
/orgehensweise zu
die durchschnittli-
len können diese
er als die kurzfri-

fen und langfristi-
liegt, können be-
stehen (2b). Das
) Oft können Ver-
bruchteil der Ge-
ewirken; (2) die
ite Bereiche eher

zen vorherrschen,
dem gesellschaft-
l sein, solange die
n im Bereich von

dingten externen
Elektrizität beim
können relativ ge-
(Nh) den Umfang
eine deutliche Er-
seses Ergebnis für

Detaillierte Analysen von Programm-Timing, Unsicherheiten und Risiken

Die o.a. Beispiele weisen den Vorteil der Transparenz auf, sind jedoch nicht auf detaillierte, dynamische Simulationen gegründet. Wir rezensieren deshalb hier zwei neuere Analysen, die den Gesichtspunkt des Timings von nachfrageseitigen Programmen gründlicher untersuchen. Bei der einen handelt es sich um eine Reihe detaillierter Analysen, die auf dem Conservation Policy Analysis Model (CPAM) der Bonneville Power Administration beruhen und die bei Ford und Geinzer (1986) zusammengefaßt wird. Die andere ist die DSM-Analyse, die in PG&Es neuestem Bericht im Rahmen des California Common Forecasting Methodology Prozesses (1986) enthalten ist.

Beide Studien sind nicht nur wegen ihrer detaillierten Behandlung der Programmauswirkungen bedeutend, sondern auch, weil sie einen fundamentalen Gesichtspunkt berücksichtigen, der in standardmäßig eingesetzten Kosten-Nutzen-Tests überhaupt nicht berücksichtigt wird: Der Umfang, in dem Programme der Nachfrageseite geeignet sind, um Risiken der Tarifkunden aufgrund Unsicherheiten über zukünftige wirtschaftliche und andere Entwicklungen zu minimieren.

Ford und Geinzer fanden heraus, daß sogar in einer Situation, wo über 10 Jahre oder länger ein Kapazitätsüberschuß vorhanden ist, Nichtteilnehmer durch alle bis auf die ehrgeizigsten Programme der Nachfrageseite Tarifvergünstigungen erhalten würden, da Tarifierhöhungen in den Anfangsjahren durch niedrigere Tarife in späteren Jahren ausgeglichen werden. Ford und Geinzer konzentrieren ihre CPAM-Analyse auf die aggressiveren Programme. Sie benutzen Tarifauswirkungen (durchschnittlich über einen 20jahres-Zeitraum) und Auswirkungen auf die gesamtgesellschaftlichen Kosten, um eine "Blitz"strategie mit einer "ausgeglichenen Programm"Strategie zu vergleichen. Die "Blitz"strategie ging von einem Paket von Programmen im Haushalts-, Gewerbe- und Industriebereich aus, in denen das Versorgungsunternehmen allein für die Kosten der Maßnahmen auf der Nachfrageseite aufkommt, was in höheren Teilnehmeraten resultiert als bei den "ausgeglichenen" Programmen; die "ausgegliche" Strategie verläßt sich auf dasselbe Paket, aber geht von geringeren Anreizen und daher geringeren Teilnehmeraten aus. Diese geringere Teilnahme verteilte die Programmauswirkungen über eine längere Zeit.

Die "Blitz" Politik sparte \$ 1,4 Milliarden an gesellschaftlichen Kosten, erhöhte jedoch die Tarife leicht um 0,075 Cent/kWh oder um 1,5%. Das "ausgegliche" Programm reduzierte die gesellschaftlichen Nutzen um ungefähr 30% auf \$1 Milliarde, aber reduzierte gleichzeitig die Tarife um 0,01 Cent/kWh oder um 0,2%.

Um das Ergebnis
analyse durch, in
strien der Region
wies die "Blitz"str
auf. Bei manchen
gie mit "ausge
"ausgeglichenen F
0,018 Cent/kWh l

Insgesamt fanden
zienz in neuen G
sicht auf eine um
renzfall, und 22%

Die Analyse vor
Geinzer aus. Ans
in einer spezifisc
einem weiten Be
wurden mit und
halten. Insbeson
grammen mit eir

Die Ergebnisse
gen im anfängli
deutlichen Tarif
bewirkt Tariferl
in der zweiten I

Beide Studien u
geseitigen Prog
Programme in /

Zusammenfassu

Diese Beispieli
die Tarife hoch
Tarifauswirkur

Um das Ergebnis noch weiter zu verfeinern, führten Ford & Geinzer eine Unsicherheitsanalyse durch, in der regionales Wachstum, Stromexporte, Zusammensetzung der Industrien der Region und andere Faktoren die vermiedenen Kosten ändern konnten. Hier wies die "Blitz"strategie variabelere gesellschaftliche Einsparungen und Tarifaufwirkungen auf. Bei manchen Punkten kann sich der Vorteil der "Blitz"strategie gegenüber der Strategie mit "ausgeglichenem Programm" verstärken oder verschwinden. In einem "ausgeglichenen Programm" wären Tarifierhöhungen sogar in dem extremsten Fall auf nur 0,018 Cent/kWh beschränkt.

Insgesamt fanden Ford & Geinzer heraus, daß umfangreiche Verbesserungen bei der Effizienz in neuen Gebäuden im Versorgungssystem der Bonneville Administration die Aussicht auf eine um 24% geringere Unsicherheit über dem Verbrauch eröffnen als im Referenzfall, und 22% geringere Unsicherheit über die zukünftigen Tarifniveaus.

Die Analyse von PG&E ging von einem ähnlichen Unsicherheitsansatz wie Ford und Geinzer aus. Anstatt nun einen Plan für Programme der Nachfrageseite zu entwickeln, die in einer spezifischen zukünftigen Situation gut funktionieren, entwickelte sie Pläne, die in einem weiten Bereich von möglichen Situationen gut funktionieren. Einhundert Szenarien wurden mit und ohne Programme analysiert, um eine Übersicht über diesen Bereich zu erhalten. Insbesondere wurde ein starrer Umsetzungsplan für eine Gruppe von DSM-Programmen mit einem flexiblen Umsetzungsplan verglichen.

Die Ergebnisse von PG&E zeigten, daß bei einer flexiblen Umsetzung, die Tarifierhöhungen im anfänglichen 10-Jahres-Zeitraum auf etwa 0,1% begrenzt werden könnten, mit deutlichen Tarifierhöhungen im zweiten 10-Jahres-Zeitraum. Der starre Umsetzungsplan bewirkt Tarifierhöhungen von ungefähr 1% in der ersten Dekade. Die Tarifierhöhungen in der zweiten Dekade waren gleich.

Beide Studien unterstreichen den Gedanken, daß negative Tarifaufwirkungen von nachfrageseitigen Programmen größtenteils oder vollständig vermieden werden können, wenn Programme in Art, Timing und Größe dem Ressourcenbedarf angeglichen werden.

Zusammenfassung

Diese Beispiele deuten darauf hin, daß die Bedingungen, unter denen C&LM Programme die Tarife hochdrücken würden, stärker eingegrenzt werden können und der Umfang von Tarifaufwirkungen stärker eingeschränkt werden kann, als allgemein angenommen wird.

Bei der Überprüfung von demand-side management-Plänen und Analysen der Tarifauswirkungen sollte daher den folgenden Fragen besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden:

- Wie sieht die Struktur der Angebotskurve für Effizienzverbesserungen aus? Solange Überkapazitäten existieren, können sich Programme der Versorgungsunternehmen auf den Anteil der Ressource mit den niedrigsten Kosten konzentrieren.
- Wurden shared savings als Option berücksichtigt? Dieser Ansatz könnte Tarifierleichterungen bewirken, die ungünstigere, aber immer noch gesellschaftlich kosteneffektive Programme kompensieren.
- Sind die vermiedenen Kosten mit einem korrekten Zeithorizont definiert? Dieser Zeithorizont sollte mindestens so lang sein, wie die Lebensdauer der C&LM-Maßnahmen, die in vielen Fällen so lang wie typische Planungszeiträume sind (15-20 Jahre).
- Wurden die dynamischen Auswirkungen von Zuwachs, Anlagenwertminderung und Betriebskosten berücksichtigt? Falls nicht, könnten Tarifauswirkungen übertrieben dargestellt werden.
- Sind Risiken in der Analyse enthalten, und wenn ja, wie ändert diese Tatsache die Bedeutung von Verteilungsauswirkungen und Bedenken bzgl. der Wettbewerbsfähigkeit?

Profitabilität von Programmen der Nachfrageseite

Viele Aufsichtskommissionen haben beobachtet, daß trotz der o.a. Optionen zur Vermeidung oder Minimierung von Tarifauswirkungen durch nachfrageseitige Programme die Versorgungsunternehmen insgesamt nicht sehr enthusiastisch bzgl. einer vollständigen Mobilisierung des kosteneffektiven Potentials der nachfrageseitigen Ressourcen sind. Aufsichtsbehörden und andere Analytiker schlossen daraus, daß die breite Anwendung des Least-Cost Utility Planning größtenteils von Reformen der Aufsicht abhängig sein kann, die die Profitabilität von Investitionen der Nachfrageseite für die Anteilseigner an Versorgungsunternehmen verbessern (Wellinghoff 1987, Moskovitz 1988, Whittacker 1988,

NARUC 1988).
folgt:

"Ein Least-Cost-Planung. Da jedoch "rate-of-return" Erträge für Aus diesen nehmen da nativen de Ressource

Der Profit Nachfrage-Planning. gibt erwie Welt zu se

Deshalb vertritt Aufsichtskommissionen

- ihre pflicht das von ent: mei Pro gin; unt

Das Kommittee für die Regulierung der Stromversorgung hat die von der N

Wiehl (1988) festsetzung i gerte Verkä chend honor tionen und : eine Änder Fluktuation sollte sie d Kunden ver

NARUC 1988). Eine Stellungnahme des NARUC Conservation Committee lautet wie folgt:

"Ein Least-Cost Plan für die Kunden sollte für ein EVU der profitabelste Plan sein. Da jedoch zusätzliche Energieverkäufe die Profite erhöhen, liefert die traditionelle "rate-of-return"-Tarifbildung für die Versorgungsunternehmen substantiell geringere Erträge für Ressourcen der Nachfrageseite, als für Ressourcen der Angebotsseite. Aus diesem Grund ermutigt das Profitmotiv im allgemeinen die Versorgungsunternehmen dazu, in Ressourcen der Nachfrageseite zu investieren, auch wenn die Alternativen der Nachfrageseite in ihrem Ressourcenplan deutlich als kostengünstigste Ressource gekennzeichnet sind.

Der Profitverlust für die EVU durch einen verstärkten Rückgriff auf Ressourcen der Nachfrageseite ist ein bedeutendes Hindernis für die Anwendung des Least-Cost Planning. Dieses Hindernis zum Least-Cost Planning sollte angesprochen werden. Es gibt erwiesenermaßen Mechanismen, um das Problem der Profitminderung aus der Welt zu schaffen.

Deshalb vertritt das Energy Conservation Committee die Position, daß bundesstaatliche Aufsichtskommissionen:

- * ihre Versorgungsunternehmen zur Durchführung des Least-Cost Planning verpflichten sollten;
- * das Potential für einen Erlösausfall berücksichtigen sollten, das mit dem Einsatz von Ressourcen der Nachfrageseite verbunden ist und
- * entsprechende Mechanismen anwenden sollten, um den Versorgungsunternehmen Einkünfte zu kompensieren, die durch die erfolgreiche Anwendung von Programmen der Nachfrageseite im Rahmen eines Least-Cost Plans verloren gingen und versuchen sollten, den Least-Cost Plan zu dem für das Versorgungsunternehmen profitabelsten Ressourcenplan zu machen."

Das Komitee hat unterschiedliche Mechanismen zum Ausgleich des Problems der Profitminderung herausgefunden. Diese reichen von der Beseitigung der Nachteile durch eine Trennung der Unternehmensprofite von kurzfristigen Verkäufen bis zur Möglichkeit, daß Stromversorgungsunternehmen einen Gewinn durch die Bereitstellung von Dienstleistungen auf der Kundenseite erreichen können. Tabelle IV-2 listet mögliche Mechanismen auf, die von der NARUC festgestellt wurden.

Wiehl (1988) zeigt eine Anzahl von Konditionen auf, die eine neue Formel für die Tariffestsetzung idealerweise erfüllen sollte: Sie sollte nicht erhöhte Investitionen für gesteigerte Verkäufe belohnen, sondern sollte Verbesserungen in der Energieeffizienz ausreichend honorieren, daß damit verlorene Gelegenheiten für Profite aus ineffektiven Investitionen und aus Verkäufen für ineffizienten Einsatz ausgeglichen werden. Zusätzlich sollte eine Änderung der Tariffestsetzungsformel falsche Voreinstellungen durch Prognosefehler, Fluktuationen bei Brennstoffpreisen und Witterschwankungen vermeiden. Weiterhin sollte sie die Möglichkeit des Betrugs durch das Versorgungsunternehmen oder dessen Kunden verhindern. Sie sollte nicht zu sehr in das Ermessen der Kommissionen gestellt

Tabelle IV-2. Zusammenfassung möglicher Verfahren für die Tariffestsetzung

Option	Definition
Konventionelle R.O.R. Regulierung ohne ERAM vom kalifornischen Typ	<p>Die konventionelle rate of return (R.O.R.)-Regulierung legt die Tarife auf Basis der folgenden Formel fest: Notwendige Erlöse = laufende Ausgaben + (Anlagevermögen * jährlicher Rendite $\text{Revenue requirements} = \text{expenses} + (\text{rate base} * \text{rate of return})$</p> <p>Je mehr Investitionen also ein EVU in der rate base hat, desto höher werden seine Tarife und seine Profite sein, außer bei ungewöhnlichen Umständen, wo die kurzfristigen Grenzkosten des Unternehmens die Tarife übersteigen. Weiterhin ändern sich die Tarife zwischen rate cases (Tarifverhandlungen) nicht. Je mehr Kilowattstunden an Strom oder Wärmeeinheiten für Gas es verkauft, desto höher ist also der Profit eines Versorgungsunternehmens.</p>
Konventionelle R.O.R. Regulierung mit ERAM vom kalifornischen Typ	<p>Es handelt sich um dieselbe Art R.O.R.-Regulierung, außer daß die Tarife des EVU später auf die Differenz zwischen prognostizierten und tatsächlichen Verkäufen angeglichen werden, um zu gewährleisten, daß unerwartete Änderungen im Verkaufsvolumen nicht die Erträge beeinträchtigen.</p>
Separate R.O.R. für C&LM Investitionen	<p>Hier werden die Tarife genauso festgesetzt, wie bei konventioneller R.O.R.-Regulierung, außer daß aus Investitionen für Einsparung und Lastmanagement eine separate rate base berechnet wird und in einem Tarifverfahren so kalkuliert wird, daß sie eine höhere jährliche Rendite einbringt.</p>
R.O.R. Anpassung für niedrige Rechnungen	<p>Dasselbe wie konventionelle R.O.R.-Regulierung, außer daß die jährliche Rendite in der Formel für die notwendigen Erlöse auf Basis des Verhältnisses der durchschnittlichen jährlichen Rechnung für eine Anzahl von vergleichbaren Versorgungsunternehmen an die durchschnittliche jährliche Gesamtrechnung für das entsprechende Versorgungsunternehmen angepaßt wird.</p>
Performance Bondes	<p>Hier ist die Regulierung dieselbe, wie konventionelle R.O.R.-Regulierung, außer daß ein dritter Term zu den in der Tarifverhandlung verwendeten "notwendigen Erlösen" zugefügt wird. Als Alternative könnte auch die R.O.R. in den notwendigen Erlösen angepaßt werden. In jedem Fall basiert die Anpassung auf einem Maß der Effektivität des Managements des Versorgungsunternehmens beim Erreichen der Least-Cost Planning Ziele und unterliegt wahrscheinlich dem Ermessen der Kommission.</p>
Geteilte C&LM Einsparungen	<p>Dieselbe wie die R.O.R.-Regulierung, außer daß ein dritter Term zu den in der Tarifverhandlung verwendeten "notwendigen Erlösen" hinzugefügt wird. Der zusätzliche Term ist ein vorher festgelegter Prozentsatz der kalkulierten Einsparungen, die das Versorgungsunternehmen aus Einsparungs- und Lastmanagement-Programmen nachweisen kann.</p>
Vergütung auf C&LM Einsparungen	<p>Diese entspricht der vorherigen Option, außer daß die Addition zu den notwendigen Erlösen keinen Prozentanteil der Einsparungen darstellt. Stattdessen handelt es sich um einen vorher festgelegten Dollarbetrag, der abhängig vom Erreichen</p>

werden und muß auch nicht den I dern.

Zum jetzigen Z schläge diese B stellbar sind. Zu vestitionen der I ternehmen dazi

bestimmter Ziele ist, die vom Unternehmen und/oder der Kommission festgelegt wurden.

werden und muß den wichtigen Test der Kundenakzeptanz bestehen. Natürlich darf sie auch nicht den Einsatz von Elektrizität zur Bereitstellung neuer Dienstleistungen verhindern.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch nicht klar, welcher der in Tabelle IV-2 genannten Vorschläge diese Bedingungen am besten erfüllen könnten, obwohl einige Unterschiede feststellbar sind. Zum Beispiel würde der ERAM-Ansatz Gegenanreize für Nachteile von Investitionen der Nachfrageseite beseitigen, aber nicht notwendigerweise die Versorgungsunternehmen dazu bringen, daß sie diese den Erzeugungsinvestitionen vorziehen.

etzung

Regulierung legt
fest:
(Anlagevermögen

base * rate of

ate base hat, desto
sein, außer bei un-
gen Grenzkosten
Weiterhin ändern
handlungen) nicht.
rmeinheiten für
fit eines Versor-

gulierung, außer
renz zwischen
n angeglichen
ete Änderungen im
ichtigen.

wie bei
daß aus Investitio-
ne separate rate
ihren so kalkuliert
einbringt.
erung, außer daß
notwendigen Erlöse
lichen jährlichen
en Versorgungsun-
e Gesamtrechnung
men angepaßt

tionelle R.O.R.-
den in der Tarif-
ösen" zugefügt
l. in den notwendi-
l basiert die Anpas-
nagements des
der Least-Cost
h dem Ermessen

r daß ein dritter
ndeten "notwendi-
he Term ist ein
rten Einsparungen,
arungs- und Last-
ann.

ler daß die
n Prozentanteil der
es sich um einen
gig vom Erreichen

5. DIE KALKULATION VERMIEDENER KOSTEN: PRINZIPIEN

Meßprobleme bei der Anwendung von Kosten-Nutzen Tests

Die Definitionen von Perspektiven und Tests in den Handbüchern des EPRI und aus Kalifornien, wie sie in Abschnitt III zusammengefaßt wurden, stellen einen Hauptschritt zu einem Standardverfahren in wenigstens einem Bereich des Least-Cost Planning dar. Jedoch wird für viele andere Bereiche noch ein standardisiertes Verfahren gebraucht. Die Konventionen, nach denen die Eingaben für die Kosten-Nutzen-Tests bestimmt werden, sind genauso wichtig wie die Definitionen dieser Tests. Die Methoden, die zur Festlegung von Inputs genutzt werden, sind für Versorgungsunternehmen, die Least-Cost Pläne vorbereiten, genauso wichtig, wie für Aufsichtsbehörden, die solche Berichte prüfen. Das Thema ist auf der Angebotsseite bestens bekannt, wo Prognosen für Brennstoffpreise, Planungsziffern für Kapitalkosten und Bauzeiten, Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Kraftwerken und andere Unsicherheitsfaktoren Wirtschaftlichkeitsberechnungen stark beeinflussen können.

Wir konzentrieren unsere Aufmerksamkeit auf die primären Vorteile von Programmen der Nachfrageseite; speziell auf die Ansätze zur Abschätzung der vermiedenen Kosten für Versorgungsunternehmen. Vor dieser Untersuchung legen wir die wesentlichen Fragen fest, die bei der Quantifizierung der Kosten von Ressourcen der Nachfrageseite pro eingesparter Einheit an Energie oder Spitzenlast anfallen. Eine detaillierte Diskussion dieser Fragen würde den Rahmen dieses Berichtes sprengen.

Bei der Definition der *Kosten für Ressourcen der Nachfrageseite*, stellen sich typischerweise die folgenden Fragen:

- Verfügt das Versorgungsunternehmen über ausreichende Daten zur Ausgangssituation in den Anwendungsbereichen, für die die Programme untersucht werden? (Zu diesen Daten könnten detaillierte Aufstellungen über die vorhandenen energieverbrauchenden Gebäude und Ausrüstungen im Versorgungsgebiet gehören, nicht nur nach Energieverbrauch pro Anwendung, sondern auch nach Art der technischen Geräte aufgeschlüsselt; Aufteilung des gesamten Bestands nach Effizienz, Lastprofile nach Anwendung; Aufteilung gemessener Daten auf Endverbrauchsebene versus bedingte Bedarfsschätzungen versus Simulation/ingenieurtechnische Beurteilung).

- Verfügte Unternehmen durch Auswertung
- Sind technologische Kosten Kunden
- Wer rahn Aus von "Tri (spi

Eine ähnlich u
zens von Ress
Berechnung ve
fahren, ein Th
dener Kosten
und das über
gen Ressourc

Ansätze zur F

Die Kosten, c
stellen den p
des Versorg
Typen verme
schnitt VI st

ZIPIEN

3PRI und aus Kali-Hauptschritt zu einnung dar. Jedoch braucht. Die Konimmt werden, sind zur Festlegung von ist Pläne vorbereiten. Das Thema ist Brennstoffpreise, Zuverlässigkeit von rechnungen stark

n Programmen der en Kosten für Verlichen Fragen fest, eite pro eingesparssion dieser Fragen

sich typischerweise

aten zur Ausgangsme untersucht werüber die vorhanim Versorgungsge lung, sondern auch g des gesamten Be ng gemessener Da ngen versus Simu-

- Verfügt das Versorgungsunternehmen über ausreichend Daten, um marktinduzierte Effizienzverbesserungen vernünftiger vorherzusagen? (Die Daten könnten Untersuchungen zur Effizienz gegenwärtig gekaufter Technologien, Prognosen durch Industrieanalytiker für Produkte zu deren zukünftiger Effizienz, zu ihren Auswirkungen auf die Lastganglinien, den zukünftigen Marktanteil jeder Effizienzklasse, durchschnittliche Lebensdauer und Ersatzzeiträume von vorhandenen Ausrüstungen beinhalten).
- Sind die Vermutungen und Daten bezüglich der Leistungsfähigkeit von Technologien der Nachfrageseite vernünftig? (Dazu könnten ingenieurwissenschaftliche Schätzungen im Vergleich zu Feldexperimenten herangezogen werden, Kosten in Abhängigkeit davon, ob das Versorgungsunternehmen oder der Kunde den Einkauf tätigt, Rückkopplungen zwischen Programmen der Versorgungsunternehmen und dem Preis von Effizienzprodukten).
- Werden die Auswirkungen der Programme in einem konsistenten Planungsrahmen überwacht und ausgewertet? (Gründe für eine fehlerhafte Messung der Auswirkungen könnten unangemessene Ausgangsdaten, tatsächliche Nutzung von installierten Einrichtungen gegenüber der technischen Lebensdauer, "Trittbrettfahrer" und kostenlose Einsparungen durch Übertragungseffekte (spillover) auf Nichtteilnehmer und Vertreter der Effizienzprodukte sein).

Eine ähnlich umfangreiche Liste von Problemen entsteht bei der Quantifizierung des *Nutzens von Ressourcen der Nachfrageseite*. Sie konzentrieren sich oft auf die entsprechende Berechnung vermiedener Kosten, inklusive des Einsatzes angemessener Modellierungsverfahren, ein Thema, welches wir noch im Detail behandeln werden. Die Schätzung vermiedener Kosten schafft Probleme, die über die Spezifika der Nachfrageseite hinausgehen, und das übergeordnete Problem der Integration von nachfrageseitigen und angebotsseitigen Ressourcen einschließen.

Ansätze zur Kalkulation vermiedener Kosten: Übersicht

Die Kosten, die ein Versorgungsunternehmen aufgrund eines Programms vermeiden kann, stellen den primären quantifizierbaren Nutzen aus den Perspektiven der Nichtteilnehmer, des Versorgungsunternehmens und der Gesellschaft dar. Dieser Abschnitt beleuchtet die Typen vermeidbarer Kosten und gebräuchliche Methoden, wie man diese berechnet. Abschnitt VI stellt Computermodelle vor, die für einige dieser Kalkulationen geeignet sind.

Wir benutzen den Begriff "vermiedene" statt "Grenz"kosten, um die Notwendigkeit zu betonen, daß der Umfang von Programmen der Nachfrageseite bei einer Bewertung berücksichtigt werden muß. Zum Beispiel werden die kumulativen Auswirkungen eines Bündels von Programmen der Nachfrageseite oft die eines einzelnen Programms, das isoliert betrachtet wird, übersteigen, denn wenn sie als Bündel betrachtet werden, können die Programme den Aufschub oder sogar eine Streichung einer zukünftigen Erzeugungseinheit ermöglichen. In dieser Situation stellen die entsprechenden vermiedenen Kosten die langfristigen Grenzkosten der Erzeugung dar. Es wäre daher unangebracht, kurzfristige Grenzkosten (die im Grunde nur aus Brennstoff- und variablen Organisations- und Managementkosten (O&M)-Kosten bestehen) einzusetzen, um jedes individuelle Programm zu bewerten und deren kumulative Auswirkungen auf den Strombedarf im System zu ignorieren.

Es gibt allgemein zwei Ansätze zur Berechnung der vermiedenen Kosten oder der, die durch ein Programm der Nachfrageseite anstehen: 1) direkte Messung und 2) Anwendung tarifähnlicher, vereinheitlichter Werte. Der erste Ansatz ist theoretisch überlegen, weil Änderungen in den Kosten des Versorgungsunternehmens direkt durch eine Analyse der gesamten Kosten des Versorgungssystems geschätzt werden, einmal mit und einmal ohne das Programm der Nachfrageseite. Jedoch ist diese Methode schwieriger anzuwenden, besonders wenn eine Bewertung zahlreicher Programme versucht werden soll, da eine konsistente Behandlung von großen Informationsmengen erforderlich ist, von denen manche nur mit großem Aufwand erhältlich sind. Stattdessen werden vermiedene Kosten üblicherweise auf tarifähnliche Art (z.B. \$/kWh oder \$/kW in Spitzenlast oder Lasttal usw.) eingesetzt. In diesem Ansatz wird der Wert eines Programms einfach durch Multiplikation der entsprechenden aggregierten Änderung des Lastgangs ihrem (tarifartigen) Wert errechnet. Wir werden uns auf diese letztere Methode konzentrieren.

Die Techniken, die zur Berechnung vermiedener Kosten eingesetzt werden, wurden ursprünglich für die Vergütung von Lieferungen privater Elektrizitätseinspeiser entwickelt. Frühe Bemühungen, die vermiedenen Kosten zu kalkulieren, waren das Ergebnis der im Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) erhobenen Forderungen, daß Versorgungsunternehmen Energie von anderen Einspeisern zu einem Preis einkaufen, der den Kosten entspricht, die vermieden werden, weil das Versorgungsunternehmen die Energie nicht produziert. Praktisch gibt es eine Identität zwischen Energie, die von Einspeisern erzeugt wird, und den Auswirkungen von Programmen der Nachfrageseite; beide Optionen haben das Ergebnis, daß das Versorgungsunternehmen die Kosten für die Produktion einer bestimmten Energiemenge vermeidet. Die meisten Angebote zu vermiedenen Kosten haben die Form von Tarifen mit auf Leistungseinheiten bezogenen Werten.

Die Gefahr bei der V
Lastauswirkung eines
Berhalb von Versorg
nung der vermieden
sichtigung des Umfan
ren. Weiterhin wäre
frage- und der Ange
dieser Größen zu vi
währleisten versucht

Durch die Maßnah
nenten der durch ei
Zuerst besteht ein
können auch Übert
Auswertungen sich
einer kurzfristigen
In einem abschließ
dene Kosten diskut

Vermiedene Energ

Vermiedene Ener
von Programmen
der Energie gleich
kostensimulation
fangreiche Disku
und Outputs die
stellen jedoch fe
vermiedener Ent
dells überragt we

In der tradition
stanten Kraftwe
Kapazitäten in I
ses allgemein v
den Wert dieser

Die Gefahr bei der Vereinfachung, die der Einsatz tarifähnlicher Werte bietet, ist, daß die Lastauswirkung eines Programms der Nachfrageseite (oder die Erzeugung von Energie außerhalb von Versorgungsunternehmen) nicht den Annahmen entspricht, die zur Berechnung der vermiedenen Kosten zugrundegelegt wurden. So könnte z.B. eine Nichtberücksichtigung des Umfangs der Auswirkungen auf der Nachfrageseite eine Auswertung verzerren. Weiterhin wäre ein falsches Timing bei der Einführung von Programmen der Nachfrage- und der Angebotsseite möglich. Die Grundfrage ist, ob die anfängliche Kalkulation dieser Größen zu viel von der Konsistenz opfert, die der Direktschätzungsansatz zu gewährleisten versucht.

Durch die Maßnahmen eines Programms der Nachfrageseite entstehen drei Hauptkomponenten der durch ein Versorgungsunternehmen vermiedenen (oder angefallenen) Kosten. Zuerst besteht ein Unterschied zwischen Energiekosten und Kapazitätskosten. Zweitens können auch Übertragungs- und Verteilungskosten vermieden werden, obwohl die meisten Auswertungen sich auf die Erzeugungskosten konzentrieren. Drittens können wir zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen Perspektive für alle diese Kosten unterscheiden. In einem abschließenden Abschnitt werden wir die Entwicklung von Tarifen für vermiedene Kosten diskutieren.

Vermiedene Energiekosten

Vermiedene Energiekosten für den Kauf von eingespeistem Strom und für Auswertungen von Programmen der Nachfrageseite werden üblicherweise den kurzfristigen Grenzkosten der Energie gleichgesetzt. Diese Kosten werden normalerweise mit Hilfe von Produktionskostensimulationsmodellen (siehe Abschnitt VI) berechnet. Wir werden hier nicht die umfangreiche Diskussion über die Bedeutung der Bewertung und der Abgleichung von Inputs und Outputs dieser Modelle vor dem Einsatz in LCUP-Auswertungen wiederholen. Wir stellen jedoch fest, daß die Auswirkungen methodischer Unterschiede bei der Berechnung vermiedener Energiekosten durch die Auswirkungen eines unsachgemäß kalibrierten Modells übertagt werden können.

In der traditionellen Definition einer kurzfristigen Perspektive, geht man von einer konstanten Kraftwerkskapazität aus. Änderungen in der Abgabe müssen durch vorhandene Kapazitäten in Form von erhöhten variablen Betriebskosten erfüllt werden. Innerhalb dieses allgemein vorgegebenen Rahmens wurden mindestens drei Methoden entwickelt, um den Wert dieser Änderungen zu messen.

Nach dem ersten Verfahren, werden die Grenzkosten durch das Modell direkt als Status

standardoutput ausgegeben, entweder auf Stundenbasis oder stärker aggregiert. Die angegebenen Energiegrenzkosten stellen die zusätzlichen Kosten der Produktion einer einzelnen, zusätzlichen kWh dar. Aus diesem Grund können sie relativ ungeeignet sein, um große Blöcke vermiedener Energieerzeugung zu bewerten. Wenn die Kostenstruktur des Versorgungsunternehmens bei größeren Veränderungen in der Abgabe relativ stabil ist, liefert dieses augenblicksbezogene Maß einen akzeptablen Näherungswert.

Ein zweiter Ansatz ist das inkrementelle/dekrementelle Verfahren, in dem diskrete Veränderungen des Lastgangs eingesetzt werden, um die Grenzkosten zu berechnen. Diese Berechnung erfolgt typischerweise in zwei Schritten. Zuerst werden, wie es schon der Name andeutet, die Lasten aus einem Basisfall um einen festgelegten Betrag separat vergrößert und verkleinert. Anschließend werden die Unterschiede der Gesamtkosten in beiden Läufen durch die Differenzen in der erzeugten Energie dividiert. Das Ergebnis sind Grenzkosten, die durch eine diskrete Lastverschiebung um einen Basiswert herum geschätzt werden.

Die dritte Methode, als "zero-intercept" bezeichnet, kommt einem Direktmessungsansatz am nächsten. Sie ähnelt der inkrementellen/dekrementellen Methode, außer daß der inkrementelle Fall durch den Basisfall ersetzt wird (z.B. ohne DSM). Der Unterschied in den Gesamtkosten zwischen dem Basisfall und dem dekrementellen Fall (z.B. mit DSM) wird durch die Differenz in der Energieerzeugung dividiert. Zero-intercept geht typischerweise von einer proportionalen Änderung der Lastganglinie aus, im Gegensatz zu Versuchen, in einer direkten Messung die exakte Veränderung zu reflektieren, die aufgrund eines Programmes entsteht (und natürlich ist es dann nicht mehr länger notwendig, die Kostenänderungen als Kostenänderung pro Einheit auszudrücken).

Das grundlegende Problem aller Verfahren ist, ob die Analyse konsistent in Bezug auf die zu bewertenden Programme der Nachfrageseite ausgeführt wurde. In Kalifornien gibt es z.B. umfangreiche Debatten über den Umfang des Dekrements bei der Zero-Intercept-Methode. Bei einem Programm mit umfangreichen Auswirkungen auf die Lastganglinie, muß die Angemessenheit der ausgewerteten Lastveränderung ähnlich beachtet werden. Wenn die Lastauswirkung wesentlich ist, wird wahrscheinlich der Einsatz irgendeines Verfahrens mit kurzfristiger Perspektive unangemessen sein.

Bei der Anwendung von Werten für vermiedene Energiekosten für die Auswirkungen spezifischer Programme der Nachfrageseite, ist zu beachten, daß eine Konsistenz zwischen den Lastgangauswirkungen und der Zeitdifferenzierung in den Werten für vermiedene Energiekosten besteht. Die im Jahresdurchschnitt vermiedenen Energiekosten sind z.B. un-

angebracht für eine
auf die Lastganglinie

Kurzfristig vermei-

Kurzfristig vermei-
miedene Kosten e-
sten einer Gastur
zu berechnen. An
auf Basis einer St-

Im Gegensatz zu
che Kosten, die a-
ximalen Lasten e-
einfach gespeich-
bar halten, die d-
vekapazität ist a-
sten von Versor-
den, kann das V

Versorgungsunt-
nem Tag in zeh-
anhand von W
wurde. Im Prin-
für ununterbro-

Aus einer Grei-
Erhöhung der
stigsten Verso-
dem könnte a-
physische Kap-
geseite verme-
brennungsturt-
tion zur Kapa-
gulatory Asso

angebracht für eine Bewertung der Auswirkungen von z.B. hocheffizienten Klimaanlageanlagen auf die Lastganglinie.

Kurzfristig vermiedene Kapazitätskosten

Kurzfristig vermiedene Kapazitäts- oder Kapitalkosten haben in der Literatur über vermiedene Kosten eine stilisierte Definition erhalten. Typischerweise werden die Kapitalkosten einer Gasturbine als Approximation benutzt, um die vermiedenen Kapazitätskosten zu berechnen. Andererseits werden langfristig vermiedene Energie- und Kapazitätskosten auf Basis einer Stornierung oder Abschaffung von Grundlastkraftwerken kalkuliert.

Im Gegensatz zu vermiedenen Energiekosten, sind die vermiedenen Kapazitätskosten solche Kosten, die anfallen würden, um zu gewährleisten, daß das elektrische System die maximalen Lasten erfüllen kann, die von den Kunden benötigt werden. Da Elektrizität nicht einfach gespeichert werden kann, muß ein Versorgungsunternehmen Kapazitäten verfügbar halten, die den erwarteten Strombedarf übersteigen; die Menge an benötigter Reservekapazität ist abhängig von der gewünschten Zuverlässigkeit des Systems. Wenn die Lasten von Versorgungsunternehmen durch Programme der Nachfrageseite verringert werden, kann das Versorgungsunternehmen kleinere Kapazitätsreserven einplanen.

Versorgungsunternehmen planen für das Erzeugungssystem lediglich einen Ausfall von einem Tag in zehn Jahren ein. Bei diesem Zielwert handelt es sich um eine Faustregel, die anhand von Wahrscheinlichkeitsberechnungen für die Systemzuverlässigkeit entwickelt wurde. Im Prinzip wird das gewünschte Zuverlässigkeitsniveau durch Bedarf der Kunden für ununterbrochene Stromdienstleistungen gemessen.

Aus einer Grenzkostenperspektive wird die Investition in zusätzliche Anlagenkapazität zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des Systems durch die installierten Kosten der kostengünstigsten Versorgungsalternative gemessen, was üblicherweise eine Gasturbine ist. Trotzdem könnte aus einer Perspektive der optimalen Kapazitätserweiterung, die marginale, physische Kapazität, die ein Versorgungsunternehmen durch ein Programm der Nachfrageseite vermeiden kann, ein Grundlastkraftwerk sein. Aus diesem Grund wird die Verbrennungsturbine besser als Approximation für die kostengünstigste, inkrementelle Addition zur Kapazität bezeichnet, um die Zuverlässigkeit zu erhöhen (National Economic Regulatory Associates 1977).

Die kontroverseste Frage bei der Berechnung der Kosten zur Erhöhung der Systemzuverlässigkeit ist die Relevanz dieses Terms für ein System mit starker Überkapazität. So wurde z.B. die Angemessenheit der Verbrennungsturbine als Approximation von einigen Versorgungsunternehmen mit Überkapazität in Frage gestellt (besonders Kalifornien und New York). Sie argumentieren, daß Überkapazität bedeutet, daß auf kurzfristige Sicht (unter fünf Jahren) keine Kapitalausgaben erforderlich sind, um die Zuverlässigkeit des Systems zu erhöhen, da die vorhandenen Kraftwerke nicht ausgelastet sind. Natürlich wird eine zusätzliche Kapazität immer die Zuverlässigkeit verbessern; der Punkt ist, daß das System gegenwärtig und zukünftig mit der vorhandenen Kapazität trotz Lastwachstum verläßlich bleibt. Dieser Argumentation liegt die Annahme eines Zielniveaus der Zuverlässigkeit zugrunde (z.B. ein Tag in zehn Jahren), den das System momentan übersteigt.

Die kalifornischen Aufsichtsbehörden haben diese Argumente akzeptiert und passen jetzt den vollen Wert der Verbrennungsturbinen-Näherung der Abweichung des Systems von einem Zielniveau der Zuverlässigkeit an. Der angepaßte Wert wird am günstigsten als kurzfristiges Maß vermiedener Kapazitätskosten behandelt. Die Details der Anpassung sind relativ technischer Natur. Zur Zeit ist die "expected unserved energy" die Basis für die Anpassung; früher wurde die "loss-of load-probability" benutzt.

Beim Einsatz vermiedener Kapazitätskosten für die Bewertung nachfrageseitiger Programme müssen wir eine Konsistenz zwischen den Lastgangauswirkungen und den vermiedenen Kapazitätskosten gewährleisten. Besonders ist die Koinzidenz der Lastgangveränderung mit der Spitzenlast des Systems zu berücksichtigen. Ähnlich wird ein Programm unterbewertet, wenn die Reduktion in den Anforderungen an die Reservemarge des Versorgungsunternehmens nicht in den Kapazitätseinsparungen beinhaltet ist.

Langfristig vermiedene Energieerzeugungs- und Kapazitätskosten.

Langfristig gesehen, ist die Kraftwerkskapazität nicht konstant. Nachfragesteigerungen können entweder durch Änderungen beim Betrieb vorhandener Kraftwerke oder durch Steigerung der Kraftwerkskapazität (d.h. Zubauten) erfüllt werden. Der Einsatz der Installationskosten einer Gasturbine als Näherung für die Grenzkosten der Erzeugungskapazität ist ein Versuch, eine auf die Zuverlässigkeit bezogene Komponente bei der Entscheidung zur Erhöhung der Erzeugungskapazität zu isolieren. Wir wenden uns nun Methoden zu, die sowohl die energie- als auch zuverlässigkeitsbezogenen Komponenten der langfristig vermiedenen Kosten berücksichtigen.

Die Bedeutung dieser
strengungen das Po
langfristige Entsch
sen.

Eine seriöse Beha
gramme berücksich
kurzfristige Perspe
kann diesen Effekt
Wert von Program
spektiven differiert

Abb. V-1.

Mindestens zw
kannt. Im allge
Direktmessung
den. Der Unte

Die Bedeutung dieser Methoden liegt darin, daß umfassende Least-Cost Planning Anstrengungen das Potential von Programmen der Nachfrageseite anerkennen müssen, um langfristige Entscheidungen über die Ausweitung von Erzeugungskapazitäten zu beeinflussen.

Eine seriöse Behandlung der Optionen auf der Nachfrageseite wird umfangreiche Programme berücksichtigen, die Investitionen auf der Angebotsseite verdrängen können. Eine kurzfristige Perspektive, in der die Zubauplanung für Kraftwerkskapazität festgelegt ist, kann diesen Effekt nicht berücksichtigen und unterrepräsentiert als Resultat deutlich den Wert von Programmen der Nachfrageseite. Abb. V-1 illustriert, wie dramatisch diese Perspektiven differieren können.

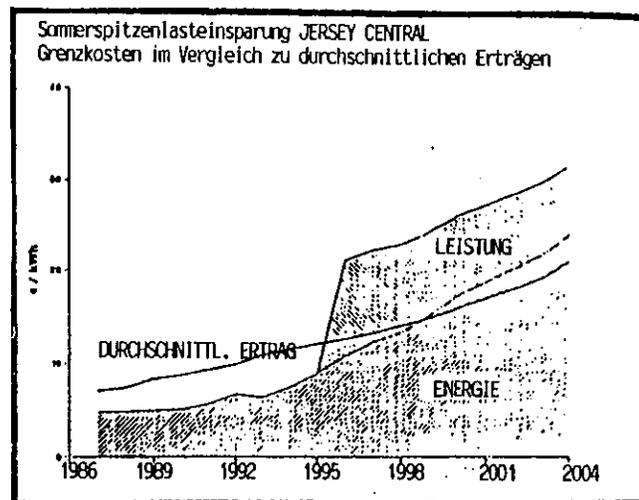


Abb. V-1. Verhältnis zwischen kurzfristig vermiedenen Energie- und langfristig vermiedenen Kapazitätskosten und durchschnittlichen Erlösen. Quelle: Roddy & Bloom 1987.

Mindestens zwei Ansätze zur Messung von langfristig vermiedenen Kosten sind uns bekannt. Im allgemeinen kommen diese beiden Ansätze solchen Methoden sehr nahe, die im Direktmessungs-Ansatz zur Bewertung von nachfrageseitiger Programme eingesetzt werden. Der Unterschied liegt im Gebrauch allgemeiner Lastganglinien (eher als spezifischer)

um aggregierte langfristige Werte zu entwickeln und dann diese Werte auf Einheiten zu beziehen, um spezifische Programme der Nachfrageseite auszuwerten¹.

Die erste Methode beinhaltet die Schätzung der direkten Kapitalkosteneinsparungen, die aus einer Verzögerung der Inbetriebnahme zukünftiger Kraftwerksneubauten resultieren. Die Kalkulation ist relativ geradlinig; sie besteht einfach aus dem Barwert der Unterschiede in den Kapitalausgaben zwischen zwei alternativen Versorgungsplänen. Sind diese einmal berechnet, kann der Gesamtwert wieder über einen Zeitraum hinweg verteilt werden und, nach Einsatzzeit oder Saison aufgespalten, auf Einheiten bezogen werden.

Dieser Ansatz wurde von mehreren staatlichen Kommissionen angenommen. Das Hauptproblem ist die Spezifikation des angemessenen Zurückstellungszeitraumes. Im Extremfall kann ein gesamtes Kraftwerk storniert werden, obwohl die Verzögerung typischerweise über einige Jahre geht. Im Prinzip sollte die Anzahl der Jahre direkt zum Umfang und der erwarteten Dauer der Lastgangauswirkungen in Relation gesetzt werden.

Das zweite Verfahren zur Messung langfristig vermiedener Kosten versucht den Zurückstellungszeitraum direkt zu schätzen. Wenn der Zurückstellungszeitraum erst einmal geschätzt wurde, besteht kein Bedarf für eine Auswertung der Kapitalkosten, da diese implizit in der Bestimmung des angemessenen Zurückstellungszeitraums enthalten ist. Das Verfahren bestimmt den angemessenen Zurückstellungszeitraum als die kostenneutrale Änderung in der zukünftigen Kapazitätserweiterung, die aus den Auswirkungen des Programms der Nachfrageseite resultiert.

Das Verfahren stützt sich auf iterative Simulationen des Versorgungssystems. Das Ziel ist, einen Erzeugungsplan mit einem Zurückstellungszeitraum zu finden (wobei Lasten eingesetzt werden, die durch eine proportionale Lastgangveränderung modifiziert werden), der zu einem Barwert der Betriebskosten gleich dem Barwert der Betriebskosten im Basisfall führt.

Eine zusätzliche Bedingung ist, daß die beiden Systeme ein vergleichbares Zuverlässigkeitsniveau haben. Da diese beiden Versorgungs-/Lastzuwachs-Szenarien (Basisfall und Fall der Investitionszurückstellung mit veränderten Lastdaten) dieselben Betriebskosten haben, wurde ein optimaler oder kostenneutraler Zurückstellungszeitraum bestimmt. Der Wert der Zurückstellung ist die Differenz in den Barwerten zwischen dem Basisfall und dem Fall der Investitionszurückstellung mit den Lastdaten des Basisfalls.

Eine Variante beider Ansätze separiert eine Zuverlässigkeitskomponente der Zurückstellung durch Subtraktion des Wertes einer Verhrennungsturbine vom Gesamtwert der Zu-

¹ Siehe Kahn (1986) für zusätzliche Details zu beiden Ansätzen.

rückstellung. In diese zogene Kapitalkomp bewertet.

Vermiedene Transp

Übertragungs- und frageseite vermied tragungs- und Verteilungskostensimulatio werden.

NERA entwickelte teilungsausgaben (N sind diese Richtlini ren schlägt vor, ver Jahres umzurechne Diese Methode erf bei dieser Regressi

Besonders für Ver kundenbezogenen nicht die Kundenk NERA empfiehlt j krementellen Vert einbarte Schätzung nicht bestimmen.

Die Schwierigkeit im eingesetzten M keine nachfrage- c den beziehen müs wohl einige kunde Kosten eher mit d

² A.d.Ü.: Die "investments", Inv und Verteilungs: jährliche Rendite

rückstellung. In diesem Fall wird der verbleibende Wert der Zurückstellung als energiebezogene Kapitalkomponente der ursprünglichen Entscheidung zur Kapazitätsausweitung bewertet.

Vermiedene Transport- und Verteilungskosten

Übertragungs- und Verteilungsausgaben² können ebenfalls durch Programme der Nachfrageseite vermieden werden. Leider sind die Techniken zur Schätzung vermiedener Übertragungs- und Verteilungsausgaben nur grob im Vergleich zu den ausgefeilten Produktionskostensimulationstechniken, die oft bei der Bewertung der Erzeugung eingesetzt werden.

NERA entwickelte Richtlinien für die Schätzung der marginalen Übertragungs- und Verteilungsausgaben (National Economic Regulatory Associates 1977). Als erste Annäherung sind diese Richtlinien zur Bestimmung der vermiedenen Kosten angemessen. Das Verfahren schlägt vor, vergangene und zukünftige erwartete Ausgaben in Dollar des laufenden Jahres umzurechnen und sie auf den entsprechenden jährlichen Lastzuwachs zu beziehen. Diese Methode erfordert eine Beurteilung der angemessenen Ausgaben und Lasten, die bei dieser Regressionsrechnung eingesetzt werden.

Besonders für Verteilungsausgaben besteht eine starke Kontroverse über die Frage von kundenbezogenen Grenzkosten. Im allgemeinen werden Programme der Nachfrageseite nicht die Kundenkosten reduzieren, es sei denn, sie reduzieren die Anzahl der Kunden. NERA empfiehlt jedoch, die inkrementellen oder marginalen Kundenkosten von den inkrementellen Verteilungsausgaben vor der Zurückrechnung abzuziehen. Ohne eine vereinbarte Schätzung der Kundengrenzkosten lassen sich jedoch die Netto-Verteilungskosten nicht bestimmen.

Die Schwierigkeit einer Messung der kundenbezogenen Grenzkosten liegt hauptsächlich im eingesetzten Maßstab. Typischerweise gehen Analytiker davon aus, daß Kosten, denen keine nachfrage- oder energiebezogene Funktion zugeteilt werden kann, sich auf den Kunden beziehen müssen. Der gewählte Maßstab ist der der Kosten pro Kundeneinheit. Obwohl einige kundenbezogene Kosten mit der Anzahl der Kunden variieren, variieren einige Kosten eher mit der geographischen Streuung der Kunden. Leider neigen Analytiker dazu,

² A.d.Ü.: Die Rede ist von "expenses", laufenden Ausgaben, im Gegensatz zu "investments", Investitionen. In den USA werden die Aufwendungen für das Transport- und Verteilungsnetz nicht in die "rate-base" einbezogen, d.h. das EVU kann auf sie keine jährliche Rendite erwirtschaften.

diese Kosten nur auf einer Pro-Kunden-Basis zu berücksichtigen, weil geographische Unterscheidungen zwischen Kundengruppen ein unpopuläres Konzept für die Tarifbildung darstellen.

Die relevanten jährlichen Lastzuwachsrate, die für die Analyse von marginalen Transport- oder Verteilungsausgaben eingesetzt werden, neigen dazu, nicht jährliche Zuwachsrate der Systemspitzenlasten zu sein. Als allgemeine Regel gilt, je näher die Analyse dem Endverbraucher der Energie kommt, desto wichtiger wird es, ungleichzeitige Lasten zu berücksichtigen. Es besteht im Grunde ein Kontinuum zwischen Erzeugungssystem und Kunden, in dem unterschiedliche Grade von Gleichzeitigkeit und Ungleichzeitigkeit die entsprechende vermiedene Last im T&D System reflektieren.

In einigen Fällen können "Stellvertreterkraftwerk"-Verfahren (proxy plant methods), die die Zurückstellung von identifizierbaren T&D Investitionen untersuchen, einer Bestimmung der vermiedenen Kosten auf Basis der NERA-Richtlinien vorzuziehen sein, weil die "Stellvertreterkraftwerk"-Verfahren einige der o.a. Meßprobleme vermeiden. Die Identifikation von spezifischen, zurückstellbaren Investitionen kann die Notwendigkeit beseitigen, sich auf Korrelationen von Ausgaben und Lasten auf statistischer Basis zu verlassen.

Einsatz vermiedener Kosten zur Bewertung des Nutzens von Programmen der Nachfrageseite

Ein Vorteil des Direktmessungsansatzes für vermiedene Kosten ist der, daß die Arbeit des Analytikers nach Durchführung der Berechnungen abgeschlossen ist. Bei Gebrauch proportionaler Lastgangveränderungen zur Darstellung der Bruttoauswirkungen von Programmen der Nachfrageseite muß der Analytiker jedoch diese Bruttowerte in spezifische, tarifähnliche Größen umrechnen. Um individuelle Programme zu bewerten, muß er diese Größen dann mit den relevanten Lastauswirkungen multiplizieren und die Summe bilden. Die Aufgabe besteht in einer Auflösung verschiedener Dimensionen von Raum und Zeit.

Die Raumdimension wird am problemlosesten durch die Anwendung von Verlustfaktoren zur Umrechnung der Einsparungen bei den Kunden (auf dem relevanten Spannungsniveau des Verteilungsnetzes) in die vermiedenen Erzeugungskosten am Punkt der Erzeugung oder der Übernahmestation des Versorgungsunternehmens behandelt. Eine zusätzliche Komplikation besteht darin, daß diese Verluste selten über die Zeit konstant sind; diese Abweichungen in den Verlusten werden normalerweise ignoriert.

Der erforderliche G der Nachfrageseite d in Bezug auf die an der vermiedenen Ko halb des Jahres als e lich. Im allgemeiner auswirkungen bewe men haben, und so Kosten sinnvoll eins

Die Berichtigung v die erste logische E Jahre überspannen deren Laufzeit (un Gewinnung der ver

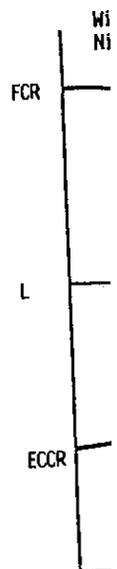


Abb V-II.

Der erforderliche Grad der Zeitauflösung wird durch die Charakteristika der Programme der Nachfrageseite diktiert, die zur Bewertung anstehen. Wenn ihre Lastgangauswirkungen in Bezug auf die angenommenen allgemeinen Lastganglinien, von denen in der Analyse der vermiedenen Kosten ausgegangen wird, homogen sind (sowohl für jede Stunde innerhalb des Jahres als auch für jedes bewertete Jahr), ist nur eine geringe Auflösung erforderlich. Im allgemeinen müssen wir jedoch Programme mit sehr unterschiedlichen Lastgangauswirkungen bewerten, von denen alle eine unterschiedliche Lebensdauer der Maßnahmen haben, und somit ist eine starke Auflösung erforderlich, wenn wir die vermiedenen Kosten sinnvoll einsetzen wollen.

Die Berichtigung von Rechnungsfehlern aufgrund des Programmzeitings über die Jahre ist die erste logische Ebene der Auflösung. Das Ziel ist es, die vermiedenen Kosten, die die Jahre überspannen, als annualisierte Werte auszudrücken, um Programme zu bewerten, deren Laufzeit (und Anfangszeitpunkt) nicht mit den Annahmen übereinstimmen, die zur Gewinnung der vermiedenen Kosten herangezogen wurden.

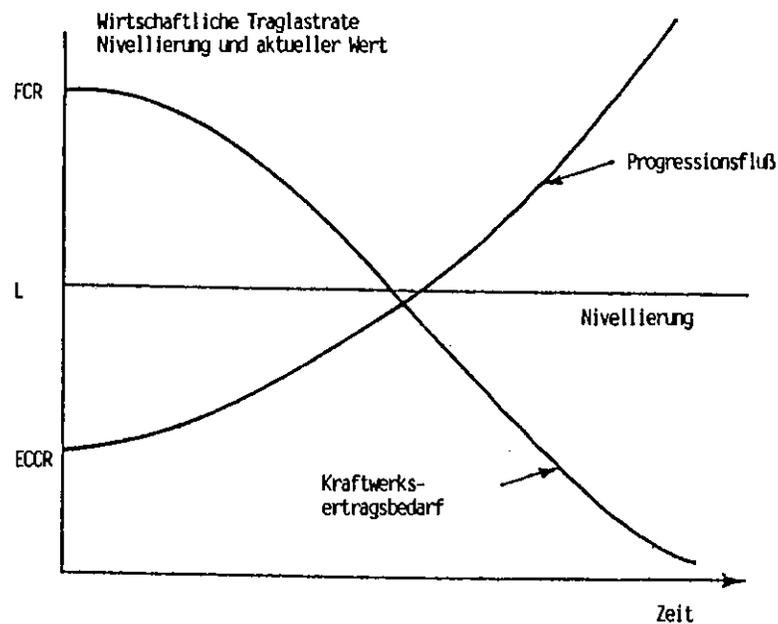


Abb V-II. Vergleich von Annuitätenmethode, Economic Carrying Charge Rate und traditionellen Amortisationsverfahren von Versorgungsunternehmen. Quelle: Kahn 1988.

Zwei Verfahren werden auf breiter Front angewandt, um mehrjährig vermiedene Kosten zu annualisieren. Eines davon ist die Annuitätenmethode, das andere setzt ein Konzept ein, daß als "economic carrying charge" (ECCR) bezeichnet wird. Bei der Annuitätenmethode wird der Gegenwarts-Wert einer Größe über die angenommene Lebensdauer der Investition in gleichen, nominellen Dollars verteilt. Der resultierende Kapitalfluß läßt den ursprünglichen Barwert unverändert, wenn er abdiskontiert wird. Im Falle eines positiven Zinssatzes sinkt der reale Wert der jährlichen Kosten mit der Zeit. Die Nivellierung bewirkt ein "front loading" des Ertragsstromes; der Hauptanteil des Barwertes wird in der ersten Hälfte der Lebensdauer der Investition erhalten, was aus den Auswirkungen eines positiven Zinssatzes resultiert.³

Das zweite Verfahren hält den realen Wert der jährlichen Kosten in Bezug auf die Inflation konstant. Nimmt man also eine positive Inflationsrate an, wird der Barwert mit der Zeit in einen ständig steigenden Strom von nominellen Dollars aufgeteilt. Da der reale Wert für jedes Jahr identisch ist, vermeidet dieses Verfahren die "front-loading"-Eigenschaften der Annuitätenmethode.⁴ Abb. V-2 illustriert das Verhältnis zwischen der Annuitätenmethode und dem Einsatz einer ECCR (wirtschaftlichen Lasttragerate) und vergleicht diese mit der klassischen Kapitalkostenrückgewinnung durch Versorgungsunternehmen (fixed charge rate oder FCR), die extrem "front-loaded" ist.

Eine zusätzliche Auflösung innerhalb eines Jahres ist immer für Lastgangauswirkungen notwendig, die nicht gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt sind. Im Prinzip könnte sich die Auflösung auf jede Stunde des Jahres ausweiten. In der Praxis ist dies selten notwendig und selten den zusätzlichen Aufwand wert.

Das wichtigste Kriterium zur Wahl des Auflösungsverfahrens berücksichtigt sowohl die Zuverlässigkeit oder Auflösung, die in der Schätzung der Auswirkungen von nachfrageseitigen Programmen enthalten ist, wie auch die Variabilität in der Kostenstruktur des Versorgungssystems. Die Auflösungsverfahren unterscheiden sich etwas für die vermiedenen Energie- und Kapazitätskosten. Für die vermiedene Energie ist ein logischer Ausgangspunkt eine einfache saisonale Unterscheidung (Winter und Sommer). Die nächst-wichtigste Ebene der Auflösung ist die Tageszeit oder Spitzenlast- und Lasttalenergieverbrauch. Außer diesen Mindeststufen der Auflösung ist der Analytiker im allgemeinen eingeschränkt darauf, welche zusätzlichen Auflösungsstufen in den individuellen eingesetzten Modellverfahren enthalten sind. Für vermiedene Kapazitäten sind wesentlich feinere Zeitschritte zu untersuchen. Unsere Diskussion der vermiedenen Transport- und Verteilungskosten beschreiben einige der Meßprobleme, die aus der Notwendigkeit entstehen, unter-

³ Formeln zur Annuitätenmethode finden sich im EPRI TAG Handbuch (1987).

⁴ Siehe NERA (1977) für eine Diskussion der Annahmen, die diesem Ansatz zugrunde liegen.

schiedliche Grad dieser Diskussion Verbrauchsverritt System-Zuverläss:

Das erste Daten Koinzidenzfaktoren (Kunden) und den nisses lassen sich sparungen auf die

Der zweite Ges Koinzidenzfaktoren keitsindizes⁵, wie (EUE), etabliert pazitätskosten z und Systemlaste Bandbreite der

Das letzte The Diskussion des weisung von en frageseite sollte werden.

Das bedeutet, zität die erford derlich, um ein Gutschrift für zugefügt werde

⁵ Siehe Bhava

verschiedene Grade von gleichzeitigem und nicht-gleichzeitigem Bedarf zu kombinieren. In dieser Diskussion berücksichtigen wir lediglich die Probleme, die mit der Messung von Verbrauchsverringerungen verbunden sind, um die vermiedenen Kapazitätskosten für die System-Zuverlässigkeit zu bewerten.

Das erste Datenerhebungsproblem ist die altbekannte Notwendigkeit, das Verhältnis der Koinzidenzfaktoren zwischen dem Spitzenbedarf von Kundenklassen (oder einzelnen Kunden) und den Systemspitzenlasten festzulegen. Ohne einige Maßstäbe dieses Verhältnisses lassen sich Kundenklassen-Spitzenlasteinsparungen nicht sinnvoll in Kapazitätseinsparungen auf der Systemebene des EVU übersetzen.

Der zweite Gesichtspunkt tendiert dazu, die Bedeutung einer Bestimmung des exakten Koinzidenzfaktors zu reduzieren. Die Entwicklung von probabilistischen Zuverlässigkeitsindizes⁵, wie z.B. die loss-of-load-probability (LOLP) und expected unsecured energy (EUE), etablierte eine analytische Basis für die Zuweisung von Verantwortung für die Kapazitätskosten zu mehr Stunden als die Systemspitzenstunde. Die Koinzidenz von Klassen- und Systemlasten ist immer noch von Bedeutung; der Unterschied ist, daß eine größere Bandbreite der Systemspitzenstunden jetzt das Ziel für das Koinzidenzfaktorverhältnis ist.

Das letzte Thema zu den vermiedenen Erzeugungskapazitätskosten ähnelt der früheren Diskussion des Kapazitätsplanungsziels des Versorgungsunternehmens. Zusätzlich zur Zuweisung von entsprechenden Verlust- und Koinzidenzfaktoren für ein Programm der Nachfrageseite sollte eine Gutschrift für vermiedene Reservekapazität zum Gesamtwert addiert werden.

Das bedeutet, ohne das Programm der Nachfrageseite würde nicht nur eine gewisse Kapazität die erforderliche Last bringen müssen, sondern zusätzliche Kapazitäten wären erforderlich, um eine Reserve für die nun vermiedene Last bereitzuhalten. Deshalb sollte eine Gutschrift für vermiedene Reservekapazität zu der direkt vermiedenen kW-Kapazität hinzugefügt werden.

⁵ Siehe Bhavaraju (1982) für eine Diskussion dieser Indizes.

6. INTEGRIERTE PLANUNGSMETHODEN UND -MODELLE

Das Least-Cost Utility Planning beinhaltet wesentliche Modifikationen und Ausweitungen der traditionellen Berichte der EVU an die Aufsichtsbehörden. Es konfrontiert Aufsichtsbehörden mit der schwierigen Aufgabe, Pläne zu bewerten, die konventionelle Verfahren zur Modellierung auf neue Arten einsetzen, wie bei der Kalkulation vermiedener Kosten mit Hilfe von Produktionskostenmodellen, und es führt eine neue Generation von Planungsverfahren ein, die speziell dafür entwickelt wurden, die Schwierigkeiten bei der Quantifizierung von Ressourcen der Nachfrageseite und bei der Integration von Nachfrageseite und Angebotsseite zu behandeln. Zum Beispiel listet das EPRI Demand-Side Information Directory 80 Computermodelle für das Demand-Side-Management und dessen Integration in die Ressourcenpläne auf (Battelle Columbus 1985).

Aber Modelle und andere analytische Hilfsmittel haben für das LCUP nur in dem Umfang einen Wert, wie sie die Planung durch die Aufbereitung der Daten auf eine sinnvolle, verständliche und für Entscheidungsträger hilfreiche Weise erleichtern. Dieser Wert ergibt sich hauptsächlich aus der festen Struktur, die ein Modellierungsrahmen bietet. Technisch gesehen, dient die Struktur zur Definition des Umfangs und der Art, wie die einzelnen Fragen angesprochen werden können. Institutionell gesehen, fördert die Struktur die Verwendung eines gemeinsamen Satzes von Definitionen und kann so extrem nützlich zur Bildung eines Konsenses beim Planungsprozeß und bei der Identifizierung von Bereichen für die Konfliktlösung sein.

Zum jetzigen Zeitpunkt sind die Grenzen und die relative Genauigkeit der verfügbaren Modellierungsverfahren noch zu wenig verstanden. Es wurde zum Beispiel noch kein umfangreicher Vergleich zwischen den wichtigsten Produktionskostenmodellen durchgeführt, die in der Industrie weitverbreitet eingesetzt werden. Noch schlechter verstanden sind die Unterschiede in den Resultaten, die die alternative Anwendung von vorhandenen und neuen Modellierungsverfahren in der erweiterten LCUP-Form der Ressourcenplanung von Versorgungsunternehmen erbringen könnten.¹ Diese Probleme werden durch noch größere Unsicherheiten in den Eingabedaten überschattet, die für die Modelle erforderlich sind.

Die meisten Modelle erfordern detailliertere Daten als die meisten aktuell verfügbaren, was oft zu einer Einsetzung von Standardwerten führt oder dem Urteilsvermögen des Modellanwenders überlassen bleibt. Der kumulierte Einfluß dieser Werte ist u.U. schwierig zu bewerten.

¹ Eine begrenzte Übersicht einiger der verfügbaren Modelle, die mit Mitteln des DOE erstellt wurde, wurde von Stone und Webster (1988) vorgelegt.

Ein ähnliches Problem :
ning eine Anzahl von 1
u.U. erforderlich, um 1
Feineinteilung als auch
zieltes Produktionskoste
ben, sehen sich u.U. mi
tionen im Bereich der 1
müssen. Das angemess
zur Integration im Rah
Urteilsvermögen erfor
u.U. nicht ausreichend

Aufsichtsbehörden un
risikoreichen Planung
keine Entschuldigung
genheit gab es keine
jemals eine geben wir
im Grunde dahingeh
sensstand widerspiege
und Kommissionen s
nungsverfahren gewä
Richtung auf noch gr
zeptabler Näherunge
die Anforderungen a

Es ist jedoch erford
ten intensiv zu verfu
ning eingesetzt wur
der gegenwärtig ve
schiede.

Eines unserer Ziel
beim Gebrauch vor
eingesetzt werden,
beim LCUP und s
wir verschiedene
nungsverfahren er
Koppelung einer /
einfachere Modell

² Siehe z.B. Syner

MODELLE

nen und Ausweitungen konfrontiert Aufsichtskonventionelle Verfahren in vermiedener Kosten die Generation von Planschwierigkeiten bei der Integration von NachfragePRI Demand-Side Inanagement und dessen

UP nur in dem Umfang auf eine sinnvolle, vernünftigen. Dieser Wert ergibt Unternehmen bietet. Technisch der Art, wie die einzelnen der Struktur die Verextrem nützlich zur Bilderung von Bereichen für

Wichtigkeit der verfügbaren, Beispiel noch kein Unternehmensmodellen durchgeführt, hinter verstanden sind die Nutzung von vorhandenen und der Ressourcenplanung von werden durch noch größere Modelle erforderlich

sten aktuell verfügbaren, Urteilsvermögen des Moderte ist u.U. schwierig zu

mit Mitteln des DOE er-

Ein ähnliches Problem stellt die Notwendigkeit dar, für ein ausgefeiltes Least-Cost Planning eine Anzahl von Modellen miteinander zu koppeln. Umfangreiche Abgleiche sind u.U. erforderlich, um Modelle zueinander kompatibel zu machen, sowohl bezüglich der Feineinteilung als auch des Formats der Daten. Versorgungsunternehmen, die in ein spezielles Produktionskostenmodell oder andere kostspielige Planungsverfahren investiert haben, sehen sich u.U. mit der Notwendigkeit konfrontiert, umfangreiche zusätzliche Investitionen im Bereich der Mitarbeiterschulung, Datenbeschaffung und -kalibrierung tätigen zu müssen. Das angemessene Koppeln der Modelle und der dazugehörigen Datensätze, um zur Integration im Rahmen des LCP zu gelangen, ist ein weiterer Bereich, für den ein gutes Urteilsvermögen erforderlich ist und die Auswirkungen methodologischer Entscheidungen u.U. nicht ausreichend verstanden werden.²

Aufsichtsbehörden und Versorgungsunternehmen müssen mit diesen Unsicherheiten bei risikoreichen Planungsentscheidungen fertig werden. Diese Schwierigkeiten sind jedoch keine Entschuldigung dafür, die Durchführung des LCP zu verzögern. Auch in der Vergangenheit gab es keine Welt der perfekten Information, und es ist unwahrscheinlich, daß es jemals eine geben wird. Der Hauptanschub der aufsichtlichen Prüfung und Übersicht sollte im Grunde dahingehen, daß Least-Cost Berichte so nahe wie möglich den aktuellen Wissensstand widerspiegeln und einen informierten Dialog zwischen Versorgungsunternehmen und Kommissionen schaffen, der eine kontinuierliche Verbesserung ihrer Least-Cost Planungsverfahren gewährleistet. Verbesserungen bedeuten dabei nicht nur die Bewegung in Richtung auf noch größere Details und Ausführlichkeit, sondern auch die Entwicklung akzeptabler Näherungen, deren Auswirkungen von allen Parteien verstanden werden und die die Anforderungen an die Berichte bearbeitbar halten.

Es ist jedoch erforderlich, auch in Zukunft die Weiterentwicklung von Modellen und Daten intensiv zu verfolgen. Die folgende Diskussion der Modelle, die im Least-Cost-Planning eingesetzt wurden, gibt nur einen Überblick über die umfangreichen Möglichkeiten der gegenwärtig verfügbaren Planungsmodelle und deren konzeptionelle Hauptunterschiede.

Eines unserer Ziele ist es, einige der Schwierigkeiten zu beschreiben, die durch LCUP beim Gebrauch von Modellen, wie sie in der traditionellen angebotsseitigen EVU-Planung eingesetzt werden, zusätzlich entstehen. Wir beginnen mit einem Abriß der Hauptschritte beim LCUP und stellen einige der beinhalteten Komplexionen heraus. Dann diskutieren wir verschiedene Approximationen dieses Idealbildes, die mit vorhandenen Modellierungsverfahren erreicht werden können. Ausgehend vom komplexesten Verfahren, der Koppelung einer Anzahl detaillierter, spezialisierter Programme, diskutieren wir sukzessiv einfachere Modellansätze und die damit verbundenen Kompromisse. In allen unseren Dis-

² Siehe z.B. Synergic Resource Corporation (1985) und Eto (1986).

kussionen legen wir das Hauptaugenmerk auf die Probleme, die aus solchen Kompromissen für das LCPU erwachsen, um die sensitiven Bereiche herauszuarbeiten. Wir besprechen einige Fall-Beispiele der EVU-Planung, die vom LBL als Teil seiner LCUP-Forschung durchgeführt wurden und die praktischen Schwierigkeiten, die bei diesen Untersuchungen anfielen.

Die Diskussionen sind weder umfassend, noch sollten sie als Bevorzugung des Produktes eines Anbieters vor einem anderen ausgelegt werden. Dementsprechend können diese Diskussionen, die genaue Darstellungen der Modelle gemäß den verfügbaren Referenzmaterialien sind, keine Änderungen an späteren Versionen desselben Produktes berücksichtigen, die sich deutlich voneinander unterscheiden können. Dem interessierten Leser wird empfohlen, sich bezüglich neuester Produktinformationen direkt an die Verkäufer zu wenden.

Der Least-Cost Planning Prozeß - eine Übersicht

Das LCUP erfordert die Bearbeitung von mindestens sechs Planungsfeldern: Bedarfsprognosen für Energieabgaben und Lastverlauf; Kosten und Leistungsfähigkeit von Optionen der Nachfrage- und der Angebotsseite; Kundenakzeptanz dieser Optionen (primär solcher der Nachfrageseite); lang- und kurzfristige Produktionskosten des Versorgungsunternehmens; Auswirkungen auf die finanzielle Position des Versorgungsunternehmens sowie interaktive Wirkungen zwischen *und* innerhalb dieser fünf Punkte. Der sechste Punkt, das regulative Umfeld, liegt natürlich allen diesen Themenbereichen zugrunde.

Die gesellschaftliche Perspektive umfaßt darüberhinaus Analysen weitergehender Konsequenzen von Aktivitäten auf der Nachfrage- und der Angebotsseite. Diese können Studien zur Regionalökonomie beinhalten, Analysen zu ökologischen Auswirkungen, Untersuchungen des Lebensstils usw. In der vorliegenden Arbeit konzentrieren wir uns auf das eingeschränktere Thema der Modelle und Methoden zur Berechnung direkter wirtschaftlicher Auswirkungen.

Verschiedene wichtige methodologische Fragen treten im Zusammenhang mit der Integration von Ressourcen der Nachfrageseite in das auf, was traditionell die Durchführung einer angebotsseitigen Planung war. Zu diesen Fragen gehören:

- 1) Konsistenz zwischen Schätzungen der Lastgangauswirkung von Programmen der Nachfrageseite und der Prognose von Energieabgabe und Lastverlauf des Gesamtsy-

stems. Be
den Effel
trahiert
gesseite v
kungen i

2) Integ
plan. Sir
zukünfti

3) Das
rifkonz
rife zu
wieder

4) Dar
Techn
Auswir

5) Die
inges
im Pla

Gekoppelte

Die kompl
einzelner,
tiv, weil d
schiedliche
sehen, wei
mitbringen

Die Haup
daß die N
den sie sc
sprechend

stems. Berücksichtigt das Modell die interaktiven Effekte mehrerer Programme oder den Effekt eines einzelnen Programms auf andere Komponenten der Prognose? Subtrahiert das Modell einfach Lastverlaufauswirkungen von Programmen der Nachfrageseite von einer Referenzprognose auf eine solche Art und Weise, daß Lastauswirkungen über- oder unterbewertet werden?

2) Integration von Programmen der Nachfrageseite in den Kapazitätserweiterungsplan. Sind Programme der Nachfrageseite groß genug, um das Timing oder die Größe zukünftiger Kraftwerksneubauten zu ändern?

3) Das Verhältnis zwischen Programmen der Nachfrageseite, Lastverläufen und Tarifkonzeption. Sind Programme der Nachfrageseite groß genug, um die Verkaufstarife zu ändern, und, falls ja, wie genau werden die Tarife betroffen? Wie beeinflussen wiederum Tarife die Lastverläufe?

4) Darstellung von Programmen der Nachfrageseite, die sich auf Preise und nicht auf Technologien stützen, um die Nachfrage zu verändern. Kann die Bedarfsprognose die Auswirkungen unterschiedlicher Tarifstrukturen widerspiegeln?

5) Die Rolle der Unsicherheit in allen Facetten des Planungsprozesses. Können die eingesetzten Modelle adäquat den Unsicherheitsbereich berücksichtigen, in dem die im Planungsprozeß eingesetzten Daten liegen.

Gekoppelte Teilmodelle

Die komplizierteste Auswertungsmethode für das LCUP verknüpft die Inputs und Outputs einzelner, detaillierter Modelle zu einem integrierten Verfahren. Die Methode ist attraktiv, weil die gewählten Teilmodelle zumeist schon als Hauptanalyseverfahren in unterschiedlichen Abteilungen des Versorgungsunternehmens im Einsatz sind. Institutionell gesehen, werden die Ergebnisse dieser Modelle die Unterstützung der jeweiligen Abteilung mitbringen.

Die Hauptschwierigkeit des modellverknüpfenden Ansatzes resultiert aus der Tatsache, daß die Modelle ursprünglich nicht für eine Verknüpfung gedacht waren. Stattdessen wurden sie so konzipiert, daß sie mit ihren jeweiligen Input- und Outputsätzen und den entsprechenden Datenkonventionen für sich alleine standen. Ein potentieller Nutzen dieses

Ansatzes ist, dass der Prozeß der Koppelung von Modellinputs und -outputs eine explizitere Überprüfung und Analyse der Daten erfordern könnte.

Allgemein ausgedrückt, gibt es Modelle für jeden Schritt des LCUP-Prozesses, einschließlich Lastverlaufsprognosen, Erzeugungsplanung, Produktionskosten, Finanzanalysen und Tarife. Wir werden unsere Aufmerksamkeit auf Modelle richten, die für die ersten drei Bereiche entwickelt wurden, da die Anwendung dieser Modelle von zentraler Bedeutung für die nachfrageseitigen Aspekte der Berechnungen im Rahmen des LCUP ist. Zusätzlich werden wir auch mehrere detaillierte Modelle diskutieren, die oft eingesetzt werden, um Inputs für Lastverlaufsprognosemodelle zu entwickeln. Im Anschluß an diese Diskussionen werden wir ein Beispiel des Modellkoppelungsansatzes beschreiben, eine IBL-Fallstudie über die Auswirkungen von Effizienzstandards für Haushaltsgeräte auf das EVU.

End-Use Energy and Load-Shape Forecasting Models

Die konsistente und umfassende Behandlung von nachfrageseitigen Optionen in einer Least-Cost Planning-Analyse erfordert den Einsatz von Modellen für die Prognose von Endenergieverbrauch und Lastganglinien. Details zum Endverbrauch sind erforderlich, um die Auswirkungen von spezifischen Aktivitäten auf der Nachfrageseite zu identifizieren. Lastverläufe sind erforderlich, um eine konsistente Basis für Vergleiche mit Aktivitäten auf der Angebotsseite zu liefern.

Obwohl ökonomische Prognosemodelle gegenüber einfachen Extrapolationen des historischen Bedarfswachstums in die Zukunft eine Verbesserung darstellen, sind sie nicht in der Lage, Änderungen in der Bedarfsstruktur zu berücksichtigen. Ohne Details zu dieser Struktur können wir diese Modelle nicht einsetzen, um die Auswirkungen einzelner nachfrageseitiger Modelle zu prognostizieren, wie dies beim LCUP erforderlich ist. Tatsächlich haben ökonomische Modelle nur einen begrenzten Wert für langfristige Prognosen, gerade wegen ihrer Unfähigkeit, strukturelle Veränderungen in der Zusammensetzung des Bedarfs widerzuspiegeln. Die Möglichkeit solcher umfangreichen Änderungen vorzusehen ist essentiell für eine genaue Evaluierung der LCUP-Optionen.

Endverbrauchsmodelle (end-use models) versuchen, die Struktur der Nachfrage direkt über die energieverbrauchenden Teilgruppen des gesamten Energiebedarfs darzustellen. Deshalb ist der Energieverbrauch für eine gegebene Anwendung einfach das Produkt aus der Anzahl der prognostizierten Einheiten (z.B. Unternehmen, Haushalte, Geschößfläche usw.), bei denen die Anwendung vorkommt, und dem durchschnittlichen Geräteenergie-

verbrauch (UEC = index (EUI). Die Prognosen verbrauchtspielen ökonomischen

Beim aktuellen Sta-programme (post-)sich auf eine Komplexen, um den Energie speziellen Anforderungen

Endverbrauchsmodell nach Jahrgang und zwischen Haushalten.

Üblicherweise werden wendungsbereich Haushalts- und Lebensmittel, Kosten dieser Liste Endenergiearten um die Substitut

Die verfügbaren Daten, um den zu nur extern speziellen Modellen makroökonomischen, wirtschaftlichen Veränderungen in einem Modell zu verwenden, um den Veränderungen Modelle neigen reagieren, als Flüsse.

³ Für Lastverlaufsprognose

verbrauch (UEC = unit energy consumption) der Anwendung oder dem energy utilization index (EUI). Die Prognose ist das Ergebnis der Summation der für die einzelnen Anwendungen verbrauchten Energiemengen. Innerhalb des Rahmens der Endverbrauchsmodelle spielen ökonomisch geschätzte Inputs eine wichtige Rolle bei der Energieprognose.

Beim aktuellen Stand der Planungstechnik sind Lastverlaufmodelle im Grunde Nachlaufprogramme (post-processors) einer jährlichen Stromprognose. Die Modelle neigen dazu, sich auf eine Kombination von empirischen Beobachtungen und Ingenieurwissen zu verlassen, um den Energieverbrauch auf die Stunden des Jahres zu verteilen.³ Wir werden die speziellen Anforderungen von Lastmanagementauswertungen separat betrachten.

Endverbrauchsmodelle können sich nach Sektor, Anwendung, Energieträger, und seltener, nach Jahrgang und Technologie unterscheiden. Auf der Sektorebene, wird hauptsächlich zwischen Haushalts-, Gewerbe-, Industrie- und anderen Energieverbrauchern unterschieden.

Üblicherweise werden für jeden Sektor separate Modelle benutzt. Auf der Ebene der Anwendungsbereiche gehören zum gängigsten Satz von Anwendungen in Modellen für den Haushalts- und Gewerbesektor Beleuchtung, Kühlung, Heizung, Ventilation, Warmwasserbereitung, Kochen und Verschiedenes. Spezifische energieverbrauchende Prozesse werden dieser Liste hinzugefügt. Die fortschrittlichsten Modelle prognostizieren alle wichtigen Endenergiearten (Elektrizität, Erdgas, Öl, usw.) gleichzeitig und enthalten Algorithmen, um die Substitution zwischen Energieträgern explizit zu berücksichtigen.

Die verfügbaren Modelle werden anhand der Mechanismen unterschieden, die sie einsetzen, um den zukünftigen Bedarf vorherzusagen. Die einfachsten Modelle multiplizieren nur extern spezifizierte Zuwachsraten mit einem extern spezifizierten EUI. Die fortschrittlichsten Modelle benutzen Inputs aus ökonomischen Prognosen, um extern spezifizierte makroökonomische Veränderungen (wie Bevölkerungszuwachs, Brennstoffpreise, Einkommen, wirtschaftliche Aktivität) in Bezug zu mikroökonomischen, Verhaltens- und strukturellen Verbrauchsentscheidungen auf Endverbrauchsebene zu setzen, basierend auf einem Modell des Konsumentenverhaltens und der dem Verbraucher verfügbaren Optionen, um den Verbrauch zu verändern. Aufgrund der Art der aktuellen Spezifikationen der Modelle neigen die meisten Endverbrauchsmodelle dazu, eher auf langfristige Trends zu reagieren, als auf kurzfristige Fluktuationen der zugrundeliegenden ökonomischen Einflüsse.

³ Für Lastmanagementmaßnahmen ist diese Aufteilung in Energieprognose und Lastverlaufsprognose nicht mehr länger vertretbar.

Der Datenbedarf, der für Endverbrauchsmodelle erforderlich ist, kann aufwendig sein. Tatsächlich ist die Verfügbarkeit relevanter und zuverlässiger Daten oft das schwächste Glied einer LCUP-Auswertung. Es sind mehr Daten für Modelle für den Haushalts-Sektor verfügbar, als für Modelle des gewerblichen Sektors bereitstehen. Es überrascht daher nicht, daß Haushaltsmodelle sehr weit entwickelt sind, während Gewerbemodelle immer noch relativ primitiv sind. Lastverlaufsmodelle werden nur durch den gegenwärtigen Mangel an gemessenen Daten eingeschränkt.

Berechnungen von Endverbrauchsprognosen berücksichtigen üblicherweise die Relevanz und Zuverlässigkeit der Raten sowie die Abgleichung und Kalibrierung der Prognose.

Die Datenrelevanz ist ein Problem, da der beachtliche Datenbedarf und das Fehlen empirischer Daten den Analytiker oft dazu zwingen, sich auf Standardwerte zu verlassen. Es ist unvermeidlich, Standardwerte einzusetzen, aber ein minimaler Satz lokaler Daten ist erforderlich, um eine sinnvolle Analyse zu erstellen. Dieser minimale Datensatz enthält lokale ökonomische Prognosen und eine grobe Charakterisierung des Gebäudebestands (z.B. Gebäudefläche und Marktsättigungen der einzelnen Geräte). Zu den allgemein am schwersten erhältlichen Daten gehören die örtlichen Energieintensitäten und Lastverläufe des Endverbrauchs.

Die Datenzuverlässigkeit ist ein Problem, weil Modelle ziemlich empfindlich auf bestimmte Inputwerte reagieren können; kleine Fehler können große Auswirkungen auf die Prognose haben. Die wichtigsten Inputwerte sind die Wahl der Zuwachsraten für die Leitindikatoren des Energieverbrauchs, wie z.B. gewerbliche Gebäudefläche und Anzahl der Haushalte.

Der Abgleich eines Endeinsatzmodells mit früheren Absätzen ist unbedingt erforderlich. Das Verfahren besteht aus einer selektiven Abgleichung der Inputs, um eine "Rückwärts"-Prognose ("backcast") anhand aufgezeichneter Absätze zu erstellen. Eine vollständige Abgleichung ist unmöglich, da der historische Verbrauch niemals auf dem in den Modellen verfügbaren Niveau der Daten-Auflösung aufgezeichnet wird.

Ein Unsicherheitsfaktor entsteht weiter durch die unvermeidbaren Anpassungen in der "Rückwärts"-Prognose oder den historischen Daten, um einen sinnvollen Vergleich zu erreichen. Es sollte z.B. eine Anpassung für den Einfluß des Wetters auf den Energieverbrauch für Heizung und Kühlung erfolgen. Der frühere Verbrauch reflektiert die Auswirkungen des früheren Wetters, aber der in der Rückwärtsprognose ermittelte Verbrauch beruht üblicherweise auf der Annahme normaler oder durchschnittlicher Wetterbedingungen. Einige Anpassungen müssen erfolgen, aber die für die Anpassung zur Verfügung stehenden Techniken sind nur sehr grob.

Einige Faustregeln
Zuerst wird eine A
(falls sie zusammen
höhen, daß die rich
empfindlichen Anw
Jahre zurückliegen
nungsgemäß berüch
storischer Daten ni

Der Ursprung alle
rückverfolgt werde
(Hirst and Carney
kanntesten Endver
REEPS (Cambridg
1985), INDEPTH
beleuchten wir die

REEPS ist ein Pr
beinhaltet eine de
Während die End
zelen prototypisc
sches Restaurant)
kommen, Gebäud
dem koppelt REE
die Wahrscheinlic
REEPS ein rudin
zip zu einem äuße

COMMEND ist
stitute oft Tech
springlichen Mo
die Effizienz vo
Brennstoffeinsatz
rücksichtigt, ein l
dells basieren, di
gen entnehmen l
gewerblichen Sel
denen Lastverlä
präzise Bestimm
Fehlens zuverläss

Einige Faustregeln können bei der Erstellung einer Rückwärtsprognose befolgt werden. Zuerst wird eine Abgleichung auf kürzere Zeitintervalle, monatlich oder sogar stündlich (falls sie zusammen mit den Lastverlaufmodellen durchgeführt wird), das Vertrauen erhöhen, daß die richtigen Verhältnisse zwischen den wetterempfindlichen und nichtwetterempfindlichen Anwendungen gewahrt bleiben. Zweitens wird die Abgleichung auf mehrere Jahre zurückliegende Daten gewährleisten, daß einige der strukturellen Verhältnisse ordnungsgemäß berücksichtigt wurden, was bei Einmal-Anpassungen für ein einzelnes Jahr historischer Daten nicht zutreffend sein muß.

Der Ursprung aller aktuellen Endverbrauchsprognosemodelle kann bis zu Arbeiten zurückverfolgt werden, die in den siebziger Jahren vom Oak Ridge National Laboratory (Hirst and Carney 1978, Jackson *et al.* 1978) durchgeführt wurden. Zur Zeit sind die bekanntesten Endverbrauchsprognosewerkzeuge für Strom die EPRI-geförderten Modelle REEPS (Cambridge Systematics 1982), COMMEND (Georgia Institute of Technology 1985), INDEPTH (Battelle Columbus 1985) und HELM (ICF, Inc. 1985). Nachstehend beleuchten wir die Hauptmerkmale dieser Modelle.

REEPS ist ein Prognosemodell für den Haushaltssektor (Cambridge Systems 1982). Es beinhaltet eine der genauesten Spezifikationen des Energiebedarfs im Haushaltsbereich. Während die Endverbrauchsstruktur der meisten Modelle auf dem Gedanken einer einzelnen prototypischen Einheit basiert (ein typisches Einfamilienwohnhaus oder ein typisches Restaurant), läßt REEPS zahlreiche Prototypen zu, um die Vielfältigkeit von Einkommen, Gebäudetyp, Standort sowie andere Charakteristika zu berücksichtigen. Außerdem koppelt REEPS die Gerätebestände, so daß z.B. das Vorhandensein einer Gasheizung die Wahrscheinlichkeit einer Warmwasserbereitung mit Gas erhöht. Schließlich beinhaltet REEPS ein rudimentäres Lastverlaufmodell. Diese Funktionen machen REEPS im Prinzip zu einem äußerst leistungsfähigen Werkzeug für Prognosen im Haushaltssektor.

COMMEND ist das Prognosemodell von EPRI für den gewerblichen Sektor (Georgia Institute of Technology 1985). EPRI's Ausführung enthält drei Verbesserungen des ursprünglichen Modells aus Oak Ridge: Einen Algorithmus, der Entscheidungen, die über die Effizienz von Heizungs-, Lüftungs- und Klimageräten sowie über den effizienten Brennstoffeinsatz getroffen werden, über die Betrachtung der Lebensdauer der Geräte berücksichtigt, ein Lastverlaufmodul und Standardwerte, für die zahlreichen Inputs des Modells basieren, die auf Analysen nationaler Daten basieren. Wie sich diesen Verbesserungen entnehmen läßt, ist die Datenentwicklung eines der Hauptprobleme für Modelle des gewerblichen Sektors. Besonders die Daten zur Energieintensität und den damit verbundenen Lastverläufen werden im allgemeinen als primitiv eingestuft. Weiterhin wird eine präzise Bestimmung der Prognoseeinheit, der gewerblichen Geschoßfläche, aufgrund des Fehlens zuverlässiger Aufzeichnungen erschwert.

INDEPTH ist EPRI's Prognosemodell für den Industriesektor (Battelle Columbus 1985). Es handelt sich um eine Mischform sich überlappender Modellkonzepte, die die Vielfältigkeit der für Prognosen in diesem Sektor zur Verfügung stehenden Ansätze reflektiert. Das erste Konzept ist rein ökonomisch und löst nach 17 Industrietypen auf. Das zweite Konzept konzentriert sich auf spezielle industrielle Prozesse. Verbrauchsentscheidungen sind eine Funktion der Kostenminimierungskriterien, die für den Bereich der verfügbaren Technologien für einen gegebenen Produktionsprozeß angewandt werden. EPRI behauptet, daß dieser Ansatz zur Prognostizierung auf ein Drittel des industriellen Stromverbrauchs anwendbar sei. Das dritte Konzept löst die ausgewählten Geräte noch weiter auf, wie z.B. Motoren oder Kompressoren. Hier spricht das Modell Fragen der Marktdurchdringung für fünf Geräte an.

HELM ist ein EPRI-Modell zur Lastverlaufsanalyse (ICF, Inc. 1985). Es ist primär ein Nachlaufprogramm für die jährlichen Energieprognosen aus den Endverbrauchsmodellen. Es hat einen flexiblen Berücksichtigungsrahmen, in dem die individuellen Lastgänge in einen Lastverlauf auf Systemniveau manipuliert und aufgelöst werden können. Die Inputs sind, neben dem jährlichen Energieprognosen nach Anwendungen, dimensionslose Lastverläufe, die für die Zuweisung des jährlichen Energieverbrauchs zu den Stunden des Tages, des Monats und des Jahres verwendet werden. Zusätzlich enthält das Modell rudimentäre Möglichkeiten, die Lastverläufe anzupassen, um Wetterabweichungen und alternative Tarifkonzeptionen zu berücksichtigen. HELM, wie auch COMMEND, ist ein Beispiel des Stands der Technik bei den Möglichkeiten zur Modellierung, der die Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen Daten übersteigt. Die Entwicklung von sinnvollen Lastverlaufsdaten ist eine wichtige Frage für die weitere Forschung.

Produktionskosten- und Kapazitätserweiterungsmodelle

Die Produktionskostenmodelle sind das Rückgrat der Analysen in der traditionellen Einsatz- und Zubauplanung der EVU. Sie werden eingesetzt, um die Betriebskosten der Stromerzeugung zu schätzen, wobei ein gegebener Satz von Nachfragesituationen zu erfüllen ist und eine Anzahl von Erzeugungsressourcen zur Verfügung stehen, um sie zu erfüllen.

Sie sind für Aktivitäten der Nachfrageseite relevant, weil Schätzungen von Änderungen in den Produktionskosten den Wert nachfrageseitiger Aktivitäten messen. Der Gebrauch dieser Programme ist demnach ein zentraler Gesichtspunkt bei Berechnungen im Rahmen des Least-Cost Planning.

Aufgrund ihrer Komplexität bezeichnet. Dementsprechend schlecht dokumentiert und leicht zu verzerren. Der Zweck der relativen Bedeutung der verschiedenen Parameter müssen. Wir konzentrieren uns auf die Kalibrierung, geben im Zusammenhang mit den Produktionskostenmodellen Simulationen vor, die optimiert werden können.

Unsere Diskussion konzentriert sich auf die folgenden Punkte: 1) die verschiedenen Modelle; 2) die verschiedenen Modelle; 3) die verschiedenen Modelle; 4) den Umfang der Modelle; 5) den Umfang der Modelle (Kahn 1987a).

Lastdarstellung. Die Darstellung der Lastverläufe auf der Basis von probabilistischen Methoden ist ein wichtiger Bestandteil der Lastdarstellung in den verschiedenen Modellen und der Zeitverläufe.

Der Ansatz der Lastdarstellung ist ein wichtiger Bestandteil der Lastdarstellung in den verschiedenen Modellen und der Zeitverläufe. Die Lastdarstellung ist ein wichtiger Bestandteil der Lastdarstellung in den verschiedenen Modellen und der Zeitverläufe.

Die wichtige Aufgabe der Lastdarstellung ist es, die Lastverläufe zu schätzen, die in den verschiedenen Modellen und der Zeitverläufe.

Aufgrund ihrer Komplexität werden diese Modelle aber gleichzeitig oft als "black boxes" bezeichnet. Dementsprechend kann ein unkritischer Gebrauch oder das Vertrauen in schlecht dokumentierte Modellkonventionen und Input-Definitionen die Ergebnisse stark verzerren. Der Zweck unserer Rezension ist es, Hauptprobleme zu kennzeichnen, um ihre relative Bedeutung denjenigen zu illustrieren, die diese Modelle einsetzen oder prüfen müssen. Wir konzentrieren uns primär auf Modelleigenschaften und Fragen der Modellkalibrierung, geben aber auch eine kurze Übersicht über Kapazitätserweiterungsmodelle im Zusammenhang mit LCUP. Die Kapazitätserweiterungsmodelle sind eng mit den Produktionskostenmodellen verbunden, weil sie sich auf die Ergebnisse von Produktionskostensimulationen beziehen, um die Bereitstellung zukünftiger angebotsseitiger Ressourcen zu optimieren.

Unsere Diskussion konzentriert sich auf: 1) Lastdarstellung; 2) Darstellung der Kraftwerkseinheiten; 3) Kraftwerksverpflichtungen; 4) Darstellung nichtstandardmäßiger Geräteinheiten und 5) Kalibrierung. Während der gesamten Diskussion stützen wir uns in größerem Umfang auf eine längere Veröffentlichung zum Thema Produktionskostenmodelle von Kahn (1987a).

Lastdarstellung. Die modernen Produktionskostenmodelle berücksichtigen alle explizit die probabilistische Natur von Generatorausfällen. In unserem Vokabular bezieht sich Lastdarstellung auf den Modellrahmen, den das Produktionskostenmodell einsetzt, um diese Ausfälle zu berücksichtigen. Einfach ausgedrückt, sind derzeit zwei unterschiedliche Lastdarstellungen in Gebrauch, die geordnete Jahresdauerlinie der Last (load duration curve) und der Zeitverlauf der Last (chronological load curve). Jede hat Vor- und Nachteile.

Der Ansatz der geordneten Jahresdauerlinie entwickelte sich, weil die Umwandlung der Lasten den Einsatz von rechnerisch effizienten Algorithmen zuläßt, um die Produktionskosten und Systemzuverlässigkeit zu kalkulieren. Die geordnete Jahresdauerlinie der Last ist einfach eine Neuordnung chronologischer Lasten (typischerweise nach Stunden) in einer monoton absteigenden Reihenfolge. Zu einer Zeit, wo die Rechenleistung knapp war, bedeuteten effiziente Algorithmen, daß viele Szenarien mit mehrjähriger Dauer zu angemessenen Kosten analysiert werden konnten. Demzufolge war der Ansatz relativ beliebt und ist in vielen aktuellen Produktionskostenmodellen enthalten, wie z.B. bei PROMOD (Energy Management Assoc., Inc. 1986), ELFIN (EDF, Inc., 1986), EGEAS (Caramanis 1982) und UPLAN (Lotus Consulting 1986).

Die wichtige Einschränkung der Methode der geordneten Jahresdauerlinie ist, daß die Aufzeichnung von Lasten bedeutet, daß bestimmte chronologische Eigenschaften eines Erzeugungssystems entweder unterdrückt werden müssen, wie z.B. die Interdependenz der Ausfallzeiten von Stunde zu Stunde, oder mit Hilfe von Modellkonventionen eingebaut

werden müssen, wie z.B. die "Muß-Laufen"-Bestimmung. Einige dieser Modellkonventionen sind jedoch sehr leistungsfähig, und ihre Existenz sollte nicht dergestalt gewertet werden, daß die Modelle, die sich der geordneten Jahresdauerlinie bedienen, minderwertig sind. Es ist von Bedeutung, daß viele der nachfrageseitigen Optionen, die für LCUP zur Verfügung stehen, starke Zeitabhängigkeiten aufweisen, so daß die Auswirkungen dieser Konventionen relativ wichtig sein können. Wir werden eine wichtige Konvention etwas detaillierter beschreiben und andere im Verlauf unserer Diskussionen des Kraftwerkseinsatzes und der nichtstandardmäßigen (zeitabhängigen) Darstellung der Erzeugungseinheiten erwähnen.

Spezifikationen für Zeiten innerhalb eines Jahres werden oft für Lasten eingesetzt, um chronologische Phänomene in die Methode der geordneten Jahresdauerlinie einzuführen. Produktionskostenmodelle berechnen üblicherweise die jährlichen Produktionskosten, aber viele Modelle führen ihre Berechnungen tatsächlich auf einer monatlichen oder saisonalen Grundlage aus und setzen dabei separate Lastdauerkurven ein, so daß der Anwender direkt chronologische (monatliche oder saisonale) Eigenschaften des Systems angeben kann. Ein Beispiel ist die Möglichkeit, saisonale Fluktuationen in der Verfügbarkeit der Wasserkraft oder eingespeister Leistung auszuweisen. PROMOD läßt zusätzlich die Spezifikation separater täglicher oder wöchentlicher Unterperioden zu (Spitzenlast, Lasttäler und Wochenenden), um chronologische Phänomene auf einer noch kleineren Zeitskala zu berücksichtigen (Energy Management Assoc., Inc. 1986).

Seit kurzem gibt es Produktionskostenmodelle, die sich auf zeitliche Lastverläufe stützen. Diese Modelle bieten das Potential einer realistischeren Darstellung des Betriebs eines Stromerzeugungssystems als Jahresdauerlinienmodelle.

Trotzdem ist der Einsatz von Jahresdauerlinienmodellen weiterverbreitet, und der Einsatz chronologischer Modelle beginnt oft mit einer extensiven Kalibrierung und Abgleichung mit den Ergebnissen von Jahresdauerlinienmodellen. Trotz der Fortschritte in der Computertechnologie und der Entwicklung von Algorithmen können die Programme noch eine lange Computerrechenzeit erfordern. Zu den bekannten Modellen, die auf zeitliche Lastverläufe vertrauen, gehören LMSTM (Decision Focus, Inc. 1982), BENCHMARK (Manhire 1982) und POWERSYM und dessen Abkömmlinge (TEAM-UP Office 1981).

Darstellung der Kraftwerkseinheiten. Die Einheitendarstellung bezieht sich auf die Information, die erforderlich ist, um die Produktionseinheiten zu beschreiben. Die Grundinformation beinhaltet die Klassifizierung des Kraftwerks, der Brennstoff, den er einsetzt, seine Brennstoffumwandlungseffizienz (als Wirkungsgrad (heat rate) bezeichnet), Charakteristiken seiner Zuverlässigkeit und Instandhaltungserfordernisse. Die meisten Modelle lassen eine Segmentierung der Kraftwerke in Kapazitätsblöcke mit unterschiedlichen Wirkungs-

graden zu, die separat gut bekannte Anpassung an tatsächliche

Wartungspläne können eine manuelle Spezifikation erforderlich. Aufgrund der Handensein oder Nicht-Einfluß auf die Gesamterstellung stellt die automatisierte

Kraftwerksverpflichtung den Einsatz der Erzeugungseinheiten für jede Einheit der Algorithmen ein

Die Kraftwerksverpflichtung des Kraftwerksbetriebs der Wirtschaft für die Wirtschaft

Große Kraftwerke müssen sie der Betrieb eines Kraftwerks ist ein Nachtbetrieb. Tagsüber die Nacht wohl kostengünstiger diese Situation nicht

Es sind mehrere Produktionskostenmodelle. Diese Bezeichnung des Kraftwerks zugeteilt ohne Berücksichtigung

Ein unkritische führen. Im Grund Logik zur Wirtschaft Kapazitäten in den derungen in d

graden zu, die separat aber sequentiell eingesetzt werden können. Diese Konvention kopiert gut bekannte Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und ermöglicht eine engere Anpassung an tatsächliche Einsatzentscheidungen als eine Einzelblockdarstellung.

Wartungspläne können oft manuell oder automatisch zugewiesen werden. Allgemein ist eine manuelle Spezifikation der Wartungsperioden nur bei Kernkraftwerksblöcken erforderlich. Aufgrund der Größe und relativ geringen variablen Betriebskosten kann das Vorhandensein oder Nichtvorhandensein dieser Kraftwerke im Erzeugungsmix einen großen Einfluß auf die gesamten Produktionskosten haben. Bei den meisten anderen Einheiten stellt die automatische Festlegung der Wartungszeiten im allgemeinen kein Problem dar.

Kraftwerksverpflichtungen. Das Ziel der Produktionskostenmodelle ist der wirtschaftlichste Einsatz der Erzeugungseinheiten bei einem gegebenen Lastniveau. Im Prinzip versuchen die Algorithmen eine Bestimmung der kostengünstigsten Kombination von Erzeugungseinheiten für jede Lastsituation oder Stunde.

Die Kraftwerksverpflichtung ist so konzipiert, daß sie bestimmte Realitäten des Kraftwerksbetriebs der Versorgungsunternehmen widerspiegelt, durch die die relevanten Grenzen für die Wirtschaftlichkeit, über eine einzelne Stunde hinaus erweitert werden müssen.

Große Kraftwerksblöcke können nicht stündlich an- und abgeschaltet werden. Typischerweise müssen sie auf wöchentlicher Basis eingesetzt werden. Aber während zum Beispiel der Betrieb eines solchen Blocks tagsüber wirtschaftlich ist, wenn der Lastbedarf hoch ist, ist ein Nachtbetrieb oft unwirtschaftlich relativ zu anderen verfügbaren, kostengünstigeren Kraftwerken. Trotzdem übersteigen die kumulierten Vorteile des Betriebs während des Tages die Nachteile eines Nachtbetriebs, und so läuft der Block während der Nacht, obwohl kostengünstigere Einheiten zur Verfügung stehen. Eine stündliche Optimierung kann diese Situation nicht erfassen.

Es sind mehrere Ansätze verfügbar, um diese wichtige Betriebseinschränkung in Produktionskostenmodellen zu berücksichtigen. Der einfachste ist die "Muß-Laufen"-Bestimmung. Diese Bezeichnung wird vom Anwender den ersten Kapazitätsblock eines Grundlastkraftwerkes zugeteilt, das die o.a. Kriterien erfüllt. Das Programm setzt dann diesen Geräteanteil ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit in jeder gegebenen Stunde ein.

Ein unkritischer Gebrauch dieses Parameters kann jedoch zu unrealistischen Ergebnissen führen. Im Grunde hat die "Muß-Laufen"-Bestimmung Vorrang vor der programminternen Logik zur wirtschaftlichen Einteilung der Einheiten. Falls die Menge an "Muß-Laufen"-Kapazitäten im Verhältnis zu den zu erfüllenden Lasten groß ist, werden signifikante Änderungen in den Produktionskosten das Ergebnis sein. Besonders wichtig ist es, den Ge-

Modellkonvention
talt gewertet wer-
nen, minderwertig
die für LCUP zur
swirkungen dieser
vention etwas de-
les Kraftwerksein-
Erzeugungseinhei-

ten eingesetzt, um
linie einzuführen.
Produktionskosten,
natlichen oder sai-
so daß der Anwen-
s Systems angeben
Verfügbarkeit der
zusätzlich die Spezi-
pitzenlast, Lasttäler
inneren Zeitskala zu

astverläufe stützen.
des Betriebs eines

itet, und der Einsatz
ng und Abgleichung
hritte in der Compu-
rogramme noch eine
ie auf zeitliche Last-
32), BENCHMARK
-UP Office 1981).

sich auf die Informa-
1. Die Grundinforma-
len er einsetzt, seine
chnet), Charakteristi-
eisten Modelle lassen
chiedlichen Wirkungs-

brauch der "Muß-Laufen"-Bestimmung bei der Bewertung von Kalibrierungsläufen des Programms zu prüfen, weil ein selektiver Gebrauch dieser Eigenschaft einen Kalibrierungslauf zur Folge haben kann, der für andere Zwecke bedeutungslos ist.

Der zweite Mechanismus zur Einschließung bestimmter Einsatzentscheidungen ist ein Verpflichtungsziel. Mit einem Verpflichtungsziel wird das Programm Einheiten bis auf zu einem Zielwert "verpflichten" (üblicherweise ein Prozentsatz, der etwas über den erwarteten Spitzenlasten liegt), aber sie nur auf minimalem Niveau laufen lassen, wenn die Systemlasten niedrig sind. Ein unkritischer Gebrauch dieses Merkmals kann die Ergebnisse stark verzerren. Einige Anbieter liefern jetzt Outputberichte, die die Verpflichtungsentscheidungen des Programms dokumentieren. Es erübrigt sich zu erwähnen, daß diese Berichte ein wertvolles Diagnosehilfsmittel für die Feinabstimmung einer Simulation darstellen.

Nichtstandardgemäße Einheitendarstellung. Standardgemäße Einheitendarstellungen für Produktionskostenmodelle gelten u.U. nicht für zahlreiche der jetzt wichtigen Erzeugungsmöglichkeiten, die einem Versorgungsunternehmen zur Verfügung stehen. Preisgünstiger Zukauf von Leistung, (Pump) Speicherwasserkraftwerke, vom Versorgungsunternehmen durchgeführtes Lastmanagement, Solar- und Windtechnologie fallen alle in diese Kategorie.

Preisgünstige Leistungszukäufe sind oft durch starke Fluktuationen in der Verfügbarkeit im Tagesverlauf charakterisiert. Generell sind große Mengen preiswerter Energie nachts und am Wochenende verfügbar, aber relativ wenig ist unter der Woche erhältlich. Es ist quasi unmöglich, dieses Merkmal in die Standardmethode der Jahresdauerlinien zu integrieren. PROMOD, wie oben bereits dargestellt, kann diese Eigenschaft durch separate Unterperioden-Lastdauerlinien für Wochentage, Wochennächte und Wochenenden nach Monaten berücksichtigen. Auch ELFIN hat diese Möglichkeit. UPLAN bietet einen interessanten Zwitteransatz, in dem eine chronologische Einsatzplanung verwendet wird, um die Menge solcher zusätzlicher Leistung zu bestimmen die übernommen wurde. Diese Menge wird als Lastmodifizierer bei der Produktionskostenberechnung mittels Lastdauerlinie benutzt. Solar- und Windtechnologien können auf diese Art und Weise ebenfalls berücksichtigt werden.

Der Einsatz von (Pump-) Speicher-Wasserkraftwerken ist eng mit den Systemspitzenlastzeiten verbunden. Innerhalb des Jahresdauerlinienformates stellt der Lastmodifizierer die Modellkonvention dar, die diese Vorbedingung widerspiegelt. Im Grunde bewirkt die Konvention, daß eine Scheibe vom oberen Teil der Jahresdauerlinie abgetragen wird, die mit der Spitzenlast beginnt und sich bis zur Kapazität der Speicherkraftwerkseinheit ausdehnt. Dieser Ansatz hat wichtige Auswirkungen auf die vom Programm berechneten mo-

mentanen Grenzkosten wird ebenfalls :

Kalibrierungsproblem dellen eingesetzt wird ist. Produktionskostenverteilung von Wahrfälliger Auswahlen a

Die Kalibrierung zu leichter für Berechnungen sind komplexeres (und typisc

Produktionskosten individuellen Pa vialen Sinn abgleichen einen breiten Bereich, daß eine solch

Aufgrund der Größe der Kapazitäten, eine Übereinstimmung mittlere und kleingung der gesamter Modellspezifische brierung bis auf d ist jedoch auch nicht Ein Beispiel für UPLAN Modells SCE (Southern C

Die kritischste C schließen modell einstimmung als : chen Mustern ist brierung von Engen viele Datenj

mentanen Grenzkosten. Das vom Versorgungsunternehmen durchgeführte Lastmanagement wird ebenfalls auf diese Art dargestellt.

Kalibrierungsprobleme. Die probabilistische Formulierung, die von Produktionskostenmodellen eingesetzt wird bedeutet, daß eine Abgleichung mit gemessenen Daten unmöglich ist. Produktionskostenmodelle berechnen erwartete Werte aus einer zugrundeliegenden Verteilung von Wahrscheinlichkeiten; die aufgezeichnete Geschichte ist nur eine Reihe zufälliger Auswahlen aus dieser Verteilung.

Die Kalibrierung zwischen den Modellen ergibt mehr Sinn. Einfachere Modelle lassen sich leichter für Berechnungen im Rahmen einer integrierten Planung einsetzen, aber die Berechnungen sind bedeutungslos, es sei denn das einfachere Modell wurde gegen eine komplexeres (und typischerweise vorher bereits bestehendes) abgeglichen.

Produktionskostenmodelle enthalten viele justierbare Parameter. Dementsprechend können individuelle Parameter immer so eingestellt werden, daß sie das Modell in einem trivialen Sinn abgleichen. Dagegen bewirkt eine sinnvolle Kalibrierung eine Konsistenz über einen breiten Bereich von Bedingungen. Wir geben drei Indikatoren an, die darauf hindeuten, daß eine solche Konsistenz erreicht wurde.

Aufgrund der Größe von Grundlasteinheiten und ihrer Stellung in der Einsatzhierarchie der Kapazitäten, kann ihre Erzeugung nur als gut abgeglichen eingestuft werden, wenn eine Übereinstimmung von 1-3% erreicht wurde. Für marginale Einheiten, normalerweise mittlere und kleinere Öl- und Gaskraftwerke, bedeutet ein guter Abgleich für die Erzeugung der gesamten Gruppe dieser Einheiten eine ungefähre Übereinstimmung von 5-10%. Modellspezifische Optionen schließen oft einen genaueren Abgleich aus, und eine Kalibrierung bis auf das Niveau der individuellen Einheiten ist normalerweise unmöglich; dies ist jedoch auch nicht nötig, da die Erzeugungskosten für diese Einheiten oft identisch sind. Ein Beispiel für einen solchen Abgleich ist in unserer Diskussion der Kalibrierung des UPLAN Modells für die vom LBL durchgeführte Analyse der vermiedenen Kosten von SCE (Southern California Edison) enthalten (siehe unten).

Die kritischste Größe bei der Kalibrierung ist der Vergleich der Grenzkosten. Wieder schließen modellspezifische Eigenheiten und Optionen üblicherweise eine nähere Übereinstimmung als 5-10% aus. Eine weitgehende Übereinstimmung in monatlichen und täglichen Mustern ist ein wesentlich beruhigenderes Zeichen des Abgleichs. Wie bei der Kalibrierung von Endverbrauchsmodellen gegen die historischen Verkäufe ist ein Abgleich gegen viele Datenjahrgänge ein gutes Zeichen.

Kapazitätserweiterungsmodelle (*generation expansion models*)

Kapazitätserweiterungsmodelle stützen sich auf mathematische Optimierungstechniken, um einen Plan für Zubauten zur Erzeugungskapazität zu erstellen. Um diese Optimierung durchzuführen, müssen sie die Fähigkeit zur Simulation sowohl von Finanzierungs- als auch von Produktionskosten besitzen.

Diese Fähigkeiten können relativ detailliert sein und lassen sich üblicherweise auch unabhängig einsetzen; d.h. ohne überhaupt das Optimierungsmodul einzusetzen. Wir glauben, daß bei diesen Modellen schwerwiegende Einschränkungen bestehen, sie für das Least-Cost Planning einzusetzen. Einerseits steht ihre Relevanz stark in Frage. Die Modelle wurden entwickelt, um die notwendigen Erlöse von Versorgungsunternehmen zu minimieren, nicht die gesamten gesellschaftlichen Kosten. Zusätzlich ist es oft nicht möglich, Maßnahmen der Nachfrageseite sauber in einem Format darzustellen, das zur Auswahl der Optionen der Angebotsseite konzipiert ist. Beide Gesichtspunkte machen die Nützlichkeit dieser Modelle für das LCUP fraglich. Als wichtigster Punkt ist noch zu berücksichtigen, daß letztendlich Menschen die Entscheidung treffen und nicht die Modelle. Computerprogramme können zwar Informationen bereitstellen, die diese Entscheidungen unterstützen, aber sie können die Entscheidungsträger nicht ersetzen.

Selbst wenn diese Optimierungswerkzeuge strikt für die Angebotsseite eingesetzt werden, gibt es Gründe dafür, die Nützlichkeit von Kapazitätserweiterungsmodellen anzuzweifeln. Insbesondere ist es oft kompliziert, die notwendigen Einschränkungen des Planungsproblems auf sinnvolle Art darzustellen. So verfügt z.B. das EGEAS-Modell, das extensive Optimierungsmöglichkeiten bietet, nicht über ein explizites Verfahren, um die begrenzten Möglichkeiten von EVU zu berücksichtigen, sich Kapital für Zubauten zu beschaffen (Caramanis 1982). Stattdessen muß der Anwender die aus kapitalintensiven Versorgungsoptionen verfügbare Kapazität künstlich beschränken. Zu oft erfordert eine Spezifikation der relevanten Einschränkungen eine Vorabfestlegung der Antwort. In diesem Fall liefert die Optimierung keinerlei neue Einsichten für das Problem, und ihr Grenznutzen muß genau geprüft werden.

Spezialisierte Endeinsatzmodelle

Spezialisierte Endeinsatzmodelle sind oft erforderlich, um die Details und Informationen zu ergänzen, die in einem Prognosemodell für Endenergieverbrauch und Lastverlauf ver-

füßbar sind. Zum Beispiel werden eingesetzt werden Technologie, von Analyse erforderlich Verlagerung der V Lastverlaufsmodell

In beiden Fällen sind wichtige Inputs, die müssen diese Deta

In diesem Unterat umfangreiche Klau von Gebäuden un Tarifgestaltung im

Simulationsmodelle Programmen im (einer Änderung (Computermodell den zu bewerten Bewertung des t hinreichend exakt teristika vorhand

Innerhalb dieser zwei Prinzipien. problems. Diese demzufolge der z.B. TRAKLO/ auf eine dynam zierte Lösung. analysis program entwickelt wur konzipiert, jed

Die Angemess der Art des ei cherweise ang masse, wo die

füßbar sind. Zum Beispiel kann ein Simulationsmodell für die Energiebilanz von Gebäuden eingesetzt werden, um Informationen über Lastverlaufsauswirkungen einer innovativen Technologie, wie z.B. Wärmespeicherung, zu erhalten. Ähnlich kann eine separate Analyse erforderlich sein, um die Auswirkungen eines Lastmanagementprogramms zur Verlagerung der Warmwasserbereitung in die Schwachlastzeiten für die Eingabe in ein Lastverlaufsmodell zu ermitteln.

In beiden Fällen sind präzise Charakterisierungen dieser Maßnahmen der Nachfrageseite wichtige Inputs, die im allgemeinen nicht im Prognosemodell enthalten sind. Demzufolge müssen diese Details durch zusätzliche Programme bereitgestellt werden.

In diesem Unterabschnitt führen wir zwei Hauptklassen spezialisierter Modelle ein: 1) die umfangreiche Klasse der Modelle zur Analyse der Energiebilanz von Gebäuden und 2) EPRIs Modell zur Auswertung der Reaktionen auf eine zeitvariable Tarifgestaltung im Haushaltssektoren.

Simulationsmodelle für die Energiebilanz von Gebäuden. Der Erfolg von nachfrageseitigen Programmen im Gewerbe- und Haushaltsbereich hängt größtenteils von den Möglichkeiten einer Änderung der Niveaus und Muster des Energieverbrauchs in Gebäuden ab. Viele Computermodelle wurden speziell entwickelt, um diese Potentiale in individuellen Gebäuden zu bewerten. Im allgemeinen sind diese Modelle ingenieurtechnische Hilfsmittel zur Bewertung des thermodynamischen Verhaltens von Gebäuden, vorausgesetzt, daß eine hinreichend exakte Beschreibung ihrer physikalischen Eigenschaften und Betriebscharakteristika vorhanden ist.

Innerhalb dieses ingenieurtechnischen Ansatzes folgen die meisten Modelle einem von zwei Prinzipien. Das erste stützt sich auf eine "statische" Formulierung des Modellierungsproblems. Diese Annahme vereinfacht eine Berechnung der Energiebilanz deutlich und ist demzufolge der Ansatz, der von den meisten PC-gestützten Modellen benutzt wird, wie z.B. TRAKLOAD (Morgan Systems Corporation 1987). Der zweite Modelltyp stützt sich auf eine dynamische Formulierung der Wärmeleitungsgleichung und benutzt eine komplizierte Lösung. Das am besten bekannte dieser Modelle ist das DOE-2 (building energy analysis program), das von den Lawrence Berkeley und Los Alamos National Laboratories entwickelt wurde (LBL 1985). Dieses Programm wurde für einen Mainframe Computer konzipiert, jedoch von privaten Unternehmen für PCs umgeschrieben.

Die Angemessenheit eines Modells für den Einsatz bei LCUP-Auswertungen hängt von der Art des eingesetzten Programms der Nachfrageseite ab. Statische Modelle sind üblicherweise angemessen für eine Auswertung von Wohngebäuden mit geringer Gebäudemasse, wo die täglichen Fluktuationen der Benutzung nicht besonders deutlich sind (z.B.

nierungstechniken, diese Optimierung Finanzierungs- als

erweise auch unab-
tzen. Wir glauben,
sie für das Least-
rage. Die Modelle
ehmen zu minimie-
nicht möglich, Maß-
r Auswahl der Op-
en die Nützlichkeit
zu berücksichtigen,
nelle. Computerpro-
ungen unterstützen,

: eingesetzt werden,
ellen anzuzweifeln.
n des Planungspro-
odell, das extensive
, um die begrenzten
uten zu beschaffen
nsiven Versorgungs-
t eine Spezifikation
n diesem Fall liefert
renznutzen muß ge-

s und Informationen
und Lastverlauf ver-

Einfamilienhäuser, Holz-Leichtbauweise, ohne Nachabsenkung der Temperatur). Der Bau und der Betrieb großer kommerziell genutzter Gebäude erfordert andererseits den Einsatz eines detaillierteren Modellansatzes. Generell sind "statische" Modelle nicht geeignet, um die Lastverlaufsauswirkungen von Modifikationen der thermischen Eigenschaften von Gebäuden zu bewerten.

Die beschriebenen Modelle wurden für Architekten und Techniker entwickelt, um ihre Planungen vor dem Bau zu bewerten. Zu diesem Zweck ist die Vorabspezifikation von Nutzungsgewohnheiten und Betriebssteuerung sowohl notwendig als auch angebracht. Seit kurzem gibt es jedoch eine neue Klasse von Modellen, die von einem aufgezeichneten Energieverbrauch ausgehen und statistisch ein Modell dieses Energieverbrauches zu entwickeln versuchen. Bei diesen Modellen ist das tatsächliche Betriebsverhalten der Gebäude implizit anstatt vorab festgelegt. Diese Modelle sind speziell konzipiert, um das Verhalten von Gebäuden, so wie sie tatsächlich gebaut und genutzt werden, zu modellieren und sind besonders gut anwendbar für die Berechnung tatsächlich gemessener statt prognostizierter Energieeinsparungen. Das bekannteste dieser Modelle ist die Princeton Scorekeeping Method (PRISM) (Fels 1986). Inzwischen wurde das Modell erfolgreich für die Auswertung der Wirkungen von Einsparprogrammen im Haushaltssektor auf den Energieverbrauch (jedoch nicht auf den Lastverlauf) eingesetzt.

EPRI's RETOU. Innovative Tarifkonzeptionen spielen beim LCUP eine bedeutende Rolle. Besonders wichtig bei diesen sind die zeitvariablen Tarife, die saisonale und tageszeitliche Schwankungen in den Kosten der Stromproduktion auf die Kunden übertragen. Die analytische Herausforderung bei der Bewertung von Tarifmodellen ist die Bestimmung einer zeitdifferenzierten Preiselastizität der Nachfrage.

In den siebziger Jahren gab es viele Forschungsprogramme, die die Auswirkungen solcher Tarife maßen. EPRI's RETOU Programm verkörpert die Ergebnisse einiger dieser Untersuchungen in einem Programm, das eingesetzt werden kann, um die Auswirkungen zeitvariabler Tarife auf den Strombedarf im Haushaltssektor zu bewerten (Laurits R. Christensen Assoc., Inc. 1984).

Die Nevada Power Appliance Case Study

Um die Schwierigkeiten zu illustrieren, die beim Ansatz der Verknüpfung von Teilmodellen entstehen, wollen wir eine von LBLs fünf Fallstudien zu den Auswirkungen von Effizienzstandards für Haushaltsgeräte darstellen.⁴ Die Fallstudie für die Nevada Power Company (NPC) ist der bisher weitestgehende Versuch von LBL, den Modellverknüpfungsan-

satz einzusetzen (E von vier unterschi (McMahon 1986), c Levine 1984) und de Group 1985) und d VI-1 illustriert diese

Abb. VI-1.

Das residential e schlüsselte techni schaftliche Antrie Anwendungsbere ist dem REEP Ursprung in der hat (Hirst 1978 Verbrauch wie a Das Modell w

satz einzusetzen (Eto *et al.* 1988, Eto *et al.* 1986). Die Studie basiert auf der Verknüpfung von vier unterschiedlichen Computermodellen: dem LBL-residential energy model (McMahon 1986), dem LBL residential hourly and peak demand model (Ruderman und Levine 1984) und dem DOE-2 building energy analysis model (Building Energy Simulation Group 1985) und dem TELPLAN production cost simulation model (TERA 1982). Abb. VI-1 illustriert diese Modelle sowie den Hauptdatenfluß zwischen ihnen.

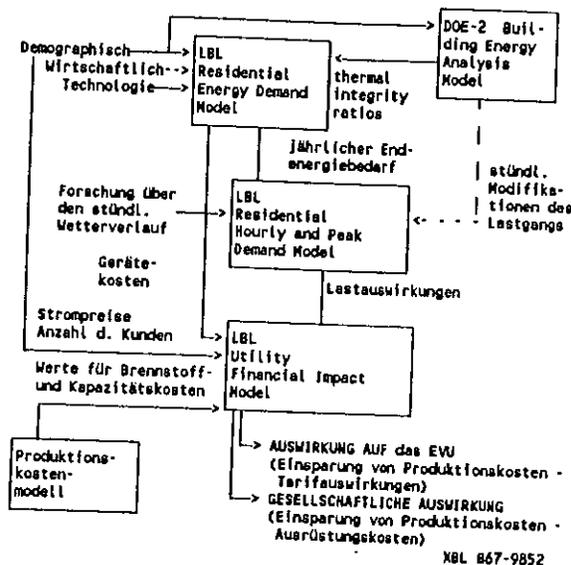


Abb. VI-1. Übersicht über das Bewertungsverfahren des LBL zur Analyse (der Auswirkungen) von Haushaltsgerätstandards auf die Nevada Power Company. Quelle: Eto, *et al.* 1988.

Das residential energy model von LBL (REM) ist eine nach Anwendungsbereichen aufgeschlüsselte technisch/wirtschaftliche Simulation, die technische, demographische und wirtschaftliche Antriebskräfte zur Prognose des Energieverbrauches von drei Haustypen, zehn Anwendungsbereichen und drei Endenergieformen für bis zu 20 Jahre prognostiziert. Es ist dem REEPS-Modell des EPRI ähnlich, welches mit REM einen gemeinsamen Ursprung in der Arbeit im Oak Ridge National Laboratory in den späten siebziger Jahren hat (Hirst 1978). Der Energieverbrauch ist eine Funktion sowohl von kurzfristigem Verbrauch wie auch langfristigen Entscheidungen bei der Erneuerung des Gerätebestands. Das Modell wurde ursprünglich zur Vorhersage bundesweiter Auswirkungen von

Effizienzstandards für Haushaltsgeräte entwickelt, wurde aber so angepaßt, daß es Versorgungsgebiete einzelner EVU modellieren kann. Die Herausforderung beim Einsatz dieses Modells auf lokaler Ebene liegt in der Überarbeitung der Inputs, damit sie die lokalen Gegebenheiten reflektieren. Wo lokale Daten unvollständig waren, wurden bei dieser Fallstudie bundesdurchschnittliche Standardwerte eingesetzt.

Das DOE-2 building energy analysis model wurde benutzt, um unvollständige örtliche Daten über den Wärmeenergiebedarf von Wohngebäuden im Versorgungsgebiet der NPC zu vervollständigen.

Zum Beispiel verfügte NPC über Daten zum durchschnittlichen Wärmeenergiebedarf des Gebäudebestands, nicht jedoch für neue Wohngebäude, was für das residential energy model von LBL erforderlich ist. DOE-2 Durchläufe sowohl für ein typisches als auch für ein neues Wohnhaus wurden benutzt, um die Durchschnittszahl von NPC zu skalieren und so den Bedarf eines neuen Hauses zu schätzen.

Das residential hourly and peak demand model von LBL (RHPD) übersetzt den Jahres-Energieverbrauch in stündliche Werte auf der Basis empirischer Lastforschung und lokaler Wetterdaten. RHPD ist dem HELM-Modell von EPRI ähnlich, aber auf Lasten des Haushaltssektors beschränkt. Diese Lastganglinien sind das Bindeglied für eine konsistente Behandlung von Interventionen auf der Nachfrageseite und Reaktionen auf der Angebotsseite. Darüber hinaus ermöglicht der Einsatz dieses Modells eine höchst detaillierte Kalibrierung. Wir benutzten diese Ergebnisse, um die Energieprognosen sowohl auf monatlichem als auch auf stündlichem Niveau abzugleichen. Abb. VI-2 ist ein Beispiel der vom LBL vorgenommenen Kalibrierung für einen Sommerspitzentag.

Die Produktionskostenvorteile wurden anhand des Produktionskostenmodells TELPLAN kalkuliert, das TERA für EPRI entwickelte. Für diese Studie untersuchten wir sowohl eine kurzfristige als auch eine langfristige Reaktion der Versorgungsseite auf die nachfrageseitige Intervention. Sogar ein kleines System wie NPC erfordert große Datenmengen, um sein Versorgungssystem zu beschreiben. Unsere Quellen waren die NPC-Versorgungspläne und PROMOD-Läufe, die zur Unterstützung dieser Pläne eingereicht wurden.

Die Modelle REM, DOE-2, RHPD und TELPLAN wurden eingesetzt, um die Kosten und Nutzen von Effizienzstandards sowohl aus der gesellschaftlichen Perspektive wie aus der des VU zu berechnen. Die Auswertungsmethode bestand aus einer Analyse der Auswirkungen auf die notwendigen Erlöse des Versorgungsunternehmens und die gesellschaftlichen Kosten mit und ohne Auferlegung von Standards. Diese Standards wurden so modelliert, daß die Algorithmen des LBL residential energy model für die Auswahl von Ausrüstungen auf die Auswahl solcher Geräte beschränkt wurden, die mindestens die in den

Standards festge-
sichtigte Energi-
e auch aus Reduk

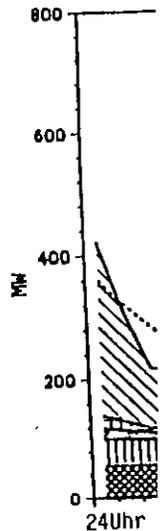


Abb. VI-2.

Wir beschrei-
tät des Mode

Bei der NPC
Gerätestand
Rückstellung
stems berec-
taillierter in
schrieben.

Um die Pa
Produktion:
rechnet, die

Standards festgelegte Mindesteffizienz aufwiesen. Die Auswertung der Standards berücksichtigte Energieeinsparungen, die sowohl aus den effizienteren Geräten resultierten, wie auch aus Reduktionen der Geräteverkäufe, da effiziente Geräte kostspieliger sind.

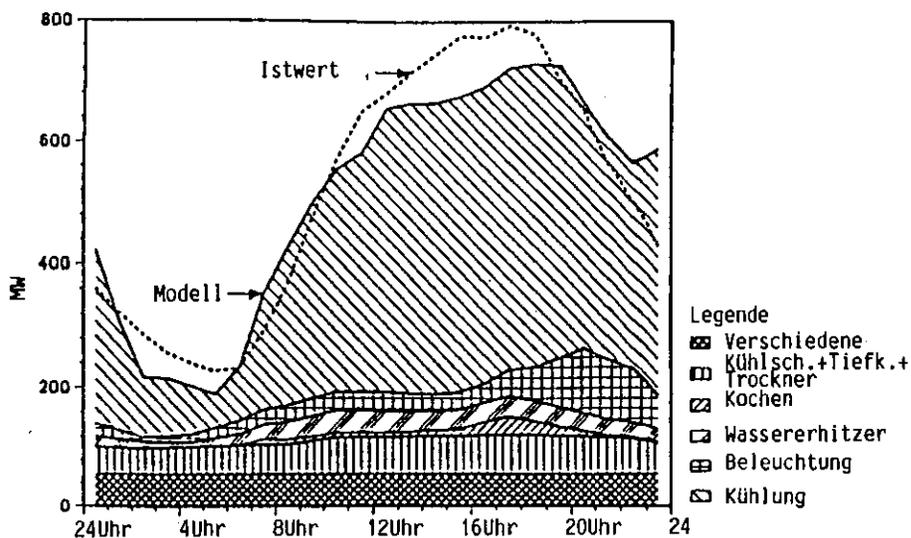


Abb. VI-2. Abschließende Kalibrierung des LBL residential hourly and and peak demand model gegen aufgezeichnete Lasten für Haushaltsklassen der Nevada Power Company, Spitzenlasttag im Sommer. Quelle: Eto *et al.* 1988.

Wir beschreiben nun mehrere Aspekte unserer Analyse und Bewertung, die die Komplexität des Modellkoppelungsansatzes für LCUP illustrieren.

Bei der NPC-Fallstudie bestanden die langfristigen Produktionskosteneinsparungen durch Gerätestandards in der Zurückstellung von zukünftigen Kapazitätserweiterungen. Der Rückstellungszeitraum wurde manuell durch iterative Simulationen des Versorgungssystems berechnet. Dieses Verfahren, das als fuel savings approach bezeichnet wird, wird detaillierter in unserer Diskussion der Definition und Bestimmung vermiedener Kosten beschrieben.

Um die Parametervariation für unterschiedliche Standards zu vereinfachen, wurden die Produktionskostenvorteile nicht durch direkte Simulation von Lastverlaufsänderungen berechnet, die aufgrund von individuellen Gerätestandards entstehen. Stattdessen wurden die

Produktionskostenvorteile mittels vorgegebener Lastverlaufsänderungen bestimmt, die im Umfang etwa denen entsprechen, die als Ergebnis von Standards prognostiziert werden.

Dieser vorgegebene Nutzen wurde dann als eine Reihe von "Pseudotarifen" für Energie und Leistung (\$/kWh und \$/kW) ausgedrückt, die auf die Lastverlaufsveränderungen durch einen spezifischen Satz von Gerätestandards angewandt wurden. Dieser Ansatz ist analog zu Angeboten der Versorgungsunternehmen, Strom von Einspeisern zu standardisierten gleichen Preisen zu erwerben. Wir waren so in der Lage, unterschiedliche Kombinationen von Standards schnell zu bewerten, ohne für jeden Standard eine neu optimierte Reaktion der Versorgungsseite zu benötigen.

Die Entscheidung zum Einsatz vorgegebener Lastverlaufsveränderungen als Basis für Produktionskosteneinsparungen zwang unsere Forscher, Bewertungsregeln für die Lastgangsänderungen aufgrund von Gerätestandards zu entwickeln. Die erste bestand darin, Systemverlustfaktoren einzusetzen, um den Wert der Energieeinsparungen, die auf Endverbraucherebene geschätzt wurden, zu erhöhen, so daß sie als vermiedene Erzeugungskosten an der Sammelschiene gemessen werden konnten. Die zweite beinhaltete die Bestimmung der Kapazitätswirkungen der Lastverlaufsveränderungen. Diese Bestimmung basierte auf der Auswertung sowohl der Gleichzeitigkeit der Lasten von Haushaltsklassen und NPC-Gesamtsystemlasten, als auch des Betriebs der Spitzenlastkraftwerke im Erzeugungssystem von NPC. Die Auswertung führte zu dem Ergebnis, daß die durchschnittlichen Lastverlaufsänderungen für die fünfhundert Stunden der höchsten Last der Haushaltsklassen ein angemessenes Maß für die Kapazitätswirkungen seien. Zu diesem Wert wurde eine Guttschrift für Reservekapazität von zwanzig Prozent addiert, um die Planungskriterien von NPC hinsichtlich der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems zu reflektieren.

Integrierte Planungsmodelle

In der letzten Zeit wurde eine neue Klasse integrierter Least-Cost Planning Modelle entwickelt. Diese Modelle beinhalten wichtige Elemente, die für eine umfassende Behandlung von Maßnahmen der Nachfrage- und der Angebotsseite notwendig sind, was sie von den Verfahren für die Vorauswahl (screening tools), die im nachfolgenden Abschnitt beschrieben werden, unterscheidet. Andere Ressourcenplaner bezeichnen integrierte Modelle vielleicht als screening tools, weil sie weniger detailliert sind als die state-of-the-art-Modelle (Einzelmodelle nach dem neuesten technischen Wissenstand), die durch integrierte Modelle ersetzt werden können.

Beispiele sind I (1986), die im F

Der große Vo: Analyseaspekte finden sind. B Kompatibilität tegrierten Plan tet und dem A det zwischen t den Auswirku

Wir benutzen wahl zu unte großem Deta stündlich auf von einem g meistens auc wirkungen d dellen zu ein unabhängige screening to

Die Vorteile sten eines N Technisch g verlust. Tro bar, und Ei Modelle er Abgleichun zierungsmc werden). In Modellerg

Verschiede Planungs: ausforderu Abschnitt unterdrüc

Beispiele sind LMSTM (Decision Focus, Inc. 1982) und UPLAN (Lotus Consulting Group 1986), die im Folgenden vorgestellt werden.

Der große Vorteil diese Modelle liegt darin, daß sie innerhalb einer einzigen Software Analyseaspekte abhandeln, die üblicherweise in komplexeren, detaillierteren Modellen zu finden sind. Beim Modellverknüpfungsansatz liegt die Hauptherausforderung darin, die Kompatibilität der Daten über die unabhängigen Modelle hinweg zu gewährleisten. Bei integrierten Planungsmodellen werden die Hauptverknüpfungen in die Simulation eingebettet und dem Anwender transparent gemacht. Die bedeutendste dieser Verknüpfungen findet zwischen der Spezifikation der Lasten auf der Nachfrageseite und den daraus folgenden Auswirkungen auf Produktionskosten statt.

Wir benutzen zwei Kriterien, um integrierte Planungsmodelle von Verfahren zur Voraussicht zu unterscheiden. Zuerst erlauben diese Modelle dem Anwender üblicherweise in großem Detail festzulegen, wie die Bedarfsstruktur aussieht. Die Modelle akzeptieren stündlich aufgelöste Lastverläufe, die individuell aggregiert und kombiniert oder einfach von einem gesamten Systemlastverlauf subtrahiert werden können. Zweitens bieten sie meistens auch die Möglichkeit für eine dynamische Simulation der Produktionskostenauswirkungen dieser Lastverläufe. Diese Eigenschaften verhelfen integrierten Planungsmodellen zu einer attraktiven Mittelposition zwischen der zeitaufwendigen Verknüpfung von unabhängigen, detaillierten Modellen und den großen Opfern im Detail, die einfachere screening tools erforderlich machen.

Die Vorteile der Integration können jedoch durch die technischen und institutionellen Kosten eines Modellansatzes, der zwischen diesen beiden Extremen liegt, gefährdet werden. Technisch gesehen bewirkt die Integration bei jedem Analyseschritt einen gewissen Detailverlust. Trotz der Erfordernis substantieller Daten sind Vereinfachungen oft unvermeidbar, und Ergebnisse werden immer anhand derjenigen beurteilt, die durch detailliertere Modelle erzielt werden. Deshalb erfordern vorhandene Modelle oft eine umfangreiche Abgleichung und Kalibrierung (typischerweise mit den Produktionskosten- und den Finanzierungsmodellen, die von den Erzeugungs- und Finanzplanungsabteilungen eingesetzt werden). Institutionell gesehen, sind diese Anstrengungen zur Kalibrierung essentiell, um Modellergebnisse glaubwürdig zu machen.

Verschiedene methodologische Gesichtspunkte müssen bei der Beurteilung integrierter Planungsansätze bewertet werden. Wir führen mehrere davon bei der Diskussion der Herausforderungen für die einfacheren screening tools vor, aber konzentrieren uns in diesem Abschnitt direkt auf sie, weil sie bei einem unkritischen Einsatz integrierter Modelle oft unterdrückt werden.

Der erste Gesichtspunkt spricht die konsistente und sinnvolle Behandlung von nachfrageseitigen Programmen bei der Bestimmung der Lastverlaufsauswirkungen auf Systemebene an. Oft werden Programme der Nachfrageseite als Lastreduktionen eines Systemlastverlaufs dargestellt. Dieses Verfahren kann jedoch Lastesparungen aus sukzessiven, trotzdem stark miteinander wechselwirkende nachfrageseitige Maßnahmen doppelt zählen. Ein Hauptvorteil der eigenständigen Endverbrauchs-Prognosemodelle ist ihre Fähigkeit, Maßnahmen auf der Nachfrageseite - im Prinzip - konsistent zu behandeln.

Ein zweiter Gesichtspunkt bei der Bewertung eines integrierten Modells betrifft die Fähigkeit des Modells, Lastverlaufsauswirkungen nachfrageseitiger Maßnahmen sehr einfach darzustellen. Diese Fähigkeit übersteigt oft die Daten, die verfügbar sind, um diese Maßnahmen sinnvoll darzustellen. Viele integrierte Planungsmodelle bieten hochentwickelte Möglichkeiten zur Einbeziehung und Modifikation von Lastverläufen an. Ohne zuverlässige Daten über die Leistungsfähigkeit von Maßnahmen der Nachfrageseite ist ein Gebrauch dieser Möglichkeiten schwierig.

Der dritte Gesichtspunkt für die Bewertung eines integrierten Modells ist die Behandlung von Maßnahmen der Nachfrageseite bei Entscheidungen in der Kapazitätsplanung. Der eingeschränktere Gesichtspunkt für integrierte Planungsmodelle ist, daß Entscheidungen über eine Kapazitätserweiterung normalerweise vom Anwender spezifiziert werden müssen. Obwohl die richtige Behandlung von nachfrageseitigen Maßnahmen mit geringen Lastverlaufsauswirkungen gewährleistet sein kann, erfordert ein seriöses Least-Cost Planning die Berücksichtigung umfangreicher Auswirkungen nachfrageseitiger Programme, die Kraftwerksbauten verschieben oder ersetzen. Typischerweise muß der Anwender diese notwendigen Modifikationen eines Ausgangsplans zur Kapazitätserweiterung per Hand anwenden; das Programm wird einen vorgegebenen Versorgungsplan nicht automatisch ändern.

Der vierte Gesichtspunkt für integrierte Modelle behandelt die Auswirkungen von Änderungen auf der Nachfrageseite auf die Stromtarife und die Auswirkungen dieser Tarife auf den zukünftigen Strombedarf. Die Auswirkungen von Programmen der Nachfrageseite auf Tarife (und Finanzen) der Versorgungsunternehmen werden allgemein sehr vereinfachend behandelt. Einerseits ist eine Prognose der Tarifbildung wegen der Notwendigkeit, die zukünftigen Verhältnisse der Versorgungskosten zwischen allen Kundenklassen untereinander vorherzusagen problematisch, wie auch aufgrund eines inhärent vorhersagbaren regulativen Prozesses. Andererseits ist eine gewisse Prognose zukünftiger Tarifniveaus und -strukturen entscheidend für die Prognose des zukünftigen Strombedarfs. Im allgemeinen ermöglichen die meisten integrierten Modelle trotz großer vorhandener Details zur Spezifikation von Systemlasten keine anspruchsvolle Behandlung der Faktoren, die diese Lasten beeinflussen (wie z.B. zeitlich differenzierte Strompreise, Einkommen, demographische

Veränderungen usw. Prognosemodell umgesetzt werden.

Least-Cost Utility Pl

1987 benutzte LBI Planning Studie für Kahn *et al.* 1987b Schwierigkeiten an und die Gründe, w

Es war das Ziel (Seite zu messen: F Marktdurchdringung Conditioner und ')

Die Studie verließ Testing Mod ein Modell für die Nachfrageseite, für die Kalkulation und Tarife des anspruchsvollen M weiterungsplan das Tarifbildung

Beim Einsatz d des Produktion hauseigenem M als es auf star neues Pumpsp nale Kostensch der Systemgre Stadtwerken, c stantiiellen An

Veränderungen usw.). Typischerweise müssen diese Einflüsse in einem detaillierten Energieprognosemodell berücksichtigt und in Lastverläufe für die integrierten Planungsmodelle umgesetzt werden.

Least-Cost Utility Planning-Studie (PG&E) mit LMSTM

1987 benutzte LBL ein integriertes Planungsmodell, um eine eingeschränkte Least-Cost Planning Studie für die Pacific Gas and Electric Company (PG&E) (Comnes *et al.* 1988, Kahn *et al.* 1987b und 1987c) durchzuführen. Diese Studie zeigt einige der praktischen Schwierigkeiten auf, die bei der Einführung neuer integrierter Planungsmodelle anfallen, und die Gründe, warum ihre Übernahme wahrscheinlich noch etwas Zeit benötigen wird.

Es war das Ziel dieser Studie, hypothetische, groß angelegte Programme der Nachfrageseite zu messen: Es handelte sich um ein Wärmespeicherprogramm mit projektierte hoher Marktdurchdringung im Gewerbesektor und um einen Mindesteffizienz-Standard für Air Conditioner und Wärmepumpen in Haushaltssektor.

Die Studie verließ sich auf ein integriertes Planungsmodell, das Load Management Strategies Testing Model (LMSTM), entwickelt von der Decision Focus, Inc. (1982). LMSTM ist ein Modell für einen Mainframe Computer. Es bietet eine extrem flexible Darstellung der Nachfrageseite, einen einzigartigen Algorithmus für den zeitlichen Einsatz der Kapazitäten für die Kalkulation der Produktionskosten und eine vereinfachte Behandlung der Finanzen und Tarife des Versorgungsunternehmens. LMSTM verfügt jedoch nicht über einen anspruchsvollen Mechanismus zum Steuern von Lastverlaufsänderungen, der Kapazitätserweiterungsplan ist festgelegt, und wie bei den meisten integrierten Planungsmodellen ist das Tarifbildungsverfahren grob.

Beim Einsatz des Modells lag die größte Herausforderung an das LBL in der Abgleichung des Produktionskostensimulationsmoduls in LMSTM gegen die Ergebnisse von PG&Es hauseigenem Modell GRASS. Das Erzeugungssystem von PG&E ist insofern einzigartig, als es auf starke Anteile von Wasserkraft, Stromimporte aus anderen Staaten und ein neues Pumpspeicherkraftwerk baut. Diese Umstände bewirken große tägliche und saisonale Kostenschwankungen. Zusätzlich entstehen bedeutende Probleme mit der Definition der Systemgrenzen aufgrund der Überlappung des PG&E-Systems mit Systemen von Stadtwerken, deren Erzeugungseinrichtungen oft durch PG&E eingesetzt werden. Die substantiellen Anstrengungen, die für die Anfangsphase des Projektes erforderlich waren, re-

sultierten in einem separaten Bericht, der ebenfalls wertvolle, weit anwendbare Ratschläge zu Kalibrierungsproblemen für Produktionskostenmodelle enthält (Kahn 1987b).

Um die Auswirkungen der nachfrageseitigen Programme zu modellieren, umgingen unsere Forscher die groben Lastverlaufsmodifikationseinrichtungen in LMSTM und berechneten die Lastverlaufsänderungen extern. Um die Lastverlaufsveränderungen für die Wärmespeicherung im kommerziellen Sektor zu bestimmen, wurden die Ergebnisse von Simulationen der Gebäudeenergiebilanzen mit vorab festgelegten Durchdringungsraten skaliert. Zur Bestimmung der Lastverlaufsänderungen für den Geräteeffizienzstandard im Haushaltsbereich, wurde ein Endenergieverbrauchs- und Lastverlaufsprognosemodell, das LBL Residential Energy Model (McMahon 1986) benutzt, um die Marktdurchdringungsraten zu berechnen. Die Ergebnisse wurden dann ins LMSTM eingesetzt.

LMSTM stützt sich auf einen anwender-definierten Erzeugungsexpansionsplan, um seine Berechnungen von Produktionskosten und EVU-Finzen durchzuführen. Um die Auswirkungen eines in großem Maßstab angelegten Programms der Nachfrageseite auf zukünftige Produktionskosten und Finanzen umzulegen, mußten die Forscher das Timing eines zukünftigen Kapazitätszubaues manuell ändern.

Schätzung vermiedener Kosten für SCE mit UPLAN

Als Teil einer umfangreicheren Studie von Auktionen zum Zukauf eingespeisten Stroms untersuchte LBL vermiedene Kosten im Versorgungsgebiet der Southern California Edison Company (SCE) mit Hilfe eines integrierten Planungsmodells (Rothkopf *et al.* 1985). Die Studie sollte die vermiedenen Erzeugungskosten festlegen, die mit der Einführung von großen Blöcken eingespeister Leistung verbunden sind. Die eingesetzten Methoden stellen eine nützliche Illustration der Verfahren zur Bestimmung vermiedener Kosten (in Abschnitt V beschrieben) unter Einsatz eines integrierten Planungs- oder Produktionskostenmodells dar.

Die Studie der vermiedenen Kosten fußte auf den Produktionskostenalgorithmen eines integrierten Planungsmodells, das von der Lotus Consulting Group entwickelt wurde und UPLAN (1986) heißt. UPLAN läuft auf einem Personal Computer und wird über menügesteuerte Bildschirmanzeigen ausgeführt. Seine Darstellung der Nachfrageseite ist etwas flexibler als die von LMSTM. Zusätzlich zum rechnerischen Aufbau von Lasten, kann UPLAN Lastverläufe visuell darstellen und diese auf dem Bildschirm über einen on-line Editor manipulieren. UPLAN verfügt zusätzlich über einen hochentwickelten Produk-

tionskostenalgorithmen und der J: Kalkulationen und doch für die LB

Unsere Hauptaufgaben Produktivität zusammen. Die E und Mojave wirsistente Behandlung allgemeinen werden die durch qualifizierte Authority Übereinstimmung Stromspeicherung.

In der LBL-Studie und Spitze (ECON PNW,

Das kalibriert genutzt. Zuerst Erweiterungen um festzulegen sind, Verfahren wie beschrieben (der Betriebszahlungen und Grenzkostenlich eingespeist

Vom Standpunkt und Greif kann z.B. den Anwendungen nützlich sein.

tionskostenalgorithmus, der eine Mischung aus dem Verfahren der chronologischen Lastkurve und der Jahresdauerlinie darstellt. UPLAN bietet auch etwas detaillierte finanzielle Kalkulationen und eine optimale Kapazitätserweiterungsoption; diese Optionen waren jedoch für die LBL-Studie nicht relevant.

Unsere Hauptaufgabe lag in der Kalibrierung des Modells gegen die Outputs des SCE-eigenen Produktionskostenmodells. Tabelle VI-1 faßt die Ergebnisse der Abgleichung zusammen. Die Erzeugung aus Grundlastressourcen, wie Palo Verde, San Onofre, Navaho und Mojave wird in sämtlichen Simulationen übereinstimmen, vorausgesetzt daß eine konsistente Behandlung der Kraftwerkseinstufung und der Brennstoffpreise gegeben ist. Im allgemeinen werden Inputannahmen auch angepaßt, um die Erzeugung zu gewährleisten, die durch qualifying facilities (QFs) Kohle, Wasserkraft, Zukäufe von der Bonneville Power Authority und andere verschiedenen Kategorien erbracht wird. Das Erreichen einer Übereinstimmung bei der Erzeugung aus Ressourcen der Mittel- und Spitzenlast (für die Stromeinspeisung im Rahmen von PURPA) ist ein wichtigerer Indikator der Modellabgleichung.

In der LBL-Studie zeigte das Modell eine gute Übereinstimmung für Ressourcen der Mittel- und Spitzenlast, außer bei den Niveaus der einzelnen kostengünstigen Zukaufsquellen (ECON PNW/SW).

Das kalibrierte Modell wurde zur Berechnung zweier unterschiedlicher Grenzkosten benutzt. Zuerst wurde das Timing und der Umfang aufschiebbarer zukünftiger Ressourcen-erweiterungen festgestellt. Dieses Kalkulationsverfahren erforderte iterative Simulationen um festzulegen, wann die Betriebskostenvorteile, die mit dem Zubau der Ressource verbunden sind, gerade einem Maß der Kapitalkosten des Kraftwerks entsprechen. Dieses Verfahren wird detaillierter in unserer Besprechung der Kalkulation vermiedener Kosten beschrieben (Abschnitt V). Die Forscher fanden heraus, daß eine wichtige Komponente der Betriebskostenvorteile eines solchen Zubaus in der nachfolgenden Reduktion der Zahlungen vermiedener Kosten an andere QFs lag. Die Zahlungen sind an die Brennstoff-Grenzkosten gebunden. Die zweite berechnete Grenzkostengröße maß den Wert zusätzlich eingespeister Erzeugung über die der zurückgestellten Anlage hinaus.

Vom Standpunkt einer integrierten LCUP-Evaluierung sollte man jedoch die Möglichkeiten und Grenzen eines Modells im Auge behalten. Der höchst flexible Lastverlaufseditor kann z.B. dem Anwender zu viel Freiheit bei der Spezifizierung der Lastverlaufsauswirkungen nachfrageseitiger Maßnahmen lassen. Das heißt, das Programm erleichtert die Anwendung von Lastverlaufsänderungen, aber es bietet keine Anweisungen zu deren Verünftigkeit. Ohne umfangreiche Gegenprüfungen der erwarteten Lastverlaufsänderungen

nwendbare Ratschläge (Jahn 1987b).

ren, umgingen unsere ATM und berechneten ngen für die Wärme- ergebnisse von Simula- tionsraten skaliert. Standard im Haus- nsemodell, das LBL- dringungsraten zu

nsionsplan, um seine ren. Um die Auswir- geseite auf zukünftige das Timing eines zu-

ingespeisten Stroms hern California Edi- othkopf *et al.* 1985). der Einführung von en Methoden stellen ner Kosten (in Ab- der Produktionsko-

gorithmen eines in- twickelt wurde und l wird über menüge- frageseite ist etwas von Lasten, kann über einen on-line twickelten Produk-

von Maßnahmen der Nachfrageseite mit gemessenen oder anderen Daten könnte ein unkritischer Gebrauch dieser Programmfähigkeiten irreführende Resultate bewirken.

Tabelle VI-1. Endgültige Abgleichungsergebnisse der LBL-Analyse der vermiedenen Kosten der Southern California Edison. Quelle: Rothkopf, *et al.* 1985.

BEWERTUNGSERGEBNISSE - 1995 in GWh

	PROMOD	UPLAN
PV/SONGS	14.563,1	14.544
Navaho/Mohave	8.361,9	8.372
Andere Kohlekraftwerke	2.291,2	2.310
QFs	17.814,6	17.842
Wasserkraft/BPA	13.109,1	13.200
Econ CPP	1.735,6	1.720
Verschiedene	580,1	567
Econ PNW/SW	14.144,7	14.181

Bestehend aus:

PNW-Spitzenlast	1.288,3	1.421,8
PNW-Lasttal	2.556,6	3.579,7
SW-Spitzenlast	2.220,3	2.522,5
SW-Lasttal	8.079,5	6.656,8
Öl und Gas	20.931,6	20.942
Spitzenlastkraftwerke	61,4	49
Verschiedene andere	98,6	90
	93.691,9	93.688

Unversorgt

3,4

PV/SONGS = Palo Verde/San Onofre Nuclear Generating Source
 PNW = Pacific North West (region)
 SW = South West (region)
 CPP = California Power Pool

Verfahren für die V

DSM screening tool zur Verfügung stehen der Nachfrageseite Option oder Kombination Der Grenznutzen (kleine Anzahl von

Deshalb ist es das : gen, um die am d viele der Annahme gehende Analyse (herausfinden. (Ein relativ leicht ist e gemeinen kennzei ning tools die Proj

Verfahren zur V Eigenschaften de sierte Maßstäbe : spezifiziert. Typis Programme gewo als verfeinerte K Kosten-Nutzenpe nicht mehr als pr in diese Kategori

Als Ergebnis de ignoriert. Deshal wirkung einer e kung einer ande spiel würde eine gieeinsparungen füllt. Jedoch ist berücksichtigen. namischer Mod

⁵ Zwei beacht (Farber, *et al.* 1

Verfahren für die Vorauswahl nachfrageseitiger Programme (DSM Screening Tools)

DSM screening tools sprechen das Problem der großen Anzahl von Maßnahmen an, die zur Verfügung stehen, um Energiedienstleistungen sowohl von der Angebots- als auch von der Nachfrageseite zur Verfügung zu stellen. Eine detaillierte Analyse jeder denkbaren Option oder Kombination von Optionen würde einen substantiellen Aufwand bedeuten. Der Grenznutzen dieser Bemühungen könnte begrenzt sein, weil typischerweise nur eine kleine Anzahl von Optionen es bis zum endgültigen Least-Cost Optimum schafft.

Deshalb ist es das Ziel dieser Modelle, eine eindeutige Reihenfolge der Optionen festzulegen, um die am deutlichsten nutzenbringenden Maßnahmen herauszustellen. Wenn wir viele der Annahmen vereinfachen und viele der Details unterdrücken, die für eine tiefergehende Analyse erforderlich sind, können wir schnell die vielversprechendsten Optionen herausfinden. (Ein ähnlicher Grund zum Einsatz dieser Modelle ist, daß es normalerweise relativ leicht ist eine Sensitivitätsanalyse der Schlüsselannahmen durchzuführen). Im allgemeinen kennzeichnet das Ergebnis einer Analyse mit Verfahren zur Vorauswahl/screening tools die Programme, bei denen sich eine Detailstudie lohnt.

Verfahren zur Vorauswahl enthalten selten dynamische Simulationsmöglichkeiten⁵. Die Eigenschaften der Optionen (z.B. Leistung, Kosten, Marktdurchdringung) und generalisierte Maßstäbe zum Einsatz für die Bewertung (z.B. Energiegrenzkosten) werden extern spezifiziert. Typischerweise werden diese Daten anhand von Ergebnissen detaillierterer Programme gewonnen. Im Grunde genommen sind daher die meisten Modelle kaum mehr als verfeinerte Kalkulationsblätter, die vom Anwender definierte Inputs konsistent in die Kosten-Nutzenperspektiven (in Abschnitt IV beschrieben) umsetzen. Einige Modelle sind nicht mehr als programmierte Sätze von Gleichungen. DSM Planner und RDSM fallen z.B. in diese Kategorie (BHC, Inc. 1988, APPA 1987).

Als Ergebnis der Qualitäten der Modelle werden Wechselwirkungseffekte üblicherweise ignoriert. Deshalb bedeutet der Einsatz eines solchen Vorauswahlverfahrens, daß die Auswirkung einer einzelnen nachfrageseitigen Maßnahme wahrscheinlich nicht die Auswirkung einer anderen, die logisch mit dieser in Verbindung steht, berücksichtigt. Zum Beispiel würde eine dichtere Gebäudehülle die Kühllast reduzieren und somit auch die Energieeinsparungen einer effizienten Klimaanlage reduzieren, die diese niedrigeren Lasten erfüllt. Jedoch ist ein Vorauswahl-Modell im allgemeinen nicht in der Lage, diese Effekte zu berücksichtigen. Auf der Angebotsseite ist ein relevantes Beispiel die Unfähigkeit nichtdynamischer Modelle, die Auswirkung steigender Einsparungen, kurzfristige Grenzkosten zu

⁵ Zwei beachtenswerte Ausnahmen sind CPAM (Bull and Barton 1986) und MIDAS (Farber, et al. 1988).

en könnte ein un-
bewirken.

der vermiedenen
of, et al. 1985.

reduzieren oder auch die Zurückstellung oder Stornierung von zukünftigen Kraftwerksbauten zu verursachen.

Der Nutzen des Nichtbeachtens dieser Subtilitäten ist, daß diese Modelle oft sehr benutzerfreundlich sind. Viele Modelle sind für Personal Computer verfügbar und bieten farbige, leicht zu bedienende, menügesteuerte Bildschirmanzeigen. Da die Anzahl der durchgeführten Kalkulationen begrenzt ist, liefern diese Modelle oft schnelle Ergebnisse, wodurch sie sich ideal zur Überprüfung zahlreicher Programme eignen, wie auch für einen Test der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen in Schlüsselannahmen. In der anfänglichen, strategischen Phase einer Analyse der Optionen der Nachfrage- und der Angebotsseite, sind diese Eigenschaften höchst wünschenswert. Der Datenbedarf für diese Modellklasse ist typischerweise einfach, kann aber auch sehr groß werden.

Die Grenzen dieser Modelle liegen darin, daß sie sich auf eine notwendigerweise vereinfachte, nichtdynamische Charakterisierung des Versorgungsunternehmens und seiner Kunden stützen. Diese Einschränkung läßt sich jedoch auf drei Arten vermeiden. Erstens sollte man versuchen, eine übermäßige Betonung der detaillierten quantitativen Ergebnisse zu vermeiden und sich stattdessen auf allgemeine Trends konzentrieren, die dann im Detail mit komplexeren Methoden behandelt werden können. Zweitens sollte man einige Mühe auf die Beurteilung der Daten bei der Beschaffung der Inputs für diese Modelle verwenden. Drittens ist es angebracht, Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Inputs durchzuführen.

Angebotskurven eingesparter Energie

Angebotskurvenmodelle waren die Vorläufer der heutigen hochentwickelten Least-Cost Planning Verfahren. Sie produzieren Angebotskurven der eingesparten Energie und Spitzenlast für eine Anzahl von Endverbrauchszwecken oder gesamte Verbrauchssektoren (SERI 1981, Meier 1982). Eine Anzahl von Vorauswahlverfahren auf dem Markt basieren auf demselben Konzept.

Angebotskurvenmodelle können die wirtschaftlichen Ressourcen der Nachfrageseite für jedes gegebene Niveau vermiedener Kosten bestimmen. Das Verfahren beinhaltet vier Hauptschritte:

- 1) Definition der Ausgangssituation als aktuelle Wirkungsgrade der Energienutzung, Lastverläufe, Sättigungen und Bestände, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Endverbrauchszwecken und dem Wetter entsprechend korrigiert.

2) Entwick
Endvert
Daten f
auf den
fragesei
von Ma
len We

3) Kombi
pro An
gen Re
nur da

4) Gebra
erreich
schwei
Nachf

So weit fehlt de
botsseite des V
durchschnittliche
die Kosteneffek
Versorgungskur
seite als Funktio
botsseite zu rech
dere Zuwachsp
Trendauswertu

Ein weiterer N
die die Wechs
behandeln. We
hierarchie, Sys
seite.

Der einzige V
rente, verständ
satz für das L
unabhängig ei
frageseite bes
rentwickelten

- 2) Entwicklung einer Inventarliste von Maßnahmen, die für den Sektor und den Endverbrauchszeitpunkt die zur Betrachtung anstehen zutreffend sind, inklusive der Daten über anfallende Kosten, Einsparungen pro Einheit und Auswirkungen auf den Lastverlauf sowie Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen der Nachfrageseite. Spezielle Untermodelle werden eingesetzt, um Wechselwirkungen von Maßnahmen in Gebäuden zu behandeln und die Einsparungen unter lokalen Wetterbedingungen festzulegen.
- 3) Kombination dieser Inventarliste mit Planungen für den Verbrauchszuwachs pro Anwendung, um eine Reihe von Makroangebotskurven der nachfrageseitigen Ressourcen über einen Zeitraum zu erhalten. Bis zu diesem Punkt wurde nur das technische Potential der Ressource festgelegt.
- 4) Gebrauch von Planungen programminduzierter Marktdurchdringungsraten, um erreichbare Marktpotentiale unter verschiedenen Annahmen von Programmschwerpunkten und Konzeptionen zu erreichen. Die Kosten der Ressourcen der Nachfrageseite beinhalten programmbezogene Kosten.

So weit fehlt dem Angebotskurvenmodell eine detaillierte Charakterisierung der Angebotsseite des Versorgungsunternehmens. Die Angebotsseite ist statistisch in Form des durchschnittlichen Preises oder der Grenzkosten für Strom vertreten. Diese Schwellen für die Kosteneffektivität müssen extern bestimmt werden. Tatsächlich liefern die meisten Versorgungskurvenmodelle keine ausreichenden Details zu Auswirkungen der Nachfrageseite als Funktion von Stunde, Tag und Saison, um eine verfeinerte Darstellung der Angebotsseite zu rechtfertigen. Prognosen über Sättigungen, Wahl der Endenergieform und andere Zuwachsparemeter werden ebenfalls extern aus ökonomischen Modellen und aus Trendauswertungen individueller Nutzungstechnologien abgeleitet.

Ein weiterer Nachteil dieser Modelle besteht darin, daß sie keine Funktionen aufweisen, die die Wechselwirkungen von Ressourcen der Nachfrageseite und vermiedenen Kosten behandeln. Wenn Optionen der Nachfrageseite angewandt werden, ändern sich Einsatzhierarchie, Systemlastverlauf und durchschnittliche Erzeugungskosten auf der Angebotsseite.

Der einzige Vorteil von Angebotskurvenmodellen liegt darin, daß sie eine höchst transparente, verständliche Darstellung der nachfrageseitigen Ressourcen ermöglichen. Ihr Einsatz für das Least-Cost Planning ist deshalb ein zweifacher. Werden sie mehr oder weniger unabhängig eingesetzt, sind sie auf eine anfängliche Prüfung solcher Maßnahmen der Nachfrageseite beschränkt, die wahrscheinlich am kosteneffektivsten sind. Als Teil einer höherentwickelten Untersuchung können sie als Vorabprozessoren eingesetzt werden, um den

Input für eine integrierte Bewertung aller Optionen zu liefern. Tatsächlich können sie für diese Anwendung unabdingbar sein.

Angebotskurvenmodelle können auch so konzipiert werden, daß sie die Wechselwirkungseffekte zwischen einzelnen Maßnahmen der Nachfrageseite berücksichtigen, die in integrierten Planungsmodellen nicht berücksichtigt werden. Zum Beispiel werden Reduktionen im Stromverbrauch für Beleuchtungszwecke auch die Wärmeleistung der Beleuchtung verringern und somit den Energiebedarf der Klimaanlage reduzieren. Diese Interaktion kann, falls sie nicht berücksichtigt wird, zu doppeltem Zählen einiger Einsparungen führen. Einige Versorgungskurvenmodelle verfügen über Programme, die diese Wechselwirkungen berücksichtigen.

Die Berechnung des technischen Potentials kann bei der Identifikation von Vermutungen über die Programmanwendung helfen, die zu niedrig oder zu hoch sind. Ist kein technisches Potential ermittelt worden, ist es schwierig zu wissen, wie Ressourcen der Nachfrageseite kostengünstig und effektiv mobilisiert werden können.

Schließlich gibt es Umstände, in denen eine Angebotskurvenanalyse verlässliche Hinweise über die Kosteneffektivität von Optionen der Nachfrageseite bei der Ressourcenintegration geben kann. In vielen Fällen können signifikante Ressourcen der Nachfrageseite zu gesellschaftlichen Kosten eingesparter Energie erworben werden, die geringer sind, als die kurzfristigen Grenzkosten aus vorhandenen Kraftwerken während aller Stunden des Jahres. Die Auswirkung einer Implementierung von Ressourcen der Nachfrageseite auf die Grenzkosten kann dann vernachlässigt werden, da die Grenzkosten als Reaktion auf diese Einsparungen nicht unter die Kosten nachfrageseitiger Maßnahmen fallen können.

Die Michigan Electricity Options Studie, die in Abschnitt II beschrieben wurde, liefert eine Illustration dieses Ansatzes. Dieses Planungsbeispiel enthielt eine hochentwickelte Integrationsanalyse, die verschiedene Modelle verknüpfte und ein spezielles integriertes Planungsmodell einsetzte, um Least-Cost-Ressourcenkombinationen für einen 20-Jahreszeitraum zu entwickeln. Bei allen Endverbrauchszwecken, wo die gesellschaftlichen Kosten der eingesparten Energie (inklusive der Programmkosten) niedriger waren als die Grenzkosten, waren die Ergebnisse der komplexen Integrationsanalysen identisch mit den Ergebnissen, die direkt aus der Angebotskurvenanalyse des Wohnsektors erhalten wurden, die als Input diente. (Krause *et al.* 1987).

Alliance to Sa
Recommen
MI
American Pub
Residential
Baker, J. B. (1
of Business
Barakat, How
Barker, B. S. e
cial Energy
Battelle-Colur
tory", Elect
Battelle-Colur
(INDEPT
4019
Bhavaraju, M
82 EHO 15
Blumstein, C.
tional Barr
Brick S., and
Dioxide E
published
Building Ene
lysis Progr
Bull, M. and
dings of th
Council fo
California Pi
to Revise
Francisco
California P
mary", Sa
California 1
"Standarc
grams", S
California
"Standarc
Program
Cambridge
(REEPS
Caramanis,
Analysis
Electric
Cavanagh,
Era", Ya
Cavanagh,
Regulat