

Tag der mündlichen Prüfung: 05.12.2016

Erstgutachter: Prof. Dr. Rainer Elschen

Zweitgutachter: Prof. Dr. Christoph Weber

Markterschließung im Kooperationsmodell

–

Eine alternative Strategie zur Einführung intelligenter Strommesssysteme in der Energiewirtschaft in Deutschland

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

durch die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der
Universität Duisburg-Essen
Campus Essen

vorgelegt von

Dipl.-Kfm. Sebastian Heinz, MSc

Bonn

Essen, 2016

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	iv
Abkürzungsverzeichnis	vi
Symbolverzeichnis	x
1. Einleitung	1
2. Investitionsdilemma der Energiewirtschaft in Deutschland	6
2.1. Elektrizitätsversorgung – Historie, Entwicklung und zukünftige Herausforderungen	7
2.1.1. Entwicklung von Erzeugung und Bedarf seit der Industrialisierung	7
2.1.2. Infrastruktur des Stromnetzes	13
2.1.3. Konsequenzen aus dem Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen	16
2.2. Energiewirtschaft – reguliert und zerklüftet	20
2.2.1. Bedeutung und Einfluss der europäischen Energiepolitik	20
2.2.2. Politischer Gestaltungsansatz in Deutschland	31
2.2.3. Einfluss der nationalen Regulierung	34
2.2.4. Charakterisierung der Marktteilnehmer	44
2.2.5. Relevanz benachbarter Branchen	56
2.3. Status Quo zur Einführung von Smart Metern – Anspruch und Wirklichkeit	63
2.3.1. Rollout-Strategien im europäischen Vergleich	63
2.3.2. Unentschieden: Szenario-Analyse für Deutschland	69
2.3.3. Wer zahlt was: Das Dilemma zwischen Freiwilligkeit und Zwang	77

3.	Theoretische Ansätze und Instrumente zur Identifikation einer freiwilligen Lösung	86
3.1.	Relevanz der Netzwerkökonomie für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme	87
3.1.1.	Netzwerküter, Netzeffekte und Netzwerkmärkte	87
3.1.2.	Nutzenkonzepte für Netzprodukte: Singulärnutzen – direkter Netznutzen – indirekter Netznutzen	90
3.1.3.	Charakterisierung und Einordnung intelligenter Strommesssysteme	93
3.1.4.	Anbieter und Nachfrager im Marktrollenmodell der Energiewirtschaft	97
3.1.5.	Defizite der aktuellen Nutzenkonzepte	100
3.2.	Lösungsbeiträge aus der Analyse von Kritische-Masse-Systemen	103
3.2.1.	Differenzierung von Kritische-Masse-Systemen und Netzprodukten i.e.S.	103
3.2.2.	Die Bedeutung der installierten Basis	107
3.2.3.	Das multidimensionale Kritische-Masse-System für intelligente Strommesssysteme	112
3.2.4.	Defizite der aktuellen Ansätze	116
3.3.	Kosten- und Ertragszuteilung in der Spieltheorie	117
3.3.1.	Relevanz der Kostenzuteilung für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme	117
3.3.2.	Kostenzuteilung aus Sicht der kooperativen Spieltheorie	119
3.3.3.	Mehrproduktmonopole und weitere Erfolgsvoraussetzungen	130
3.3.4.	Defizite der aktuellen Verfahren	134

4.	Das erweiterte Kooperationsmodell für eine freiwillige Lösung	137
4.1.	Eckpfeiler des Kooperationsmodells	138
4.1.1.	Grundannahmen	138
4.1.2.	Charakterisierung der Spieler und Rollenmodell der Kooperation	141
4.1.3.	Kritische Masse und kooperativer Markt – das erweiterte Kooperationsmodell	143
4.1.4.	Optimierungsaufgaben für die Markterschließung im Kooperationsmodell	144
4.2.	Das vernetzte Kostenteilungsspiel mit Kritischer Masse	146
4.2.1.	Die Kostenteilungsspiele des Kooperationsmodells	146
4.2.2.	Das Gleichungssystem der Gesamtoptimierung	161
4.2.3.	Regelungsbedarfe zwischen den Spielern im kooperativen Markt	167
4.2.4.	Verallgemeinerung des Kooperationsmodells	171
4.2.5.	Bewertung anhand der spieltheoretischen Kriterien	175
4.3.	Alternative Strategien für eine Markterschließung	183
4.3.1.	Rollenmodell vor Marktangang	183
4.3.2.	Der Messstellenbetreiber im Mittelpunkt	184
4.3.3.	Drei unterschiedliche Optionen	186
4.3.4.	Erfolgsfaktoren für eine Umsetzung in der Praxis	194
5.	Fazit und Ausblick	196
	Anhang 202	
	Literaturverzeichnis	215
	Verzeichnis verwendeter Gesetzestexte	241

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990, 2005 und 2013	11
Abbildung 2:	Endenergieverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen	12
Abbildung 3:	Das deutsche Stromnetz	14
Abbildung 4:	Grundlegende Arten von Stromzählern	15
Abbildung 5:	Europäische Strategien für das Energieversorgungssystem	22
Abbildung 6:	Leitplanken aus der europäischen Rahmengesetzgebung	30
Abbildung 7:	Klimaziele für Deutschland	31
Abbildung 8:	Zentrale Vorhaben für die Energiewende in Deutschland	33
Abbildung 9:	Leitplanken aus der nationalen Regulierung	43
Abbildung 10:	Interaktion der Marktrollen in Deutschland	51
Abbildung 11:	Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland in Zahlen	55
Abbildung 12:	Status Smart Meter Rollout in Europa 2014 (EU 27)	66
Abbildung 13:	Erzielbarer Nutzen intelligenter Messsysteme aus Verbrauchersicht	73
Abbildung 14:	Kosten-Nutzen-Analyse zur Zählereinführung für Deutschland	74
Abbildung 15:	Wirtschaftlichkeitsgrenzen der Kosten-Nutzen-Analyse	77
Abbildung 16:	Volkswirtschaftliche Effekte eines Smart Meter Rollouts	79
Abbildung 17:	Verteilung des Zusatznutzens nach Marktrollen im Rolloutszenario Plus	80
Abbildung 18:	Hebel zur Lösung des Investitionsdilemmas der Energiewirtschaft	84
Abbildung 19:	Architekturaufbau des intelligenten Messsystems	93
Abbildung 20:	Strukturelle Merkmale des Netzwerkmarktes für intelligente Strommesssysteme	99
Abbildung 21:	Diffusionsverläufe von Kritische-Masse-Systemen und Singulärprodukten	106

Abbildung 22:	Vermarktungsmaßnahmen für Kritische-Masse-Systeme	110
Abbildung 23:	Multidimensionales Kritische-Masse-System für intelligente Strommesssysteme	113
Abbildung 24:	Diffusionsverlauf mit Internalisierung des Drittnutzens	115
Abbildung 25:	Spieltheoretische Bewertung von Zuteilungsverfahren	124
Abbildung 26:	Voraussetzungen des Zuteilungsverfahrens von SELDERS	133
Abbildung 27:	Wertschöpfungskette und Rollenmodell der Kooperation	142
Abbildung 28:	Das erweiterte Kooperationsmodell	143
Abbildung 29:	Optimierungsaufgaben im erweiterten Kooperationsmodell	145
Abbildung 30:	Leistungskatalog der Spieler im Kostenteilungsspiel	150
Abbildung 31:	Phasenmodell der Kritischen Massen im Kooperationsmodell	153
Abbildung 32:	Mengenflüsse und Kostenteilungsspiele im Kooperationsmodell	160
Abbildung 33:	Verflechtungsmatrix des erweiterten Kooperationsmodells	166
Abbildung 34:	Spieltheoretische Bewertung des erweiterten Kooperationsmodells	182
Abbildung 35:	Positionierung des Messstellenbetreibers im Kooperationsmodell	185

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Funktionsweise der Europäischen Union (Vertrag von Lissabon) von 2007
AGEB	Arbeitsgruppe für Energiebilanzen
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
bspw.	beispielsweise
CLS	Controllable Local Systems, steuerbare Geräte
d.h.	das heißt
DSL	Digital Subscriber Line, eine breitbandige digitale Verbindung über das Telefonnetz
EE-Abregelung	Abregelung von EEG- und KWKG-Anlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-Anlagen	Erzeugungsanlagen, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt sind
EEG-Umlage	Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz
EKF	Energie- und Klimafonds
ENTSO-Strom	Europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber Strom
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
e.V.	eingetragener Verein
ff.	fortfolgende
GG	Grundgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

GPRS	General Packet Radio Service bzw. Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Bezeichnung für den paketorientierten Dienst zur Datenübertragung in GSM-Netzen
GSM	Global System for Mobile Communications, ein Standard für volldigitale Mobilfunknetze, auch als zweite Generation bezeichnet
GW	Gigawatt = 1 Mio. Kilowatt
GWh	Gigawattstunde
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr
HAN	Home Area Network, Heimnetz
HH	Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch bis zu 10.000 kWh
Hrsg.	Herausgeber
Hz	Hertz
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinne
IT	Informationstechnologie
i.V.m.	in Verbindung mit
Jg.	Jahrgang
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
kW	Kilowatt, Maßeinheit für Leistung
kWh	Kilowattstunden, Maßeinheit für Energie
kWh/a	Kilowattstunden pro Jahr
KWK-Anlagen	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
KWKG-Anlagen	Erzeugungsanlagen, die durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz geregelt sind
LMN	Local Metrological Network, Lokales Metrologisches Netz
LV	Letztverbraucher

M2M	Machine-to-Machine-Kommunikation, bezeichnet die weitestgehend automatisierte bzw. standardisierte Kommunikation von Maschinen untereinander
MessZV	Messzugangsverordnung
Mio.	Millionen
Mio. t. roe	Millionen Tonnen Rohöläquivalent
Mrd.	Milliarde bzw. Milliarden
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh/a	Megawattstunden pro Jahr
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
Nr.	Nummer
PLC	Powerline Communication, Technologie zur Sprach- oder Datenübertragung vorwiegend über das Stromnetz
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RLM	Registrierende Lastgangmessung
S.	Seite
SaaS	Software-as-a-Service
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGW-Admin	Smart Meter Gateway Administrator
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
tsd.	Tausend

TAB	Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag
TWh	Terawattstunde = 1 Mrd. Kilowattstunden
u.a.	unter anderem
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity / Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie in Europa
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System, ein Mobilfunkstandard der dritten Generation, mit dem deutlich höhere Datenübertragungsraten als mit dem GSM-Mobilfunkstandard möglich sind
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Vgl. / vgl.	Vergleiche / vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
vs.	versus
WAN	Wide Area Network, Weitverkehrsnetz
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil

Symbolverzeichnis

A	Adopter (synonym zu Letztverbraucher)
D	Drittnutzen
D_{PKs}	Internalisierung des Drittnutzens für Leistungen k eines Spielers s für Kunden mit Permission
E	Erlösmaximierer
EL_s	Eigenleistung des Spielers s
G	Gewinn des erweiterten Kooperationsmodells
$G_{(A)K}$	Gewinn durch Adopter mit Permission
G_D	Gewinn aus der Internalisierung des Drittnutzens
G_E	Gewinnbeitrag des Erlösmaximierers zum Gewinn des erweiterten Kooperationsmodells
G_k	Gewinn der Leistung k
G_K	Gewinn des kooperativen Marktes
G_M	Gewinnbeitrag des Messstellenbetreibers zum Gewinn des erweiterten Kooperationsmodells
G_{MD}	Gewinn aus der Messdatenbereitstellung für Markttrollen der Energiewirtschaft
G_P	Gewinnbeitrag des Produktionskostenminimierers zum Gewinn des erweiterten Kooperationsmodells
G_{qS}	Gewinn aus Skaleneffekt für den Output ohne Permission
$G_{qS(M)}$	Gewinn aus Skaleneffekt für den Output ohne Permission für den Messstellenbetreiber
$G_{qS(P)}$	Gewinn aus Skaleneffekt für den Output ohne Permission für den Produktionskostenminimierer
g	Schale des Schalenansatzes
i	installierte Basis
K	Kosten der Adoption

K_D	Kosten aus der Absenkung der Adoptionskosten aus Drittnutzen-internalisierung
K_K	Kosten der Leistungserbringung innerhalb des kooperativen Marktes
$K_{(M)}$	Kosten des Messstellenbetreibers für die erbrachten Leistungen
K_s	Kosten des Spielers s
K_{Dks}	Kosten aus der Absenkung der Adoptionskosten für die Leistung k des Spielers s
$K_{(P)}$	Kosten des Produktionskostenminimierers für die erbrachten Leistungen
k	Leistungen der Spieler
M	Messstellenbetreiber
N	installierte Basis
nP	Tarif ohne Permission
P	Produktionskostenminimierer (Spielerkürzel)
P	Tarif mit Permission (bei Mengenindizierung)
p_{kk}	subventionsfreier Preis der Leistung k innerhalb des kooperativen Marktes
p_{knK}	Preis der Leistung k außerhalb des kooperativen Marktes
p_{nPks}	Preis der Leistung k eines Spielers s für einen Kunden ohne Permission
p_{Pks}	Preis der Leistung k eines Spielers s für einen Kunden mit Permission
q_A	Anzahl Adopter
q_{A^*}	marktbezogene Kritische Masse der Diffusion
Q_{A^*}	Menge aller Kunden mit und ohne Permission als Kritische Masse der selbstverstärkenden Nachfrage
Q_e	Menge aller Kunden außerhalb des Kooperationsmodells
q_{ek}	Output für den externen Markt

q_i	Output des kooperativen Marktes
Q_i	Menge aller Kunden mit und ohne Permission
q_{nP}	Anzahl der Kunden ohne Permission
q_P	Anzahl der Kunden mit Permission
q_{P^*}	Kritische Masse zur Drittnutzeninternalisierung
Q_{P^*}	Menge aller Kunden mit Permission als Kritische Masse des Drittnutzens
q_{Pk_s}	Output der Leistungen k eines Spielers s in Abhängigkeit der Kundenanzahl mit Permission
q_S	Gesamtoutput für alle Kunden A ohne Permission einschließlich der Kunden außerhalb des Kooperationsmodells
q_{Sk_s}	Output der Leistungen k eines Spielers s für alle Kunden ohne Permission
S	Singulärnutzen des Produkts
s	Spieler (bei Indexierung)
T_a	Tarif des Messstellenbetreibers mit Permission
t_{A^*}	Zeitpunkt der Erreichung der marktbezogenen Kritische Masse der Diffusion
T_b	Tarif des Messstellenbetreibers ohne Permission
t_{P^*}	Zeitpunkt der Erreichung der Kritischen Masse zur Drittnutzeninternalisierung
U	Gesamtnutzen eines Adopters
$U_{(E)}$	Gesamtumsatz des Erlösmaximierers
$U_{(E)e}$	externer Umsatz des Erlösmaximierers
$U_{(E)K}$	Umsatz des Erlösmaximierers im kooperativen Markt
U_K	Umsatz des kooperativen Marktes
$U_{(M)}$	Gesamtumsatz des Messstellenbetreibers
$U_{(M)e}$	externer Umsatz des Messstellenbetreibers

$U_{(M)K}$	Umsatz des Messstellenbetreibers im kooperativen Markt
$U_{(P)}$	Gesamtumsatz des Produktionskostenminimierers
$U_{(P)e}$	externer Umsatz des Produktionskostenminimierers
$U_{(P)K}$	Umsatz des Produktionskostenminimierers im kooperativen Markt
$\Sigma f_g(N_{(g)})$	Netznutzen als Funktion der installierten Basis

1. Einleitung

Die Einführung intelligenter Messsysteme in Europa ist politisch gewollt. Sie sind Bestandteil von Versorgungsnetzen, die die drei Kernziele der europäischen Energiepolitik umsetzen können: Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit.¹ Grundlage dafür bildet die Schaffung eines funktionierenden und effizienten Energiebinnenmarktes, der Investitionen in die Netzinfrastruktur sowie eine intelligente Verbrauchssteuerung u.a. durch Einsatz der sogenannten „Smart Meter“ erfordert.²

Im europäischen Vergleich haben die EU-Mitgliedsstaaten, in denen diese Zähler durch Gesetze und Verordnungen vorgeschrieben sind, schon eine hohe Marktdurchdringung erreicht. In Deutschland hat der Gesetzgeber bis dato auf solche Vorgaben verzichtet.³ Diesem Verzicht liegt die Zielsetzung zugrunde, effizientere Lösungen durch die Marktteilnehmer finden zu lassen, als dies staatliche Vorgaben vermögen. Diese Lösungen hätten den Vorteil, dass sie für alle Beteiligten wirtschaftlich sinnvoll wären.⁴

¹ Vgl. Energie 2020, KOM 2010-639, Einleitung.

² Der Begriff „Smart Meter“ entspricht in der EU dem Verständnis der intelligenten Messsysteme in Deutschland und ist insoweit synonym. Vgl. zu den Finanzierungsgrundsätzen und der europäischen Zielsetzung KOM 2010-639, S.14-15. Die Entscheidungsnotwendigkeit wird dabei aus den Folgen des steigenden CO₂ Gehalts abgeleitet: Aus den Szenarios für den Fahrplan für den Übergang zu einer CO₂-armen Wirtschaft vom März 2011 gehen die zusätzlichen Kosten eines verzögerten Handelns hervor. Auch im „World Energy Outlook 2011“ der IEA wird angenommen, dass weltweit betrachtet für jeden US-Dollar an Investitionen, die im Stromsektor vor 2020 nicht getätigt werden, weitere 4,3 USD nach 2020 aufgewandt werden müssten, um die erhöhten Emissionen auszugleichen. Vgl. zu dieser Darstellung u.a. Energiefahrplan 2050, KOM 2011-885, S. 18.

³ Vgl. hierzu u.a. RENNER ET AL. (2011): European Smart Metering Landscape Report

⁴ Vergleiche dazu auch die Abhängigkeit der Umsetzung von privaten Investoren und privatem Kapital, wie sie 2014 von der IEA festgestellt wurde: „[...] governments are ever more active in shaping energy markets and investment decisions, motivated by a range of policy concerns and by increasing public awareness on a range of energy and environmental issues. But their interventions, if not carefully designed and consistently implemented, can also deter the private in-

Verzichtet man auf Zwang, so hängt die Einführung intelligenter Strommesssysteme von den Marktteilnehmern ab.⁵ Im Spannungsfeld des politischen Willens und der geringen Marktdurchdringung in Deutschland stellt sich somit die Frage, unter welchen Voraussetzungen Strategien zur Einführung ohne Zwang Aussicht auf Erfolg hätten. Die Erarbeitung einer solchen Strategie ist der Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit.

Die Modellierung von Zusammenhängen, bei denen das Ergebnis einer Partei von den Handlungen einer anderen Partei abhängt, fußt auf den Erkenntnissen der Spieltheorie.⁶ Als Lösung müsste ein Spiel (hier eine Strategie) definiert werden, das freiwillig und stabil wäre.⁷ Dazu müssten Kosten und Erträge der Einführung so verteilt werden, dass dadurch kein Spieler schlechter als vorher gestellt wäre. Innerhalb der Spieltheorie ist somit vor allem das Kostenteilungsspiel für das Ziel dieser Arbeit relevant.

Aktuelle Analysen und Angebote für intelligente Zähler zeigen, dass mindestens für Endverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch < 4.000 kWh/a diese Prämisse derzeit nicht erfüllt ist. Für sie steigen die Kosten im Vergleich zu herkömmlichen Zählern meist ohne Kompensation durch Erträge aus deren Einsatz, weshalb sich deren Einsatz für sie nicht lohnt, selbst wenn es gesamtwirtschaftlich effizient und

vestors and private capital upon which governments depend to realise their objectives.“ IEA (2014a), S. 3.

⁵ Intelligente Strommesssysteme sind dabei eine Teilmenge aller Strommesseinrichtungen. Der Begriff der „Strommesseinrichtung“ ist der Sammelbegriff für alle Stromzähler und umfasst damit die herkömmlichen Zähler (Ferraris-Zähler, etc.) sowie die Messsysteme, die gemäß §21d EnWG in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind bzw. solche, die gemäß §21c (5) EnWG nachträglich in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden können. Messsysteme gemäß §21d EnWG werden in der Literatur auch als „intelligente Messsysteme“ bezeichnet, solche gemäß §21c (5) EnWG als „intelligente Zähler“. Die vorliegende Arbeit stellt auf die Einführung intelligenter Messsysteme ab, weshalb dieser Begriff verwendet wird. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013).

⁶ Vgl. zu dieser Formulierung u.a. SELDERS (2014), S. 1. Es ist dabei unerheblich, ob es sich um biologische oder soziale Interaktionen handelt. Vgl. dazu TRAUlsen (2005), Abstract.

⁷ Vgl. hierzu und im Folgenden u.a. SELDERS (2014).

gesamtgesellschaftlich lohnend wäre.⁸ Diese Divergenz mündet in dem Investitionsdilemma der Energiewirtschaft, das derzeit ohne Zwang nicht lösbar erscheint.

Die Analyse wissenschaftlicher Ansätze und Methoden zeigt, dass mit den bisherigen theoretischen Mitteln Investitionsdilemmata dieser Art nicht vollständig und zufriedenstellend gelöst wurden. Die Schließung dieser Forschungslücke durch ein theoretisches Modell zur Lösung derartiger Dilemmata ist das Ziel dieser Arbeit. In der Übertragung dieses Modells auf die Einführung intelligenter Strommesssysteme soll diese Arbeit zudem Grundlagen für die Umsetzbarkeit einer Rollout-Strategie ohne Zwang schaffen.

Relevant für die Problemlösung sind vor allem drei Forschungsbereiche: Netzwerkökonomie, Kritische-Masse-Systeme und kooperative Spieltheorie. Die Netzwerkökonomie, setzt sich mit Produkten auseinander, die für deren Nutzer einen Nutzen entfalten, der sich aus der installierten Basis, also der Menge weiterer Nutzer ähnlicher oder komplementärer Produkte, ergibt. Dieser Nutzen wird auch als Netznutzen bezeichnet. Die Netzwerkökonomie untersucht in diesem Zusammenhang die Entscheidungskriterien von Anbietern und Nachfragern auf einem Markt für Netzwerküter.⁹ Die Analyse von Kritische-Masse-Systemen stellt auf die Adoptionsprozesse und die Wechselwirkungen zwischen den Nutzern von Netzprodukten ab und setzt sich damit auseinander, unter welchen Voraussetzungen sich Netzpro-

⁸ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), ERNST & YOUNG (2014), S. 9. Der Bund der Energieverbraucher referenziert auf eine Studie von Ernst & Young, wonach „die neue Technik [...] für jeden Verbraucher mit jährlich 29 Euro zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messung und Abrechnung zu Buche schlagen [würde] und [...] daher nicht zu rechtfertigen [ist].“ Vgl. hierzu u.a. die Darstellung bei BUND DER ENERGIEVERBRAUCHER (2015) sowie exemplarisch die Einrichtungs-pauschale in Höhe von 99 € bei STADTWERKE BONN (2015). Vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

⁹ Zwei wesentliche Eigenschaften unterscheiden Netzwerküter von traditionellen Gütern: (1) Bündelungsvorteile führen zu steigenden Skalenerträgen, die in Verbindung mit versunkenen Kosten zu natürlichen Monopolen führen. Die Analyse von Monopolen ist Gegenstand der Industrieökonomik. (2) Der Nutzen von Netzwerkütern „kann direkt oder indirekt aufgrund zusätzlich in das Netzwerk eintretender Konsumenten (z.B. im Telefonnetz), Anbieter (z.B. beim Tankstellennetz) oder Produkte (z.B. bei Software) entstehen. Von diesem Zusatznutzen profitieren die Konsumenten dabei z.T. auch, ohne hierfür am Markt aktiv zu werden.“ Vgl. hierzu HETMANK (2014), S. 2 sowie S. 6-14.

dukte dauerhaft im Markt durchsetzen können.¹⁰ Dabei hat das Konzept der Kritischen Masse seinen Ursprung in der Netzwerkökonomie als einem Teilgebiet der Mikroökonomie innerhalb der Volkswirtschaftslehre.¹¹ Die theoretische Auseinandersetzung mit Kosten- und Ertragszuteilungen, die dauerhaft freiwillig und stabil sein sollen, ist Gegenstand der kooperativen Spieltheorie.¹²

Aufgrund ihrer besonderen Teilbeiträge zur Schließung der Forschungslücke wird in dieser Arbeit auf die Erkenntnisse von HETMANK (Netzwerkökonomie), LIEHR (Kritische-Masse-Systeme) und SELDERS (Kostenzuteilung in der kooperativen Spieltheorie) zurückgegriffen. Ihre jeweiligen Defizite für die Beantwortung der Forschungsfrage werden herausgearbeitet, ihre Lösungsansätze als Grundlage des theoretischen Modells integriert und erweitert.

Die Energiewirtschaft in Deutschland ist ein regulierter Markt. Die Analyse von Chancen und Risiken sowie der Erfolgsvoraussetzungen freiwilliger Modelle zur Markterschließung setzt also das Verständnis der Infrastruktur, der politischen Ausgangssituation sowie des Energiemarktes voraus. Das zweite Hauptkapitel analysiert in diesem Rahmen die Ursachen des Investitionsdilemmas in Deutschland im europäischen Kontext. Dazu werden zunächst Historie, Entwicklung und zukünftige Herausforderungen der Energieversorgung analysiert (Infrastruktur). Die Transparenz über europäische und deutsche Strategien, Gesetze und Verordnungen (politische Ausgangssituation) ermöglicht eine Charakterisierung der Marktteilnehmer der Energiewirtschaft sowie benachbarter Branchen, deren Know-how für

¹⁰ Für die kritische Masse reicht es aus, wenn nur der Teil einer Gruppe von einer Strategie überzeugt ist, der ausreicht, damit sich diese selbsttragend durchsetzen kann. Vgl. hierzu und zur Analyse von Kritische-Masse-Systemen u.a. LIEHR (2005).

¹¹ Der Ursprung des Konzepts der kritischen Masse geht auf ROHLFS (1974) zurück: „The implications for pricing are discussed, with spezial reference to the problem of starting up a new communications service (e.g. a video communications service).“ Vgl. hierzu ROHLFS (1974), S. 16.

¹² Vgl. SELDERS (2014), S. 1. Die Fokussierung auf kooperative Märkte ist für den Ansatz dieser Arbeit notwendig, da nicht freiwillige Kostenzuteilungen außerhalb einzelner Unternehmungen nur durch Regulation erreicht werden können. Der Rückgriff auf regulatorische Optionen wird hier jedoch explizit ausgeschlossen. Vgl. zu den Risiken nicht freiwilliger Kostenzuteilungen SELDERS (2014), S. 47.

eine Lösung erforderlich ist (Energemarkt). Der Vergleich der Rollout-Strategien in Europa mit der Diskussion in Deutschland illustriert das Investitionsdilemma in dem Spannungsfeld von Freiwilligkeit und Zwang.

Das dritte Hauptkapitel analysiert die theoretischen Ansätze und Instrumente, die einen Beitrag zur Lösung leisten könnten, und arbeitet deren spezifischen Defizite heraus. Es wird gezeigt, dass weder die Modellierung von Netzeffekten, noch die Kritische-Masse-Systeme, noch die Kosten- und Ertragszuteilung alleine ausreichen, um das Investitionsdilemma aufzulösen.

Das vierte Hauptkapitel greift diese Defizite auf und passt die Prämissen von HETMANK, LIEHR und SELDERS an, damit sie auf die Aufgabenstellung der Arbeit anwendbar werden. Ihre Synthese mündet in einen Anforderungskatalog, dessen Erfüllung durch Modifikation des Marktmodells der Energiewirtschaft gelingt. Es kann gezeigt werden, dass ein erweitertes Kooperationsmodell die aktuellen Restriktionen auflöst, die in das Investitionsdilemma führen. Diese Lösung ist im Sinne der Aufgabenstellung freiwillig und stabil. Je nach Präferenz der involvierten Spieler ist sie zudem variabel in der Umsetzung.

Fazit und Ausblick überprüfen, ob die Aufgabenstellung gelöst werden konnte und diskutieren die Übertragbarkeit der Ergebnisse. Hinweise zu interessanten Bereichen für eine Fortsetzung der wissenschaftlichen Untersuchung und Weiterentwicklung dieses Kooperationsmodells für andere Industrien mit ähnlichen Problemstellungen runden diese Arbeit ab.

2. Investitionsdilemma der Energiewirtschaft in Deutschland

Die Energiewirtschaft ist ein regulierter Markt, der in den letzten 150 Jahren gewachsen ist. Politische Leitplanken bestimmen seit 1918 den Rahmen für die handelnden Akteure.¹³ Seit der Gründung der Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie in Europa (UCTE) im Jahre 1951 ist das deutsche Versorgungsnetz eingebunden in den europäischen Verbund.¹⁴

Der Energiemarkt in Deutschland unterliegt damit neben der nationalen auch der europäischen Regulierung. Eine unabhängige Energiepolitik eines einzelnen Landes in Europa ist deshalb sowie bei gegebener Importabhängigkeit für Primärenergie nur eingeschränkt möglich. Für die Umsetzung einer „umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung“ ist der Umbau der Elektrizitätsversorgung in Deutschland beschlossene Sache, die Einführung eines intelligenten Versorgungsnetzes eine der Grundvoraussetzungen.¹⁵

Das Verständnis von Infrastruktur, Gesetzen und Verordnungen sowie der Charakteristika der Marktteilnehmer schafft die Grundlage für die Analyse des Investitionsdilemmas bei der Einführung intelligenter Messsysteme in Deutschland.

¹³ Vgl. hierzu u.a. ZÄNGEL (1989), S. 99ff.

¹⁴ Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

¹⁵ Vgl. hierzu u.a. BUNDESREGIERUNG (2010).

2.1. Elektrizitätsversorgung – Historie, Entwicklung und zukünftige Herausforderungen

2.1.1. Entwicklung von Erzeugung und Bedarf seit der Industrialisierung

Die Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland geht auf das Jahr 1882 zurück und lässt sich in fünf Phasen unterteilen.¹⁶ In der *Pionierphase* bis 1900 wurden die Grundlagen für Nutzung und Ausbau geschaffen: 1882 produzierte in Stuttgart die erste deutsche Blockstation von Paul Reißer Strom für 30 Glühlampen. In Berlin wurden die ersten elektrischen Straßenlampen an Leipziger Straße, Potsdamer Platz und Kochstraße in Betrieb genommen.¹⁷ 1884 wurde mit der AG Städtische Elektrizitätswerke in Berlin (später BEWAG) das erste öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegründet. Für die Nutzung öffentlicher Wege wurde mit dem ersten Konzessionsvertrag 1885 die Grundlage für den terrestrischen Netzausbau geschaffen.¹⁸ Die Überbrückung weiter Distanzen gelang 1891

¹⁶ Vorausgegangen war 1866 die Erfindung des elektrodynamischen Generators durch Werner von Siemens, der erstmals Wasserkraft in elektrischen Strom umwandeln konnte. Vgl. hierzu und zu der Phasenunterteilung u.a. WERNER (2011), STIER (1999) und ZÄNGEL (1989).

¹⁷ Vgl. zur Zeitreihe der Geschichte der Energieversorgung LANGHAMMER (2015). Diese Darstellung findet sich aufbereitet in Anhang 1. Für eine weitere Darstellung mit lokaler Perspektive vgl. u.a. WERNER (2011), S. 9-40.

¹⁸ Ein Konzessionsvertrag ist definiert als ein „Vertrag, durch den eine Gebietskörperschaft einem Versorgungs- oder Verkehrsunternehmen das ausschließliche Recht einräumt, die Einwohner mit Strom, Gas, Wasser oder Verkehrsleistungen zu versorgen und dabei erlaubt, öffentliche Straßen, Plätze etc. für die Verlegung der Verkehrswege bzw. Versorgungsleitungen zu benutzen. Im Zuge der Deregulierung bzw. Liberalisierung der Strom- und Gasversorgung wurde das durch den Konzessionsvertrag bisher gewährte Exklusivrecht der Versorgung aufgehoben und durch ein einfaches Wegerecht ersetzt.“ Vgl. hierzu SPRINGER GABLER VERLAG (2015a). Zum Beispiel Berlin: „Bevor am 15. August in der Berliner Markgrafenstraße das erste deutsche Kraftwerk in Betrieb ging, musste der Betreiber mit der Stadt ein Konzessionsvertrag abschließen, der ihm im Umkreis von 800 Meter um den Werderschen Markt das Recht zur Benutzung öffentlicher Straßen für die Verlegung elektrischer Leitungen gewährte.“ Vgl. hierzu LANGHAMMER (2015). Für die historische Entwicklung der Konzessionsverträge vgl. u.a. TEMPLIN (2009), für den Beginn der Elektrizitätsversorgung TEMPLIN (2009), 29-42.

durch die Einführung der Drehstromkraftübertragung und legte damit den Grundstein für die Bildung überregionaler Stromversorgungsstrukturen.¹⁹

In der *Ausbauphase* von 1900 bis 1950 entwickelte sich der Markt:²⁰ Erzeugungskapazitäten wurden erweitert, Elektrizitätswerke gegründet, Netze ausgebaut und Abrechnungsstrukturen optimiert. Innerhalb von 20 Jahren stieg die Gesamtleistung der deutschen Elektrizitätswerke von 11,6 MW (1891) auf 2.260 MW. 1911 gab es bereits 2.320 Elektrizitätswerke im Deutschen Reich.²¹ Einen weiteren Schub für das Wachstum der öffentlichen Netze lösten 1917 die ersten Freileitungen für Hochspannung aus. Der Aufwand für den Netzausbau in Städten und Regionen sank im Vergleich zum terrestrischen Netzausbau.²² 1912 wurde in Potsdam der erste Stromtarif mit Grundgebühr auf der Basis der Zimmeranzahl eingeführt. Die heute vorherrschende Jahresablesung mit monatlichen Abschlagszahlungen geht auf die Hamburgischen Elektrizitätswerke 1957 zurück.²³

Die *Nachkriegszeit* von 1950 bis 1990 war geprägt von politischer Einflussnahme und gesellschaftlicher Diskussion aber auch von der Erschließung neuer Energie-

¹⁹ Die Einführung der Drehstromkraftübertragung anlässlich der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung 1891 ermöglichte eine Übertragungreichweite von 175 km mit einem Wirkungsgradverlust von 25%. Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

²⁰ Diese Phaseneinteilung fasst verschiedene politische Phasen zusammen: 1900-1914, Erster Weltkrieg, 1918-1928 wirtschaftspolitische Konzentration, 1928-1933 Vorbereitung des Energiegesetzes, 1933-1945 Elektrizität im Nationalsozialismus. Diese Phasenunterteilung folgt politischen Strömungen, die für die Technik- und Ressourcensicht dieses Kapitels nicht von Bedeutung sind. Für eine detailliertere Darstellung dieser Zusammenhänge vgl. u.a. STIER (1999) und ZÄNGEL (1989).

²¹ Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

²² Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015). Parallel entwickelte sich aus den Konzepten von Elektrizitätsversorgung und Elektrizitätswirtschaft die Elektrizitätswirtschaftslehre als ein neues Fachgebiet der Technikwissenschaften. Vgl. hierzu u.a. GILSON (1994), S. 61-105.

²³ Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015). Für weitere Darstellungen zur Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland bis zu diesem Zeitpunkt vgl. u.a. MÖLLENBERG (2013), S. 85-136, WERNER (2011), 41-110. Zur Darstellung der politischen Steuerung des Elektrizitätssystems vgl. u.a. STIER (1999) und ZÄNGEL (1989), S. 14-218.

träger.²⁴ Bis zur Inbetriebnahme des ersten deutschen Ölkraftwerks in Schilling 1960 mit einer Leistung von 125 MW dominierten Kohle und Wasserkraft den Primärenergiebedarf zur Stromerzeugung.²⁵ Es folgten 1966 Kernenergie mit einer installierten Leistung von 237 MW (Grundremmingen A) und Erdgas 1972. 1978 wurde das erste Luftspeicher-Gasturbinenkraftwerks der Norddeutsche Kraftwerke AG mit einer installierten Leistung von 290 MW in Betrieb genommen.²⁶ Photovoltaik und Windenergie kamen in den 1980er Jahren hinzu, wobei die Installation größerer Kapazitäten erst in den 1990er Jahren erfolgte.²⁷

Die Phase von 1990 bis 2010 kann als *Paradigmenwechsel* bezeichnet werden. Ausbau der erneuerbaren Energien, Ausstieg aus der Kernenergie und eine euro-

²⁴ Für die politische und gesellschaftliche Diskussion vgl. u.a. VON KÜNSBERG (2012), S. 54-140 und WINKLER (1994). Diese Phase kann auch als Phase des Atomstroms bezeichnet werden, die bei ZÄNGEL (1989) entsprechend der politischen Diskussion noch feiner untergliedert wird. Vgl. hierzu ZÄNGEL (1989), S. 219ff..

²⁵ Zur Primärenergie zählen „die in der Natur in ihrer ursprünglichen Form dargebotenen Energieträger, z.B. Steinkohle, Rohbraunkohle, Erdöl, Erdgas, Holz, Kernbrennstoffe, Wasser, Sonne und Wind.“ Vgl. zur Definition von Primärenergie u.a. SPRINGER GABLER VERLAG (2015b). In den Anfängen wurden Dampfgeneratoren mit Holz und Kohle befeuert. 1930 kam nach dreijähriger Bauzeit das erste große Pumpspeicherkraftwerk (Koepchenwerk in Herdecke) mit 132 MW hinzu. Nur wenige Wochen später wurde auch das sächsische Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha (in Dresden) mit 120 MW fertiggestellt. Die neue Technologie ermöglichte es in Zeiten großer Nachfrage elektrische Spitzenenergie bereitzustellen und in lastschwachen Zeiten erzeugte elektrische Energie durch Pumpen des Wassers in höher gelegene Speicherbecken zu speichern. LANGHAMMER stellt dagegen darauf ab, dass Niederwartha das erste Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluss ist. Vgl. hierzu LANGHAMMER (2015).

²⁶ Der kommerziellen Nutzung der Kernenergie ging 1961 die Inbetriebnahme des ersten deutschen Versuchs-Kernkraftwerks bei Kahl am Main mit einer installierten Leistung von 16 MW voraus. Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

²⁷ 1983 geht das Photovoltaikkraftwerk zur direkten Umwandlung des Sonnenlichts in Strom auf der Nordseeinsel Pellworm mit einer Spitzenleistung von 300kW in Betrieb. In Europa sind die Sonnenkraftwerke auf Sizilien (EURELIOS) und bei Almeria in Spanien zwei Jahre früher betriebsbereit. Ebenfalls 1983 beginnt die Erprobung zur Stromerzeugung aus Windkraft in einem 3 MW Konverter in der Windenergieanlage GROWIAN an der schleswig-holsteinischen Nordseeküste (Kaiser-Wilhelm-Koog). Ein vom Bundesforschungsministerium gefördertes Gemeinschaftsprojekt von HEW, Schleswig und RWE. Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

päische Willensbildung bis hin zu einer verbindlichen Zielformulierung für die Zukunft der Energieentwicklung fallen in diese Phase. Seit den 1990er Jahren erlebt die Energieerzeugung eine Transformation, deren Einfluss sich sowohl auf die Infrastruktur als auch die Energiewirtschaft an sich erstreckt.²⁸ Weg von fossilen Energieträgern und Kernenergie hin zu erneuerbaren Energien und innerhalb der fossilen Energien weg von Kohle hin zu Erdgas. Dieser Wandel zeigt sich u.a. in der Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Waren es 1990 noch 56,7% Kohle, 27,7% Kernenergie, 6,5% Erdgas und nur 3,4 % erneuerbare Energien, so waren es 2013 bereits nur noch 44,6% Kohle und 15,4% Kernenergie, hingegen 10,7% Erdgas und schon 24,1% erneuerbare Energien. Abbildung 1 verdeutlicht dies.²⁹

In der aktuellen Phase der *Neuausrichtung* von 2010 bis 2050 geht es um den zukunftssicheren Umbau der Elektrizitätsversorgung. Den strategischen Rahmen dafür bildet das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010. Die energiepolitischen Ziele sind für unterschiedliche Zeitpunkte konkretisiert:³⁰

- 2020 Absenkung der Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990 und Absenkung des Primärenergieverbrauchs um 20% gegenüber 2008.
- 2025 Deckung des Stromverbrauchs zu 40-45% durch erneuerbarer Energien.
- 2035 Deckung des Stromverbrauchs zu 55-60% durch erneuerbarer Energien.
- 2050 Absenkung der Treibhausgasemissionen um 80-95% gegenüber 1990, Absenkung des Primärenergieverbrauchs um 50% gegenüber 2008 bei gleichzeitiger Verringerung des Stromverbrauchs, Anstieg der Deckung des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien auf 80%.

²⁸ Erst 1987 erfolgte in der Bundesrepublik die Umstellung auf die international vereinbarte neue Nennspannung der Stromnetze (Erhöhung von 220/380 V auf 230/400 V). Vgl. hierzu u.a. LANGHAMMER (2015).

²⁹ Heizöl und sonstige Energieträger blieben über die Jahre konstant. Die Werte für 2013 werden denjenigen für 2014 vorgezogen, da diese noch vorläufig sind. Allerdings ergeben sich zwischen 2012 und 2014 keine wesentlichen Veränderungen in der Bruttostromerzeugung. Vgl. hierzu ARBEITSGRUPPE FÜR ENERGIEBILANZEN (AGEB, 2015a).

³⁰ Vgl. hierzu BMWi (2015 c), S. 6, BUNDESREGIERUNG (2010), §1 (2) EnWG sowie Kapitel 2.2.2.

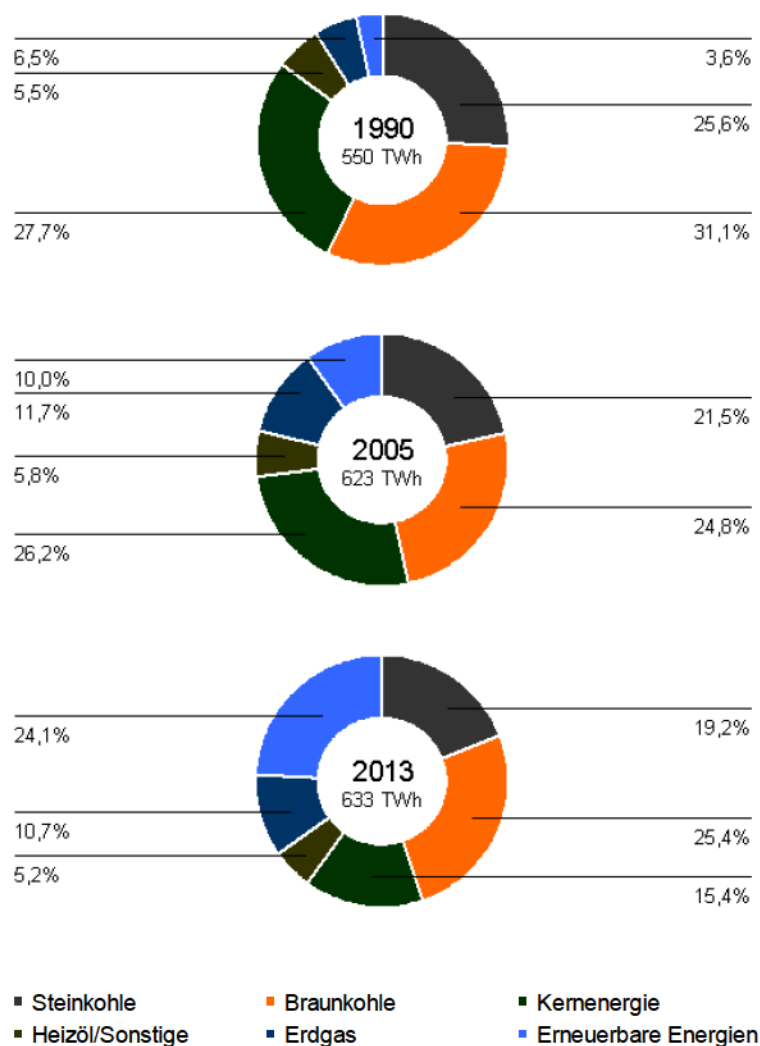


Abbildung 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990, 2005 und 2013

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an VOß, ALFRED (2006) unter Verwendung der Daten von STATISTISCHES BUNDESAMT (2015) und AGEBA (2015a, 2015b).

Der Wandel in Technik, Gesellschaft und Politik bestimmt seit ca. 150 Jahren Energieerzeugung und -verbrauch und wird dies auch zukünftig tun.

Auf der Verbraucherseite dominierten zu Beginn der Elektrizitätsversorgung öffentliche Abnehmer die Stromnachfrage. Mit der Industrialisierung kam das produzierende Gewerbe hinzu. Der Strombedarf der privaten Haushalte entwickelte sich erst nach dem zweiten Weltkrieg. Bis dahin stand die Nutzung elektrischen Lichts im Vordergrund. Mit dem Wirtschaftswunder in Deutschland hielten vor allem elektrische Haushaltsgeräte Einzug in die Privathaushalte: Bügeleisen, Waschmaschinen, Geschirrspülautomaten und Wäschetrockner waren die Errungenschaften der

Nachkriegszeit. Aber auch die Weiterentwicklung der Heizungstechnik steigerte den Energieverbrauch. Mit Beginn des Informationszeitalters kamen Geräte der Unterhaltungselektronik und Informationstechnologie hinzu. Entsprechend ist der Jahresenergiebedarf in Privathaushalten von 60 kWh um 1930 auf heute mehr als 4.500 kWh gestiegen. Der Fortschreibung dieser Entwicklung treten die aktuellen Bemühungen um Energieeffizienz und Energieeinsparung entgegen. Abbildung 2 bietet einen Überblick über die Verbrauchsentwicklung seit 1990.³¹

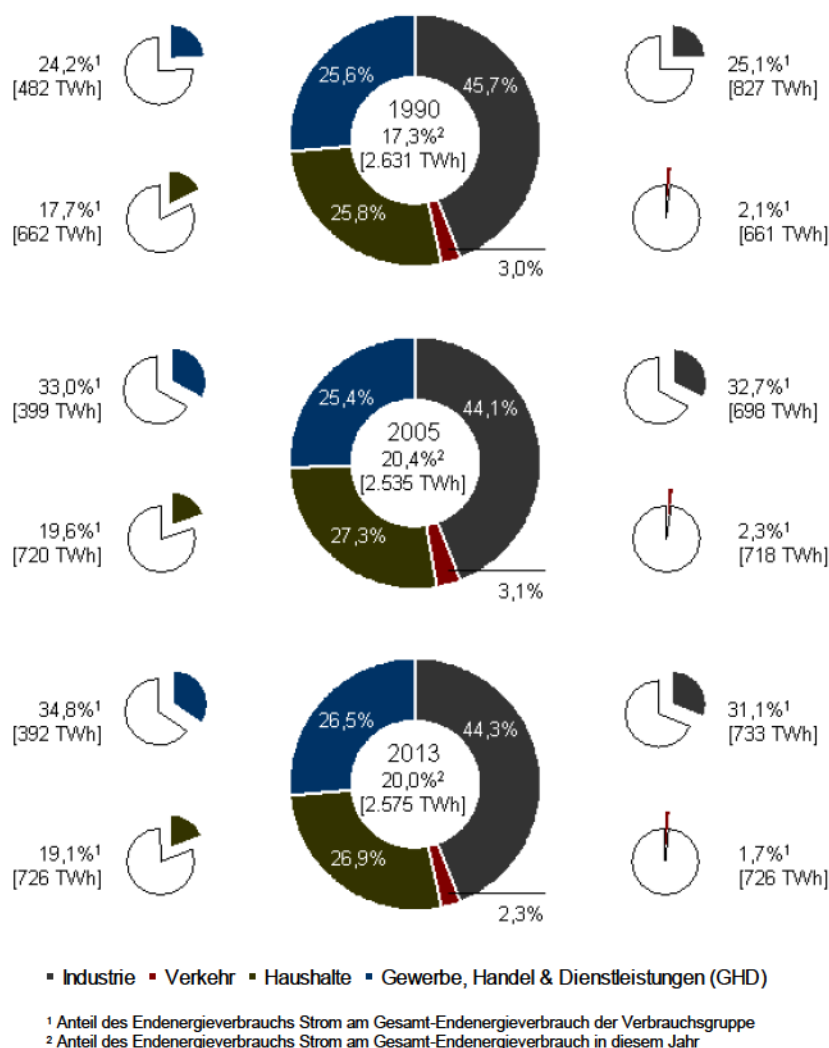


Abbildung 2: Endenergieverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten der AGEB (2015c).

³¹ Vgl. zu den Daten AGEB (2015c).

2.1.2. Infrastruktur des Stromnetzes

Stromnetz, technische Erzeuger und Verbraucher sowie Strommesseinrichtungen bilden die Infrastruktur des Elektrizitätsmarktes.³² Das Stromnetz ist ein leitungsgebundenes Verbundnetz in vier Hierarchiestufen, bei dem Übertragungsnetze von Verteilnetzen unterschieden werden. Das Übertragungsnetz umfasst die Hierarchiestufe der Höchstspannungsebene und dient dem Ferntransport von Strom.³³ Das Verteilnetz umfasst die Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene und dient der Verteilung zu den Endkunden.³⁴ Umspannwerke transformieren den Strom zwischen den Netzebenen. Erzeuger speisen Strom ein und werden als Kraftwerke bzw. als Erneuerbare-Energie-Anlagen bezeichnet. Sie werden über ihre Erzeugungskapazität unterschieden und sind auf allen Netzebenen angebunden. Verbraucher beziehen Strom, ihre Anbindung ist auf das Verteilnetz beschränkt. Die Messung des Verbrauchs erfolgt beim Verbraucher über die Strommesseinrichtun-

³² Vgl. hierzu und im Folgenden ORLAMÜNDER (2009), S. 44-47.

³³ Die Übertragungsnetze dienen auch dem Stromimport bzw. -export über die Grenzen Deutschlands hinaus, da das „deutsche Stromnetz eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden ist, der Strom im europäischen Strommarkt intensiv grenzüberschreitend gehandelt wird und im europäischen Verbundsystem erhebliche Ausgleichseffekte bestehen.“ Vgl. hierzu BMWi (2015a), S. 1. Das deutsche Stromnetz ist über sechs Koppelpunkten mit den Netzen anderer UTCE-Staaten verbunden. Vgl. hierzu ORLAMÜNDER (2009), S. 46.

³⁴ Die Stromübertragung innerhalb eines Verbundnetzes erfolgt als Wechselstrom im Übertragungsnetz bzw. als Drehstrom im Verteilnetz. Die Stromübertragung zwischen Verbundnetzen erfolgt als Gleichstrom über die Hochspannungs-Gleichstromübertragung. Eine Wechselstromkopplung scheidet aus, da Verbundnetze nicht synchron zueinander laufen, es gibt Phasenverschiebungen und Netzfrequenzschwankungen. Ein Verbundnetz bilden die UTCE-Staaten. Hierzu zählen ganz Mittel- und Südeuropa sowie der Balkan. Skandinavien hat ein eigenes Verbundnetz, das NORDEL. Großbritannien und Irland sind nationale Netze geblieben. Ein Gleichstrom-Seekabel zwischen Deutschland und Schweden koppelt bspw. das UTCE-Netz mit dem NORDEL-Netz. Vgl. hierzu ORLAMÜNDER (2009), S. 46 sowie PASCHOTTA (2015d).

gen.³⁵ Abbildung 3 verdeutlicht die Zusammenhänge der Infrastrukturkomponenten des Elektrizitätsmarktes.³⁶

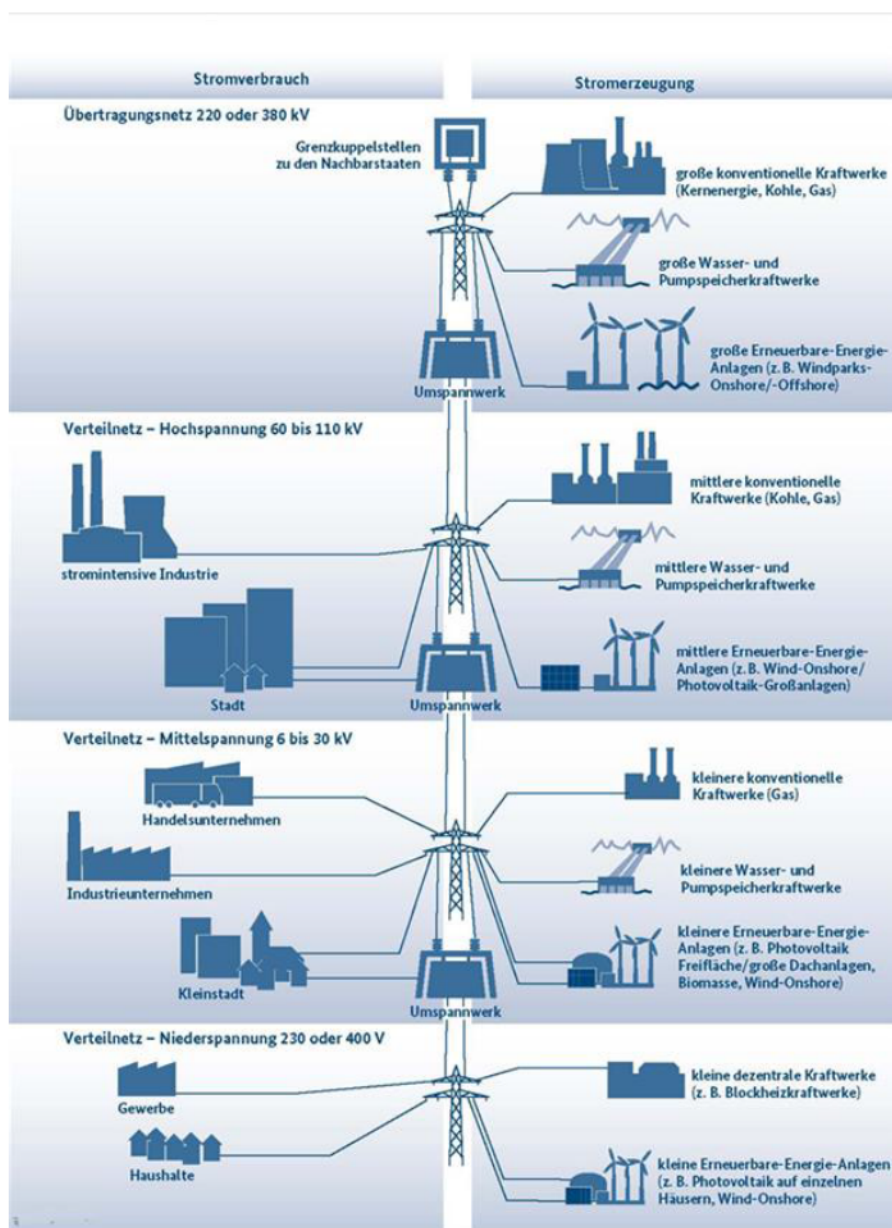


Abbildung 3: Das deutsche Stromnetz

Quelle: BMWi (2015b).

³⁵ In der Niederspannungsebene haben die einzelnen Verbraucher keine eigene Leitung zu einer zentralen Instanz, weshalb die Verbrauchserfassung nur beim Verbraucher selbst gemessen werden kann. Vgl. hierzu u.a. ORLAMÜNDER (2009), S. 46.

³⁶ Vgl. zu dieser Darstellung BMWi (2015b).

Der Begriff „Stromzähler“ bezeichnet ein Gerät zur Messung elektrischer Energiemengen.³⁷ Es gibt mechanische und elektronische Zähler. Mechanische Zähler setzen i.d.R. auf dem Prinzip von Galileo Ferraris auf und messen entweder Wirkstrom (multipliziert mit der Spannung = verbrauchte Energie) oder Blindstrom (multipliziert mit der Spannung = nicht verbrauchte Energie als Effekt der Phasenverschiebung von Spannung und Strom). Elektronische Zähler können i.d.R. beide Werte messen. Abbildung 4 stellt die Arten von Stromzählern gegenüber.³⁸

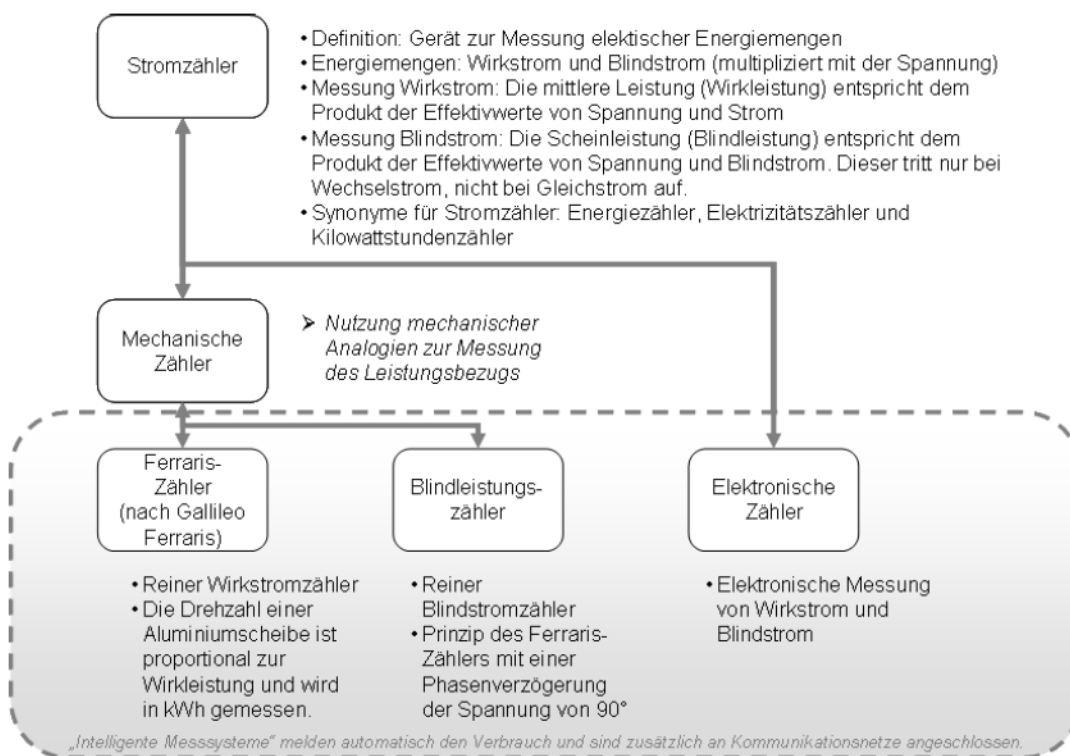


Abbildung 4: Grundlegende Arten von Stromzählern

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Einordnung nach PASCHOTTA (2015a).

³⁷ Synonym verwendete Begriffe sind auch „Energiezähler“, „Elektrizitätszähler“ und „Kilowattstundenzähler“. Vgl. zu dieser Definition sowie einer umfangreichen zusammenfassenden Darstellung u.a. PASCHOTTA, RÜDIGER (2015a): Stromzähler. In: RP-Energie-Lexikon, im Internet unter <https://www.energie-lexikon.info/stromzaehler.html> (Zugriff am 15.03.2015).

³⁸ Vgl. hierzu auch die Darstellungen von PASCHOTTA (2015a) sowie PASCHOTTA (2015b).

Stromzähler werden durch Integration in ein Kommunikationsnetz für Datenfernübertragung zu „intelligenten Strommesssystemen“. Sie können die Messwerte in kurzen Zeitintervallen direkt in die Daten verarbeitenden Systeme übertragen. Manuelle Ableseverfahren, wie bspw. die Einzelablesung oder die teilautomatische Ablesung von Zählerwerten aus kurzer Entfernung über elektronische Datensammler, entfallen durch den Einsatz solcher Zähler.³⁹ Diesem Verständnis werden auch Stromzähler subsumiert, die mit einer Ableseeinheit zur automatisierten Datenübertragung nachgerüstet werden.

Die Verbrauchsmessung erfolgt i.d.R. über ein einziges Gerät bzw. eine Gerätekombination. Eine Zählerredundanz auf derselben Messebene ist nicht erforderlich, weshalb alte Zähler substituiert werden.⁴⁰

2.1.3. Konsequenzen aus dem Ausbau der Erneuerbare-Energie-Anlagen

Der Aufbau der Stromnetze ist zugeschnitten auf eine zentrale Versorgung einer Vielzahl von Verbrauchern mit einer geringen Anzahl von Erzeugern. Die Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung über Erneuerbare-Energie-Anlagen erhöht die Anzahl von Erzeugern vor allem auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Es gibt „Gegenverkehr“. Aufgrund der Wetterabhängigkeit dieser Erzeuger schwankt das Angebot elektrischer Energie zum Teil erheblich. Dieser Effekt nimmt mit ihrem Ausbau zu.⁴¹

Die Steuerbarkeit von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen ist eingeschränkt: Einerseits lässt sich die Stromproduktion nicht steigern, wenn das Wetter nicht mit-

³⁹ Vgl. hierzu u.a. PASCHOTTA (2015c), ERNST & YOUNG (2014), S. 4 und §21c Absatz 5 EnWG. Für eine weitergehende Differenzierung zwischen Intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen vgl. Kapitel 2.3.2 und 2.3.3 sowie ERNST & YOUNG (2013).

⁴⁰ Diese Feststellung ist vor allem für die Analyse des Netzwerkmarktes relevant. Vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.

⁴¹ Vgl. hierzu u.a. die Arbeiten von WIRTH (2014), KERBER (2011), AGSTEN (2011) und SCHEFFLER (2002). Neben Windkraft und Photovoltaik kommen auf der Niederspannungsebene die Effekte aus dem Einsatz von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hinzu, die ebenfalls dezentral installiert und vom sind und vom Wetter abhängen. Vgl. hierzu u.a. LIPP (2015).

spielt, andererseits lässt sich die Stromproduktion aus demselben Grund nicht senken. Zur Lösung dieses Steuerungsproblems müssten solche Anlagen durch die Netzbetreiber steuerbar sein, was sie heute weitgehend nicht sind.⁴² In der einfachsten Form beträfe dies eine Einspeiseentscheidung aus der Ferne.⁴³ Alternativ oder ergänzend dazu könnten Speicherkapazitäten die erzeugte Energie auffangen. Elektromobilität, Batteriepufferung und die Umwandlung in thermische Energie sind Beispiele für geeignete Speicherkapazitäten, deren Verbreitungsgrad zurzeit ebenfalls gering ist.⁴⁴

Der übrige Bedarf zur Deckung der Stromnachfrage lässt sich aus Sicht der erneuerbaren Energien als Residuallast für die herkömmlichen Kraftwerke zusammenfassen. Diese Kraftwerke sind je nach Größe und verwendeter Primärenergie in kürzeren oder längeren Intervallen steuerbar.⁴⁵

Der Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen führt ohne die Integration der Steuerbarkeit somit zu einer Steigerung der Volatilität dieser Residuallast. Dies stellt eine Herausforderung für eine stabile Stromversorgung dar. Letztere hängt von einer konstanten Netzfrequenz von 50 Hz ab, die durch Erzeugung und Verbrauch beeinflusst wird. Der Ausgleich von Über- oder Unterkapazitäten erfolgt über die Regelleistung. Sie ist definiert als diejenige positive oder negative Energiereserve, die zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz des Stromverbundnetzes er-

⁴² Es existieren verschiedene Vorschläge für das Design von selbstorganisierten Einsatzplanung dezentraler Akteure in einem intelligenten Stromnetz. Vgl. hierzu u.a. HINRICHS (2014), S. 35-38 sowie LEHNHOFF (2010) und RINGELSTEIN (2010). Für eine allgemeine Darstellung vgl. u.a. WIRTH (2015), S. 37-39.

⁴³ Vgl. zu möglichen Schutzsystemen für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Erzeugern u.a. KEIL (2011).

⁴⁴ Vgl. hierzu und zu den meteorologischen Auswirkungen einer hohen Konzentration dezentraler PV-Anlagen auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen u.a. WIRTH (2014), S. 2. Für weitere Studien zur Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für dezentrale Erzeugereinheiten vgl. u.a. KERBER (2011) und SCHEFFLER (2002), zum Einsatz von Energiespeichern im Niederspannungsnetz vgl. u.a. BODACH (2006), zu Energiespeichern im Allgemeinen vgl. u.a. MACKENSEN (2011), S. 18-22, zum Einsatz von Elektromobilität vgl. u.a. AGSTEN (2011) und KIER UND WEBER (2015).

⁴⁵ Vgl. hierzu u.a. EHLERS (2011), S. 109-111.

forderlich ist, sobald es aufgrund unvorhergesehener Ereignisse im Stromnetz zu Erzeugung- und/oder Verbrauchsschwankungen kommt, die sich auf die Netzfrequenz auswirken.⁴⁶

Netzabschnitte, in denen die Maximalwerte der Einspeisung diejenigen der Belastung im Verbrauchsfall übersteigen, müssen verstärkt werden. Der Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen ändert damit auch die Regeln zur Dimensionierung und Betriebsführung der betroffenen Netzebenen.⁴⁷

Dass sich die Volatilität in der Stromerzeugung sprunghaft erhöht, zeigen nicht nur die Veränderungen des Primärenergiemixes aus Abbildung 1 sondern auch die jüngsten Entwicklungen in den Jahren 2014 und 2015.

In 2014 haben sich folgende Trends der Stromerzeugung bestätigt:⁴⁸

- (1) Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deckt den größten Anteil am Primärenergiemix.
- (2) Der Stromverbrauch ist um 4% gesunken, während die Wirtschaft um 1,4% wuchs. Dies deutet auf eine Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch hin.
- (3) Steinkohle und Erdgas sinken in ihrem Anteil an der Stromerzeugung, Braunkohle hält das Niveau.
- (4) Die gesunkene Kohleverstromung hat dazu beigetragen, dass die Treibhausgasemissionen das zweitniedrigste Niveau seit 1990 erreicht haben.

⁴⁶ Sie stellt damit einen zentralen Bestandteil der gem. § 3 Nr. 1 EnWG definierten Ausgleichsenergie dar, die alle Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird, zusammenfasst und gemäß §§ 22-24 EnWG geregelt ist. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.3 und 2.2.4. Die Schwankungen der Residuallast beeinflussen mittlerweile auch die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerken. Vgl. hierzu auch ÖTSCH (2012), S. 140-166, EHLERS (2011), S. 109-154, KAMPER (2010), S. 7-24, Gaidosch (2008), S. 22-29. Für allgemeinere Darstellungen zur Regelfähigkeit von PV-Anlagen vgl. u.a. WIRTH (2015), S. 65-73.

⁴⁷ Vgl. hierzu u.a. WIRTH (2014), S. 1. Es gibt allerdings auch Ansätze, die diesem Problem entgegenwirken. Vgl. hierzu u.a. MEUSER (2012) sowie SPIECKER UND WEBER (2011 und 2013).

⁴⁸ Vgl. zu dieser Darstellung AGORA (2015), S. 2.

Für das Jahr 2015 verstärken sich diese Trends:⁴⁹

- (1) Die Stromerzeugung aus Kernenergie wird 2015 gegenüber 2014 um etwa 7-8% abnehmen. Der Grund ist die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Frühjahr 2015.
- (2) Die Stromerzeugung aus Windkraft wird zunehmen, da die Kapazitätserweiterung von 2014 (3.400 MW) und 2015 (2.400 MW) abgeschlossen sein wird.
- (3) Der Anteil von Braunkohle zur Stromerzeugung wird stabil bleiben, die Entwicklung von Steinkohle und Erdgas hängt von Stromverbrauch und Exportbilanz ab.

Der beschlossene Umbau der Elektrizitätsversorgung erfordert Antworten auf diese Herausforderungen. Ein intelligentes Elektrizitätsnetz zur Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch wurde als Erfolgsvoraussetzung bereits erkannt. Intelligente Strommesseinrichtungen sind dabei einer der Bausteine eines modernen Versorgungsnetzes.⁵⁰

⁴⁹ Vgl. zu dieser Darstellung AGORA (2015), S. 31.

⁵⁰ Vgl. hierzu u.a. BMWi (2015 c), BUNDESREGIERUNG (2010) und MACKENSEN (2011).

2.2. Energiewirtschaft – reguliert und zerklüftet

2.2.1. Bedeutung und Einfluss der europäischen Energiepolitik

Globalisierung und Verflechtung der Volkswirtschaften auch über den Energiemarkt hinaus beeinflussen die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft in Europa. Die Verteilung der Energiereserven führt zu einer Internationalisierung von Risiken für die Versorgungssicherheit.⁵¹ Über 80% des Primärenergiemixes entfallen auf fossile Energieträger. Die Importabhängigkeit Europas bei der Primärenergiebeschaffung erhöht die Vulnerabilität der Energiepreise in den Mitgliedsstaaten.⁵² Treibhausgasemissionen durch Verbrennung fossiler Energieträger tragen zum Klimawandel bei, dessen Auswirkungen durch Unwetter und Überschwemmungen weltweit spürbar sind.⁵³ Diese Risiken werden durch drei Kernziele der europäischen Energiepolitik adressiert: Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit.⁵⁴

Versorgungssicherheit umfasst alle Maßnahmen, die mit der politischen Stabilisierung in den Produzentenländern, der Ausweitung der verfügbaren Energiequellen,

⁵¹ Ein aktuelles Beispiel dafür ist der Ukraine-Konflikt, da durch die Ukraine eine der wichtigsten Erdgas-Pipelines von Russland nach Europa führt. „Trotz gravierender Gasversorgungskrisen, die ein Warnschuss waren und die Anfälligkeit Europas aufgezeigt haben, gibt es noch immer keinen gemeinsamen Ansatz im Hinblick auf Partner-, Liefer- oder Transitländer. [...] Obwohl ein Fünftel des weltweiten Energieverbrauchs auf die EU entfällt, ist ihr Einfluss auf die internationalen Energiemärkte weiterhin geringer, als mit Blick auf ihr wirtschaftliches Gewicht zu vermuten wäre. [...] Infolgedessen wird die EU als weltweit größter Energieimporteur voraussichtlich anfälliger für Versorgungsrisiken sein.“ Vgl. hierzu u.a. KOM 2010-639, S. 4-6.

⁵² Das Konzept der Vulnerabilität (Verwundbarkeitskonzept) beschreibt die Anfälligkeit eines Systems im Umgang mit externen Einflüssen. Vgl. zu einer Begriffsdefinition u.a. CHAMBERS (1989).

⁵³ Zur Entwicklung des globalen Primärenergiemixes vgl. u.a. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2014b). Für eine Zeitreihe über den Primärenergieverbrauch in Deutschland vgl. u.a. AGEB (2015b) sowie Anhang 3. Für die Bewertung der Risiken des Klimawandels vgl. u.a. KOM 2010-639. Zur Endlichkeit der fossilen Energieträger vgl. u.a. BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR): Energierohstoffe 2009.

⁵⁴ Diese Ziele sind verankert im Vertrag von Lissabon. Vgl. hierzu u.a. Artikel 194 des VERTRAGS ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (AEUV) sowie KOM 2010-639, S. 2.

der Zuverlässigkeit der Bezugsquellen sowie der Einsparung von Energie und dem Ausbau der Energieeffizienz aller Wirtschaftsbereiche zu tun haben. *Wettbewerbsfähigkeit* zielt auf die Gewährleistung einer bezahlbaren Energieversorgung trotz steigender Weltmarktpreise ab. *Nachhaltigkeit* setzt auf Einsparung und Effizienz bei Verbrauch und Erzeugung sowie den Ausbau von Erneuerbare-Energie-Anlagen und die Reduktion der Treibhausgasemissionen.⁵⁵

Eine Voraussetzung für die Erreichung dieser Ziele ist die Überführung des Stromnetzes in ein „intelligentes Stromnetz“. Die umfassendste Definition innerhalb EU-Gesetzgebung versteht darunter „ein Stromnetz, das auf kosteneffiziente Weise das Verhalten und die Handlungen aller daran angeschlossenen Nutzer – einschließlich Erzeuger, Verbraucher und Akteure, die sowohl Erzeuger als auch Verbraucher sind – integrieren kann, damit ein wirtschaftlich effizientes und nachhaltiges Stromnetz mit geringen Verlusten, hoher Qualität, großer Versorgungssicherheit und hoher technischer Sicherheit gewährleistet wird.“⁵⁶

Seit Einführung des Binnenmarktes setzt die europäische Energiepolitik die Leitplanken für die Energiepolitik der Mitgliedsstaaten.⁵⁷ Dies betrifft auch die Umsetzung eines intelligenten Stromnetzes, dessen Bestandteil auch das deutsche Versorgungsnetz ist.

Die Regelungen der EU lassen sich in drei Bereiche zusammenfassen: Strategien, Verordnungen und Richtlinien sowie Berichte und Leitlinien.⁵⁸

⁵⁵ Vgl. zu einer ausführlichen Darstellung hierzu u.a. KOM 2010-639.

⁵⁶ Vgl. hierzu VERORDNUNG (EU) NR. 347/2013, Artikel 2 Nr. 7.

⁵⁷ Die Einführung des Binnenmarktes geht zurück auf die Einheitliche Europäische Akte (EEA) von 1986, die am 01.01.1987 in Kraft getreten ist. Sie ändert die Verträge von Rom, um dem europäischen Einigungsprozess eine neue Dynamik zu geben und die Verwirklichung des Binnenmarktes abzuschließen. Sie ändert die Funktionsweise der europäischen Institutionen und erweitert die Zuständigkeiten der Gemeinschaft, insbesondere in den Bereichen Forschung und Entwicklung, Umwelt und gemeinsame Außenpolitik. In Art. 26 II AEUV wird der Binnenmarkt definiert als „Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gemäß den Bestimmungen dieses Vertrags gewährleistet ist“. Vgl. hierzu u.a. EUROPÄISCHE UNION (2015) und SPRINGER GABLER VERLAG (2015C).

⁵⁸ Vgl. hierzu u.a. BMWI (2014a) sowie Anhang 2.

Zwei Strategiedokumente bilden den Rahmen der EU-Gesetzgebung: *Das Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie der EU* vom 12.12.2008 setzt die Zielvorgaben für Klimaschutz und Energieverbrauch bis 2020, der *EU-Klima- und Energierahmen 2030* vom 23.10.2014 legt diese für die Folgedekade fest.⁵⁹ Abbildung 5 zeigt eine Übersichtsdarstellung zu den Inhalten dieser beiden Strategien.

Auch für 2050 wurden Ziele festgeschrieben. Diese haben jedoch einen Empfehlungscharakter und sind noch nicht verbindlich. Angestrebt wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% gegenüber 1990. Um dies zu erreichen, werden Zwischenziele definiert: 40% Reduktion bis 2030 und 60% bis 2040.⁶⁰

RICHTLINIEN- UND ZIELPAKET FÜR KLIMASCHUTZ UND ENERGIE DER EU (20/20/20 ZIELE)

Die Europäische Union hat sich im Dezember 2008 auf ein Richtlinien- und Zielpaket geeinigt, welches Zielvorgaben für Klimaschutz und Energieverbrauch bis 2020 enthält. Bis 2020 sollen 20 % weniger Treibhausgasemissionen als 2005 emittiert werden. Der Anteil von erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch soll 20 % betragen, die Energieeffizienz um 20 % gegenüber 1990 gesteigert werden.

EU-KLIMA- UND ENERGIERAHMEN 2030

Im Mittelpunkt des neuen Klima- und Energierahmens stehen drei zentrale Zielvorgaben für das Jahr 2030: Eine Senkung des EU-internen Treibhausgasausstoßes um mindestens 40%, ein Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch in Höhe von mindestens 27% und Energieeinsparungen in Höhe von mindestens 27%.

Abbildung 5: Europäische Strategien für das Energieversorgungssystem

Quelle: Ausschnitt aus BMWi (2014a).

Dieser Strategierahmen wird innerhalb des EU-Rechts über Richtlinien und Verordnungen konkretisiert. Relevant für die Einführung intelligenter Strommesssysteme sind vor allem Richtlinien und Verordnungen, die Regeln für das Zusammenspiel der Marktteilnehmer sowie den Netzausbau setzen. Dazu zählen.⁶¹

⁵⁹ Vgl. hierzu u.a. BMWi (2014a), RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (2008) und EUROPÄISCHER RAT (2014).

⁶⁰ Vgl. hierzu KOM (2011) 112.

⁶¹ Richtlinien und Verordnungen, die die Erzeugung oder den Verbrauch betreffen, beeinflussen zwar die Energieeffizienz und die Treibhausgasemissionen, sind aber für den Gegenstand dieser Arbeit nicht relevant. Ebenso ausgeblendet werden Richtlinien und Verordnungen für den

Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom: Regelungsgegenstand sind gemäß Artikel 1 Maßnahmen der Mitgliedsstaaten zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung betreffend den Umfang von Erzeugungskapazitäten, Marktgleichgewicht ohne Verbrauchsabsenkungsvoraussetzung und Kapazitätsreserven für Übertragung und Erzeugung.

Insbesondere ermöglicht sie mit Artikel 5 (2) lit. d) eine individuelle „Förderung der Einführung von Technologien im Bereich der Echtzeit-Nachfragesteuerung wie etwa fortschrittliche Messsysteme“ auf der Ebene der Mitgliedsstaaten.⁶²

Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Hier sind gemäß Artikel 1 nationale Ziele für den Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch und den Verkehrssektor sowie Regeln für die Förderung von Erneuerbare-Energie-Anlagen und den Zugang zum Elektrizitätsnetz festgelegt. Hieraus ergeben sich folgende Anforderungen:⁶³

- Mindestanteile am Endenergieverbrauch der Mitgliedsstaaten:

Gasmarkt, die zwar für das Energieversorgungssystem, nicht aber für den Fokus dieser Arbeit relevant sind. Vgl. zu einer Gesamtübersicht sowie der folgenden zusammenfassenden Darstellung zu den einzelnen Verordnungen und Richtlinien BMWi (2014a). Die Sortierung im Folgenden erfolgt chronologisch.

⁶² Darüber hinaus betreffen Artikel 3 (3) lit. c) und d) die Einführung neuer Technologien, insbesondere für die Bedarfssteuerung, zur Nutzung erneuerbarer Energietechnologien sowie für die dezentrale Erzeugung als auch die Beseitigung administrativer Hürden für Investitionen in Infrastruktur und Erzeugungskapazität. Artikel 3 (4) legt die Diskriminierungsfreiheit für neue und kleine Marktteilnehmer sowie die Verpflichtung auf Kosteneffizienz der Maßnahmen für den Endverbraucher fest. Artikel 4 (1) lit. e) legt einen rechtzeitigen und effizienten Informationsaustausch über den Betrieb der Netze zwischen den Netzbetreibern fest. Artikel 7 (3) lit. c) konkretisiert die Berichtspflichten hinsichtlich der erwarteten Entwicklung bei Erzeugung, Lieferung, grenzüberschreitendem Handel und Verbrauch unter Berücksichtigung von Bedarfssteuerungsmaßnahmen. Artikel 7 (4) Unterabsatz 1 legt den Zugang zu den einschlägigen Daten für die Übertragungsnetzbetreiber und/oder die zuständigen Behörden fest. Für den Originaltext vgl. RICHTLINIE 2005/89/EG. Für die Charakterisierung der Marktteilnehmer vgl. Kapitel 2.2.4.

⁶³ Vgl. hierzu den Gesetzestext von RICHTLINIE 2009/28/EG.

- Artikel 3 (1) i.V.m. Anhang I legt für Deutschland fest, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 mindestens 5,8% des Bruttoendenergieverbrauch aus dem Jahre 2005 entspricht und in 2020 einen Anteil von mindestens 18% am Bruttoendenergieverbrauch umfasst.
- Artikel 3 (4) legt darüber hinaus fest, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bei allen Verkehrsträgern im Jahr 2020 mindestens 10 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor entspricht.
- Festlegung der Obergrenze des Energieverbrauchs im Luftverkehr auf 6,18 % des Bruttoendenergieverbrauchs in den Mitgliedsstaaten gemäß Artikel 5 (6) Unterabsatz 3.
- Verpflichtung zur Erstellung nationaler Aktionspläne gemäß Artikel 4 (1) Unterabsatz 1.
- Festlegungen für Netzzugang und Betrieb gemäß Artikel 16:
 - Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligenter Netze, von Speichereinrichtungen und des Elektrizitätssystems für einen sicheren Betrieb (Absatz 1).
 - Vorrang für Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (Absatz 2).
 - Formulierung von Standardregeln für Kostenübernahme und -teilung durch die Mitgliedsstaaten (Absätze 3, 4 und 6).
 - Ungehinderter Netzzugang für alle Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (Absatz 5).
 - Weitergabe von Kostenvorteilen an Endverbraucher (Absatz 8). Solche Vorteile entstehen z.B. durch ausschließliche Nutzung der Niederspannungsnetze für den Transport bei dezentraler Erzeugung und Einspeisung in diese Netzebene.⁶⁴

⁶⁴ Gemäß Artikel 2 lit. a) wird „Energie aus erneuerbaren Quellen“ definiert als „Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas,

Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie: Sie regelt gemäß Artikel 1 Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung in einem liberalisierten Strommarkt sowie Ausschreibungsverfahren für die Vergabe von Genehmigungen für den Betrieb von Stromnetzen und legt die Einführung intelligenter Messsysteme fest. Für die Marktteilnehmer der Energiewirtschaft in den Mitgliedsstaaten bedeutet dies:

- Einführung intelligenter Messsysteme für mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 bei positiver Gesamtwirtschaftlichkeitsrechnung gemäß Artikel 3 (7) i.V.m. Anhang I (2).
- Gemeinsame Verpflichtungen und Schutz der Kunden gemäß Artikel 3 betreffen:
 - Regelungsfreiheit innerhalb der Mitgliedsstaaten (Absatz 2).
 - Grundversorgung von Haushalten und Kleinunternehmen (Absatz 3).
 - Freie, länderübergreifende Versorgerwahl (Absatz 4).
 - Verbrauchsdatentransparenz (Absatz 5 lit. b)).
- Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzeigentümer gemäß Artikel 9 (1) bis (3), (9) und (12) i.V.m. Artikel 12, Artikel 13 (1) und (4), Artikel 14 (6) und (7) sowie Artikel 17 (2).
- Entflechtung der Verteilnetzbetreiber gemäß Artikel 24 i.V.m. Artikel 25 (5) bis (7) und Artikel 26 .

Klärgas und Biogas.“ Darüber hinaus sind folgende Bestimmungen relevant: Artikel 3 (3) lit. a) zu Förderregelungen, Artikel 5 (3) Unterabsatz 1 für den Ausschluss der Anrechnung der Energieerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken sowie analog Artikel 5 (4) Unterabsatz 4 für thermische Energie durch passive Energiesysteme, Artikel 6 (1) für den statistischen Transfer von Erzeugungskapazitäten zur Zielerfüllung zwischen Mitgliedsstaaten, Artikel 7 (1) zur Projektkooperation, Artikel 9 i.V.m. Artikel 10 für Drittländerkooperationen zur Auslagerung von Erzeugungskapazitäten, Artikel 13 (3) i.V.m. Artikel 13 (4) Unterabsätze 1 und 3 zur Anpassung der nationalen Bauvorschriften zwecks Integration erneuerbarer Energiequellen, Artikel 13 (5) zur Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude, Artikel 15 (5) i.V.m. Artikel 15 (6) für elektronische Herkunftsnachweise sowie schließlich die Berichterstattungspflichten gemäß Artikel 22 (1). Für den Originaltext vgl. RICHTLINIE 2009/28/EG.

- Entflechtung der Rechnungslegung vertikal integrierter Unternehmen gemäß Artikel 31 und Quersubventionierungsverbot zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (Absatz 3).
- Einrichtung nationaler Regulierungsbehörden mit Regeln zu Benennung, Unabhängigkeit, Zielen, Entgeltfestlegungen für Übertragungs- und Verteilnetze sowie Kontrolle der Einhaltung der Stromhandelsverordnung gemäß Artikel 35 i.V.m. Artikel 36, Artikel 37 (6) lit. a) und b) und Artikel 39.⁶⁵

Stromhandelsverordnung: Regelungsgegenstand ist gemäß Artikel 1 der grenzüberschreitende Stromhandel sowie eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit. Dies umfasst Ausgleichsmechanismen, Kapazitätsvergabe und Übertragungsentgelte.

Kerngegenstand dieser Verordnung ist die Gründung des Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-Strom) sowie die Festlegung dessen Aufgaben gemäß der Artikel 4 i.V.m. Artikel 5 und Artikel 8 (3). Diese Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber ist Voraussetzung für die Öffnung der nationalen Märkte, die nur über die Verbindungsleitungen zwischen den nationalen Übertragungsnetzen verbunden sind.⁶⁶

⁶⁵ 2009 wurde die Agentur zur Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden gegründet. Vgl. VERORDNUNG (EG) Nr. 713/2009. Die Kontrolle der Durchführung der Einführung intelligenter Messsysteme obliegt den nationalen Regulierungsbehörden gemäß Artikel 37 (1) lit. n), p) und u). Ebenfalls relevant sind die folgenden Festlegungen: Artikel 5 i.v.m. Artikel 6 (2) zur Standardisierung technischer Vorschriften, Artikel 41 zu Regeln für Datenaustausch und Abrechnung für gut funktionierende und transparente Endkundenmärkte und Artikel 47 zu Berichtspflichten für jährliche Fortschrittsberichte. Zudem regelt Anhang I (1) lit. e) und h) den Ausschluss von Gebühren für Verbrauchstransparent bei Lieferantenwechsel. Die Idee zur Liberalisierung des Strommarktes, also der Entflechtung der Marktteilnehmer zur Begünstigung von Wettbewerb, in der EU ist verankert in der EEA. In Deutschland wurde sie durch das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 eingeführt. Vgl. hierzu u.a. BORGMANN (2004), PFAFFENBERGER UND HILLE (2004), KRAMER (2002) und KLEEST UND REUTER (2002). Für den Originaltext vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG.

⁶⁶ Relevant sind überdies: Artikel 8 (6) die Bereiche für die Erarbeitung von Netzkodizes, Artikel 8 (10) und (11) regelt die Erstellung gemeinschaftsweiter Netzentwicklungspläne im Zwei-Jahres-Turnus mit Blick auf Investitionspläne, Investorenbindung und Investitionslücken sowie

Übertragungsnetzbetreiberausgleichsmechanismusverordnung: Sie legt die Leitlinien für Durchleitungsentgelte bei grenzüberschreitenden Stromflüssen fest und regelt dafür die Ausgleichszahlungen für erlittene Verluste und Netzentgelte für die Infrastrukturnutzung in den Übertragungsnetzen.⁶⁷

Energieeffizienzrichtlinie: Ziel dieser Richtlinie ist es, die Energieeffizienz in der EU bis zum Jahr 2020 um 20% gegenüber der prognostizierten Entwicklung zu steigern. Dazu wird beispielsweise die Pflicht zur energetischen Sanierung von jährlich 3% der öffentlichen Gebäude sowie eine Energieeinsparquote für Energieunternehmen von jährlich 1,5% eingeführt. Sie legt u.a. folgende Rahmenbedingungen fest.⁶⁸

- Festlegung des Zielwerts für die Begrenzung des EU-Gesamtenergieverbrauchs für das Jahr 2020 auf 17.143 TWh Primär-

mit Vorrang gegenüber den nationalen Zehnjahresnetzentwicklungsplänen. Artikel 11 regelt die Kostenübernahme des ENTSO-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber, die in Artikel 13 hinsichtlich des Ausgleichsmechanismus und in Artikel 14 – jeweils i.V.m. den Leitlinien gemäß Artikel 18 – hinsichtlich der Netzzugangsentgelte konkretisiert wird. Schließlich regelt Artikel 16 i.V.m. Artikel 14 (4) und Anhang I (3.2) lit. a) bis d) das Engpassmanagement einschließlich der Einnahmenverwendung und ordnet Deutschland vier Regionen für eine gemeinsame Regelung zu: Nordeuropa, Nordwesteuropa, Nordgrenzen Italiens und Mitteleuropa. Für den Originaltext vgl. VERORDNUNG (EG) NR. 714/2009.

⁶⁷ Diese Verordnung aktualisiert und konkretisiert die Festlegungen der Stromhandelsverordnung und ist daher analog zu dieser relevant für die Entstehung von grenzüberschreitendem Wettbewerb im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt. Artikel 1 regelt i.V.m. Teil A des Anhangs die Höhe des Ausgleichs der Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse über ihre Netze, der über den Ausgleichsfond (ITC-Fond) des ENTSO-Strom ausgeschüttet wird. Es werden dabei sowohl die national entstehenden Verluste als auch die Kosten der Infrastruktur berücksichtigt. Artikel 2 regelt i.V.m. Teil B des Anhangs die von Netzbetreibern für den Zugang zum Übertragungsnetz erhobenen Entgelte. Dabei wird auf die jährlich erhobenen durchschnittlichen Nutzungsentgelte abgestellt. Für den Originaltext vgl. VERORDNUNG (EU) NR. 838/2010.

⁶⁸ Für den Originaltext vgl. RICHTLINIE 2012/27/EU.

energieverbrauch bzw. 12.537 TWh Endenergieverbrauch gemäß Artikel 3 (1).⁶⁹

- Verpflichtung zur Gebäudesanierung (Artikel 4) einschließlich der Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude (Artikel 5).
- Verpflichtung zur Einführung intelligenter Zähler mit⁷⁰
 - Ermessensspielraum gemäß Artikel 9 hinsichtlich Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit (Absatz 1) und Festlegung der Mindestfunktionalitäten und –aufgaben (Absatz 2),
 - Festlegung der Mindestanforderungen an die Abrechnungsinformationen gemäß Artikel 10,
 - Festlegung der Kostenübernahme für den Zugang zu Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsinformationen einschließlich der Verpflichtung zu einem kostenfreien Zugang zu den Verbrauchsdaten für die Verbraucher gemäß Artikel 11.
- Verpflichtung zur Einführung von Systemdiensten zur Realisierung intelligenter Netze und Verbraucherintegration bei der Laststeuerung gemäß Artikel 15.
- Förderung von Energiedienstleistungen (Artikel 18) und Energieeffizienz (Artikel 19).
- Einrichtung nationaler Energieeffizienzfonds gemäß Artikel 20.

Transeuropäische Energieinfrastrukturverordnung: Sie schafft die Grundlage zur Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sowie für Akzeptanz, Regulierung und Kostenallokation von Energieinfrastrukturvorhaben, wozu auch „intelligente Stromnetze“ gehören.

⁶⁹ Im Gesetzestext erfolgt die Festlegung auf Millionen Tonnen Rohöläquivalent (mio. t. roe). Die Umrechnung in TWh erfolgt über das Verhältnis 1 mio. t. roe = 11,63 TWh. Vgl. zur Umrechnung von Energieeinheiten die offiziellen Tabellen des BMWi im Internet unter <http://m.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten,did=181014.html> (Zugriff am 28.03.2015).

⁷⁰ Für diese Zähler ist eine Einbindung in ein Kommunikationsnetz nicht verpflichtend.

Es wird festgelegt, dass Vorhaben für intelligente Stromnetze in die Energieinfrastrukturkategorien gemäß den Festlegungen von Artikel 4 (2) lit. c) i.V.m. Artikel 4 (4) Unterabsatz 3 sowie Anhang II Nr. 1 lit. e) fallen und damit vorrangige Investitionsvorhaben sind. Allerdings enthält diese Verordnung zwei wesentliche Einschränkungen:

- Es müssen mindestens zwei Mitgliedsstaaten beteiligt sein (Artikel 4 (1) i.V.m. Anhang IV Nr. 1).
- Vorhabenträgern stehen Finanzhilfen und Finanzierungsinstrumente zur Verfügung, sofern sie „eine mangelnde kommerzielle Tragfähigkeit klar belegen können“ (Artikel 14 (1) i.V.m. Artikel 14 (4)).⁷¹

Infrastrukturfondsverordnung „Connecting Europe“: Sie bündelt Regeln für Investitionen in vorrangige EU-Infrastrukturvorhaben in den Bereichen Verkehr, Energie und Telekommunikation und stellt vor allem auf die Hebung von Synergien zwischen diesen ab.

Diese Verordnung verweist allerdings mit Artikel 4 (3) Unterabsatz 3 auf die Kriterien gemäß Artikel 4 und Artikel 14 der transeuropäischen Energieinfrastrukturverordnung und zeigt damit dieselben Einschränkungen für eine Finanzierungsunterstützung.⁷²

⁷¹ Insofern sind die Förderbedingungen im Sinne der Aufgabenstellung erst dann interessant, wenn es keine wirtschaftlich tragfähige und somit keine freiwillige Lösung gibt und mindestens ein weiterer Mitgliedsstaat in den Rollout intelligenter Zähler integriert wird. Für den Originaltext vgl. VERORDNUNG (EU) NR. 347/2013. Vgl. zu den Grundlagen der Kostenteilung auch Kapitel 3.1.

⁷² Vgl. hierzu VERORDNUNG (EU) NR. 1316/2013 sowie VERORDNUNG (EU) NR. 347/2013. Gemäß Artikel 3 leistet die Fazilität „Connecting Europe“ einen „Beitrag zur Unterstützung von Vorhaben mit einem europäischen Mehrwert und einem beträchtlichen gesellschaftlichen Nutzen, für die keine angemessene Finanzierung vom Markt bereitgestellt wird.“ Zusätzlich geht es um die Kombination der Finanzierungsinstrumente mit weiteren Investoren und die Hebung von Synergien zwischen den Sektoren Verkehr, Telekommunikation und Energie. Artikel 4 (3) lit. c) Unterpunkt iii) werden auch solche Vorhaben in die Förderfähigkeit einbezogen, die einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung und zum Umweltschutz leisten, u.a. durch die Entwicklung von intelligenten Energienetzen. Die Erfolgsmessung geschieht ex post über die Zahl der eingeleiteten Vorhaben im Bereich der intelligenten Netze, denen die CEF zugute gekommen ist, und die

Die Umsetzung wird über zweijährliche Fortschrittsberichte geprüft: Der unverbindliche *Zehnjahresnetzentwicklungsplan* für das europäische Stromnetz durch die ENTSO-Strom⁷³ mit Prognosen über den Netzausbau sowie die Information der Europäischen Kommission über *Infrastrukturvorhaben für Erzeugung, Lagerung, Speicherung und Transport in der Energiewirtschaft* durch die Mitgliedsstaaten.⁷⁴

Abbildung 6 fasst die Leitplanken der europäischen Politik zusammen.

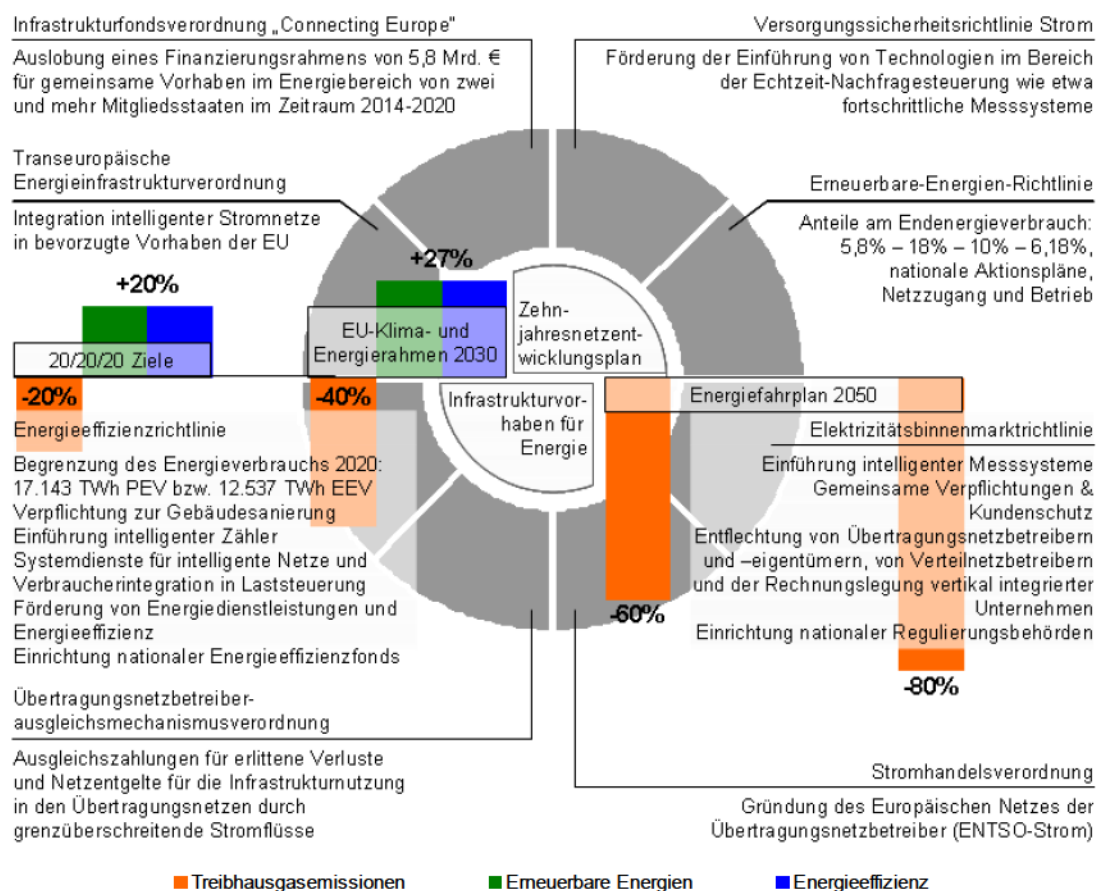


Abbildung 6: Leitplanken aus der europäischen Rahmengesetzgebung

Quelle: Eigene Darstellung.

durch sie ermöglichte Reaktion auf der Nachfrageseite. Vgl. hierzu VERORDNUNG (EU) NR. 1316/2013.

⁷³ Für die Entwicklung seit 2010 vgl. ENTSO-STROM (2010, 2012 und 2014).

⁷⁴ Grundlage dafür bildet VERORDNUNG (EU, EURATOM) NR. 833/2010.

2.2.2. Politischer Gestaltungsansatz in Deutschland

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 bildet den strategischen Rahmen für den Gestaltungsansatz in Deutschland. Entsprechend des formulierten „zentralen politischen Ziels“ soll Deutschland „in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden.“⁷⁵ Diesem Ziel werden Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit subsumiert. Damit fügt sich das Energiekonzept in die europäische Energiepolitik ein. Hinsichtlich der Formulierung konkreter Klimaschutzziele geht die Bundesregierung über die Mindestanforderungen der EU sogar hinaus. Abbildung 7 fasst die einzelnen Ziele zusammen.⁷⁶

	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-40%	-55%	-70%	-80%
Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18%	30%	45%	60%
Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-20%	Steigerung der Energieproduktivität bezogen auf Endenergieverbrauch um +2,1% p.a.		-50%
Stromverbrauch (ggü. 2008)	-10%			-25%
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	-10%			-40%
Gebäudesanierungsrate	Verdoppelung der Gebäudesanierungsrate von 1% auf 2% bezogen auf den Gesamtbestand			

Abbildung 7: Klimaziele für Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BUNDESREGIERUNG (2010), S. 4-5.

⁷⁵ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 3. Für die Erläuterung des politischen Gestaltungsansatzes wird auf die aktuelle Regierungspolitik abgestellt. Sie treibt den Gesetzgebungsprozess und beeinflusst damit den Rahmen aus Gesetzen und Verordnungen in Deutschland.

⁷⁶ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 4-5 und 18, BMWi (2013a), S. 48-50 und S. 56-58.

Diese Leitlinien zur Zielerreichung sollen langfristige Orientierung unter Erhalt der notwendigen „Flexibilität für neue technische und wirtschaftliche Entwicklungen“ geben. Die Regierung setzt dabei auf eine „ideologiefreie, technologieoffene und marktorientierte Energiepolitik [, die] alle Nutzungspfade Strom, Wärme und Verkehr [umfasst].“⁷⁷ Erneuerbare Energien werden in diesem Zusammenhang als „Treiber für Innovation und die Modernisierung der Energieinfrastruktur“ angesehen, wobei letztere Speicher, intelligente Netze, flexible Kraftwerke und neue Technologien umfasst.⁷⁸

Der Gestaltungsansatz der Bundesregierung stellt die Ausrichtung auf den Markt und seine Kräfte in den Vordergrund, Gesetze und Verordnungen sollen dafür die Weichen stellen und den Rahmen bilden.⁷⁹ „Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau des deutschen Stromnetzes müssen wirtschaftlich attraktiv sein, damit die Netzbetreiber und andere Investoren das notwendige Kapital bereitstellen.“⁸⁰

Dieser Leitsatz gilt auch für die Einführung intelligenter Netze, die eine bessere Steuerung von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen sollen. Erzeuger und Verbraucher (wozu auch Speicher zählen) sollen durch Einsatz von Informationstechnik mit den relevanten Netzebenen interagieren. Intelligente Strommesssysteme werden dabei als Grundvoraussetzung für die neue Steuerung angesehen. Für deren Verbreitung schafft die Bundesregierung die rechtlichen Grundlagen zur Zählereinführung sowie für deren Einbindung in Kommunikationsnetze mit folgenden Maßnahmen.⁸¹

⁷⁷ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 3.

⁷⁸ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 7.

⁷⁹ „Auch in Zukunft ist es für die Bundesregierung ein wichtiges Ziel, die Liberalisierung fortzusetzen und den Wettbewerb weiter zu stärken. Das Strommarktdesign der Zukunft, also das Zusammenspiel zwischen einem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien, der neuen Rolle konventioneller Energieträger, den Regel- und Ausgleichenergiemärkten, Energiespeichern sowie der Einbindung in den europäischen und außereuropäischen Verbund muss im Kern marktwirtschaftlich ausgerichtet sein. Damit der Markt seine Kräfte entfalten kann, müssen heute die Weichen gestellt werden und ein zukunftsorientierter Rahmen definiert werden.“ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 18.

⁸⁰ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 23.

⁸¹ Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 23-24.

- „Alt gegen neu“: Die Aktualisierung der Anforderungen für den „schrittweisen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ im Energiewirtschaftsgesetz betrifft auch den Austausch von Altgeräten zum Zeitpunkt des Regeltausches.⁸²
- „Standards und Schnittstellen“: Die Messzugangsverordnung soll novelliert und Mindestvoraussetzungen für intelligente Messeinrichtungen durch die Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde definieren werden.
- „Anerkennung von Investitionen“: Modernisierung des Regulierungsrahmens für den Netzausbau (Novelle StromNEV und ARegV) unter Prüfung einer Investitionskostenanerkennung für intelligente Messeinrichtungen.

Abbildung 8 verdeutlicht den Stand aller Maßnahmen zur Energiewende.⁸³

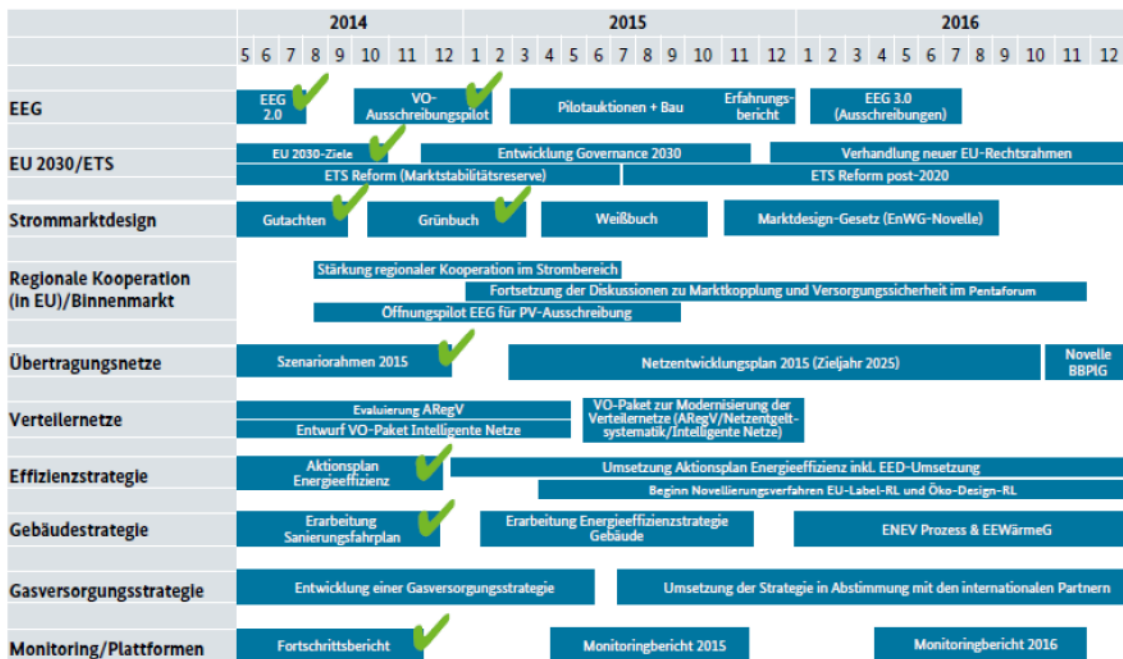


Abbildung 8: Zentrale Vorhaben für die Energiewende in Deutschland

Quelle: BMWi (2014b) und BMWi (2015d), S. 3.

⁸² Vgl. hierzu BUNDESREGIERUNG (2010), S. 24.

⁸³ Vgl. hierzu auch BMWi (2014c) und BMWi (2015c).

Der Grundgedanke der Eigenverantwortlichkeit der handelnden Akteure findet sich auch im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz 2014 und im Grünbuch 2015 wieder. Kenntnis über und Messbarkeit der Energieverbräuche sind Voraussetzung für die Entwicklung von Kennzahlen und Benchmarks für Gewerbe und Haushalte. Die Bundesregierung unterstützt auch in diesem Kontext die Einführung IT-basierter Mess-, Analyse- und Managementsysteme.⁸⁴

2.2.3. Einfluss der nationalen Regulierung

Der Einfluss der nationalen Regulierung auf die Einführung intelligenter Messsysteme resultiert aus den Bestimmungen des Gesetzgebers sowie den Tätigkeiten der Regulierungsbehörden.⁸⁵ Er manifestiert sich in Gesetzen und Verordnungen sowie der Definition von Standards und Schnittstellen und Durchführung von Kontrollen.

Relevanz für die Einführung intelligenter Strommesssysteme haben insgesamt drei Gesetze mit ihren Verordnungen.⁸⁶

⁸⁴ Vgl. hierzu u.a. BMWi (2014c), S. 33-39 sowie BMWi (2015c). Die Umsetzung einer „schrittweisen flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler fokussiert zunächst die Konsumenten mit hohem Stromverbrauch. Vgl. dazu BMWi (2015c), S. 5 sowie Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

⁸⁵ Der Begriff der „Regulierungsbehörden“ umfasst die Bundesnetzagentur sowie die Landesregulierungsbehörden in den Bundesländern. Die Zuständigkeitsabgrenzung zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden definiert sich wie folgt: Die Bundesnetzagentur ist zuständig für Energieversorgungsunternehmen mit mehr als 100.000 angeschlossenen Netzkunden sowie für Netzbetreiber, deren Netzgebiet sich über die Grenze eines Bundeslandes hinaus erstreckt. Hat ein Energieversorgungsunternehmen weniger als 100.000 Kunden und ist sein Netzgebiet auf ein Bundesland beschränkt, so sind die Landesregulierungsbehörden für die Regulierung dieses Energieversorgungsunternehmens zuständig. Vgl. hierzu auch §54 EnWG sowie die Darstellung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter

<http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Rechte/rechte-node.html> (Zugriff am 25.03.2015).

⁸⁶ Für den Zusammenhang zwischen Gesetzen und Verordnungen gilt: „Förmliche Gesetze [...] werden vom parlamentarischen Gesetzgeber in dem in der Verfassung dafür vorgesehenen Verfahren (Artikel 76 bis 82 Grundgesetz) beschlossen. [...] Rechtsverordnungen werden [...]

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG): Das Gesetz definiert gemäß §1 die Rahmenbedingungen für „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche [...] Versorgung der Allgemeinheit mit [...Strom] und Gas [...]. Es reguliert die Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze zur Sicherstellung] eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung [...] sowie] eines zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ Damit setzt es das Europäische Gemeinschaftsrecht auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung um.⁸⁷ Die relevanten Regelungen betreffen⁸⁸:

- Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern und -eigentümern (§§8-10e), von Verteilnetzbetreibern (§§7-7b) und der Rechnungslegung vertikal integrierter Unternehmen einschließlich des Verbots von Quersubventionierungen (§6b).
- Festlegung der Aufgaben der Netzbetreiber (§§11-16a), der Bestimmungen zum Netzanschluss (§§17-19a) sowie der Auflagen für den Netzzugang (§§20-28a).
- Festlegung der Befugnisse und Sanktionsinstrumente der Regulierungsbehörde einschließlich der Vorteilsabschöpfung aus Fehlverhalten (§§29-35) sowie der allgemeinen Vorschriften und Zuständigkeiten (§§54-58b).

von der Exekutive (Regierung) auf der Grundlage einer durch ein förmliches Gesetz erteilten Ermächtigung erlassen. Die Voraussetzungen der Verordnungsermächtigung finden sich in Artikel 80 Absatz 1 Grundgesetz. Danach können nur die Bundesregierung, einzelne Bundesminister oder Landesregierungen zur Verordnungsgebung ermächtigt werden. [...] Inhalt, Ausmaß und Zweck der erteilten Ermächtigung müssen im förmlichen Gesetz hinreichend bestimmt sein. Diese zwingenden Voraussetzungen der Verordnungsermächtigung als systematische Ausnahme vom Rechtssetzungsmonopol des Parlaments lassen sich sowohl auf das Demokratieprinzip (Artikel 20 Absatz 2 Grundgesetz) als auch auf den Grundsatz der Gewaltenteilung (Artikel 20 Absatz 3 Grundgesetz) zurückführen.“ Vgl. hierzu die Erläuterungen der Bundesregierung im Internet unter <http://www.bmg.bund.de/service/gesetze-und-verordnungen/unterschied-zwischen-foermlichen-gesetzen-und-rechtsverordnungen.html> (Zugriff am 26.03.2015).

⁸⁷ Dies betrifft im Wesentlichen die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.1.

⁸⁸ Hervorgehoben werden nur solche Regelungen, die für die Aufgabenstellung relevant sind.

- Festlegung der Grundversorgungspflicht (§36), wobei Grundversorger jeweils das Energieversorgungsunternehmen ist, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.⁸⁹
- Verpflichtung auf lastabhängige Tarife und kostenlose Verbrauchsaufstellung im Rahmen der Rechnungsstellung auf der Grundlage intelligenter Messsysteme (§40).
- Umsetzung des Kundenschutzes durch Verordnungsermächtigungen für die Ausgestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden (§41) sowie Stromkennzeichnung und Transparenz der Stromrechnungen (§42).
- Umsetzung der Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom in nationales Recht (§§49-53b).
- Festlegung der Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang sowie der Regulierungsvorgaben für eine effiziente Leistungserbringung (§§21 und 21a).⁹⁰

Messstellen sind in diesem Zusammenhang Bestandteil des Netzzugangs und als solche geregelt in den §§ 21b bis 21e für Messsysteme. Folgende Festlegungen sind dabei wesentlich:

- Wettbewerb im Messstellenbetrieb: Der Messstellenbetrieb ist Aufgabe des Betreibers von Energieversorgungsnetzen (§21b (1)), der Anschlussnutzer (Letztverbraucher) hat jedoch ein Wahlrecht: „Auf Wunsch des betroffenen

⁸⁹ Die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) regelt auf Grundlage der Ermächtigung von §39 EnWG die allgemeinen Bedingungen, zu denen Energieversorger Haushaltskunden im Niederspannungsbereich im Rahmen der Grundversorgung mit Elektrizität zu allgemeinen Preisen beliefern. Sie regelt neben den Aufgaben und Rechten des Grundversorgers die Modalitäten sowie die Abrechnung der Belieferung.

⁹⁰ Diese Regulierungsvorgaben beinhalten auch die Ermächtigung für die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die Bestimmungen zur Ermittlung des zulässigen Gesamterlöses des Netzbetreibers (Erlösobergrenze) aus den Netzentgelten sowie Qualitätsvorgaben enthält. Sie ist über §§6, 11, 14, 17, 23, 28 und 34 mit der Stromnetzentgeltverordnung auf Grundlage der Ermächtigung von §24 EnWG verbunden. Festgesetzte Entgelte ergeben sich zusätzlich aus der Konzessionsabgabenverordnung auf Grundlage der Ermächtigung von §48 EnWG.

Anschlussnutzers kann [...] von einem Dritten der Messstellenbetrieb durchgeführt werden, wenn der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Messstellenbetrieb, zu dem auch die Messung und Übermittlung der Daten an die berechtigten Marktteilnehmer gehört, durch den Dritten gewährleistet ist, so dass eine fristgerechte und vollständige Abrechnung möglich ist“ (§21b (2) 1). Dieses Wahlrecht ist auf den Anschlussnehmer (Eigentümer) durch den Anschlussnutzer übertragbar, ohne dessen Wahlfreiheit zu beschränken (§21b (5)).

- Grundlegung der Wechselprozesse im Messwesen (§21b (2) 5) zur Messstellenübernahme.
- Anspruch des Messstellenbetreibers auf Einbau von in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtungen oder Messsystemen (§21b (4)).
- Festlegung der Einbauverpflichtung für Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie, die gemäß §21d (1) in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind und den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, jeweils für
 - Neubauten und Gebäudesanierungen gemäß Artikels 2 Absatz 10 Buchstabe b der Richtlinie 2010/31/EU,
 - Letztverbraucher mit > 6.000 kWh Jahresverbrauch,
 - Anlagenbetreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen einschließlich KWK-Anlagen bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW,
 - alle anderen Gebäude nur „sofern technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar“ (§21c (1) lit. d) i.V.m. §21c (2)). Diese Regelung ist insoweit maßgeblich, als dass sie sowohl die Voraussetzungen für eine freiwillige Lösung als auch für eine Verpflichtung schafft.⁹¹

⁹¹ Im Gesetzestext heißt es unter §21c (1) lit. d) Messstellenbetreiber haben „in allen übrigen Gebäuden Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen nach § 21d und § 21e genügen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.“ Dazu definiert §21c (2): „Technisch möglich ist ein Einbau, wenn Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen genügen, am Markt verfügbar sind. Wirtschaftlich vertretbar ist ein Einbau, wenn dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten entstehen oder wenn eine wirtschaftliche Bewer-

- Auferlegung einer Anbindungsverpflichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen einschließlich KWK-Anlagen an die Messsysteme.
- Eichung und Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität mit Ermächtigung der Ausgestaltung durch die Messzugangsverordnung (MessZV) gemäß §21e und §21i (1) Nr. 3 und 12.⁹²

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Zweck dieses Gesetzes ist gemäß § 1 (1), „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.“ Es setzt zugleich das europäische Gemeinschaftsrecht auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung um.⁹³ Dabei sind folgende Regelungen hervorzuheben:

- Konkretisierung der Anteile des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in folgenden Etappen (§1 (2) und (3)): 18% bis 2020, 40-45% bis 2025, 55-60% bis 2035 und 80% bis 2050.
- Verpflichtung zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem (§ 2)

tung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, und eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Absatz 1 Nummer 8 ihn anordnet.“

⁹² Die Ermächtigung des §21i umfasst alle Bereiche des Geschäftsmodell des Messstellenbetreibers sowie alle Optionen zur Einbauverpflichtung. Insofern ist eine flächendeckende Einführung im Rahmen einer Verordnung umsetzbar, wenn auch aktuell noch nicht beschlossen. In der Messzugangsverordnung sind Voraussetzungen und Bedingungen der Messung beim Strom- und Gasnetz durch einen Dritten (Messstellenbetreiber), der nicht Netzbetreiber ist, festgeschrieben. Sie regelt die vertraglichen Grundlagen zur Beauftragung eines Dritten und damit die Umsetzung des Wahlrechts der Anschlussnutzer.

⁹³ Für eine Erläuterung der Reform des EEG 2014 vgl. u.a. BMWi (2014 d).

- Festlegung des Ausbaupfades für Erneuerbare-Energie-Anlagen bis 2035 (§3):
 - Onshore Windenergieanlagen 2.500 MW pro Jahr (netto).
 - Offshore Windenergieanlagen 6.500 MW (Summe in 2020) und 15.000 MW (Summe in 2030).
 - Solarenergieanlagen 2.500 MW pro Jahr (brutto).
 - Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse bis zu 100 MW pro Jahr (brutto).
- Verpflichtung zum Anschluss und dessen Vorrangigkeit von Erneuerbare-Energie-Anlagen an die geeigneten Netzebenen auf dem kürzesten Weg auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes möglich wird (§8 (1) und (4) i.V.m. den Kostenzuteilungsregeln der §§ 16 bis 18).
- Festlegung zur Fernsteuerbarkeit, Einspeisedatenübertragung und des Einspeisemanagements für
 - KWK-Anlagen ab 100kW (§9 (1) i.V.m. den §14, 15 und 36).
 - Solaranlagen zwischen 30 und 100kW mit dem Wahlrecht zur Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Einspeisepunkt auf 70% der installierten Leistung (§9 (2) i.V.m. §§14, 15 und 36).
 - Windkraftanlagen mit Inbetriebnahme bis zum 01.01.2017 entsprechend der Systemdienstleistungsverordnung (§9 (6)).⁹⁴
- Vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung durch den Übertragungsnetzbetreiber und damit verbundene Neuausrichtung des bundesweiten Ausgleichs unter Berücksichtigung der

⁹⁴ Vgl. hierzu auch die Bestimmungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) auf Grundlage der Ermächtigung von §95 Nr. 5 EEG. Sie regelt den Anschluss von Windkraftanlagen an die Mittelspannungsebene und die zu beachtenden Richtlinien in §2 sowie an die Hoch- und Höchstspannungsebene und die zu berücksichtigenden Netzkodizes in §3.

Ausgleichsmechanismusverordnung, Systemstabilitätsverordnung und Stromnetzentgeltverordnung (§11 i.V.m. §§56-62 und §§ 63-69).⁹⁵

- Verpflichtung zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazität auf Verlangen des Einspeisewilligen innerhalb der wirtschaftlichen Zumutbarkeit (§12 i.V.m. der Kostenübernahmeverpflichtung durch den Anlagenbetreiber gemäß §17).⁹⁶

Die Differenzierung der Veräußerungsformen in Direktvermarktung und Einspeisevergütung (§20) erweitert die Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Einführung einer Marktprämie (§§34-36) schafft eine Anreizalternative zur Einspeisevergütung (§§37-38) und wird durch eine Verpflichtung zur Direktvermarktung ab 100kW Leistung (§37) eingeführt. Der Abbau von Überförderung wird durch Neuordnung der Fördergrundsätze geregelt und betrifft

⁹⁵ Vgl. insbesondere §57 (2) und §57 (3) sowie §59 i.V.m. den Bestimmungen der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) auf Grundlage der Ermächtigung von §91 EEG. Letztere regelt die Vermarktung des nach dem EEG vergüteten Stroms und enthält Vorschriften zur Berechnung und bundesweiten Wälzung der EEG-Kosten. Speziell ist für die Kostenzuteilung vor allem der Anreiz zur bestmöglichen Vermarktung gemäß §7 (5) AusglMechAV relevant: „Der Übertragungsnetzbetreiber hat Anspruch auf einen Bonus, sofern seine spezifischen beeinflussbaren Differenzkosten den Vergleichswert zuzüglich eines Zuschlags von 5 Cent pro Megawattstunde nicht übersteigen. Die Höhe des Bonus beträgt 25 Prozent der Differenz zwischen dem Vergleichswert zuzüglich des Zuschlags und den spezifischen beeinflussbaren Differenzkosten [...] multipliziert mit der zu vermarktenden Menge [...]. Die Auszahlung von Boni ist für alle Übertragungsnetzbetreiber zusammen auf 20 Millionen Euro je Kalenderjahr begrenzt.“ In der Stromnetzentgeltverordnung wird der Regulierungsbehörde mit §30 (2) Nr. 8 das Recht eingeräumt, Festlegungen zur Gewährleistungen sachgerechter Anlagengruppen und Abschreibungszeiträume in Abweichung von Anlage 1 zu treffen. Dazu zählen unter III. Fortleitungs- und Verteilungsanlagen gemäß Ziffer 2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger mit einem aktuellen Abschreibungszeitraum von 20-25 Jahren. Dieser wäre für intelligente Zähler anzupassen. Vgl. hierzu Kapitel 2.3.3. Die Systemstabilitätsverordnung auf Grundlage der Ermächtigung von §13 EnWG fasst Nachrüstungspflichten für Erneuerbare-Energie-Anlagen zusammen sowie deren Berücksichtigung bei der Berechnung der Netzentgelte.

⁹⁶ Diese Verpflichtung erstreckt sich gemäß §12 (2) auf „sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.“

vor allem die Konzentration auf kostengünstige Technologien (§§19-23 und §§40-54) sowie die Verringerung der Förderhöhe durch Ausschreibungen unter Erhalt der Akteursvielfalt (§55).

Die Verbindung zum Energiewirtschaftsgesetz schafft §10 (1), der auf die gelten die Bestimmungen der §§ 21b bis 21h des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen für Messstellenbetrieb und Messung verweist. Dieser Verweis umfasst die Kostenübernahmeverpflichtung durch den Anlagenbetreiber gemäß §16 sowie die Abwicklung der Marktprämie gemäß §36 (2).

Energie- und Klimafondsgesetz (EKFG): Zur Finanzierung der mit dem Energiekonzept vom 28.09.2010 verbundenen zusätzlichen Aufgaben wurde der Energie- und Klimafonds (EKF) errichtet. Mit diesem Sondervermögen lassen sich u. a. Maßnahmen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz sowie nationaler Klimaschutz finanzieren. In Regierungsbeschlüssen vom Juni und Juli 2011 wurden die Versteigerungserlöse von CO₂-Emissionszertifikaten als einzige Einnahmequelle fest geschrieben.

Die Tätigkeit der Regulierungsbehörden im Energiebereich wird im Energiewirtschaftsgesetz (§§29-35 sowie §§54-64a), dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (§85) und Netzausbaubeschleunigungsgesetz (§§9 und 31) geregelt. Grundsätzlich gehören zu den Aufgaben der Regulierungsbehörden:⁹⁷

- Überwachung der Netzbetreiber
- Überwachung der Diskriminierungsfreiheit für Zugang und Nutzung des Energieversorgungsnetzes für alle Netznutzer
- Unterstützung der Schaffung von Voraussetzungen für mehr Wettbewerb auf den Märkten für Energieerzeugung, Energiehandel und Energielieferungen durch

⁹⁷ Vgl. hierzu die Darstellung der Aufgaben auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UeberunsereAufgaben/ueberunsereaufgaben-node.html (Zugriff am 25.03.2015).

- die Genehmigung der Netzentgelte für die Durchleitung von Strom und Gas,
 - die Verhinderung bzw. Beseitigung von Hindernissen beim Zugang zu den Energieversorgungsnetzen für Lieferanten und Verbraucher,
 - die Standardisierung von Lieferantenwechselprozessen, und
 - die Verbesserung von Netzanschlussbedingungen für neue Kraftwerke.
- Wahrnehmung der Aufgaben und Kompetenzen für die Beschleunigung von Planungs- und Zulassungsverfahren.

Darüber hinaus erfolgt die Übertragung von Befugnissen auf die Regulierungsbehörde im Rahmen der Verordnungen, deren Ermächtigung in den zugehörigen Gesetzen verankert ist.

Abbildung 9 fasst die Leitplanken der nationalen Regulierung zusammen.

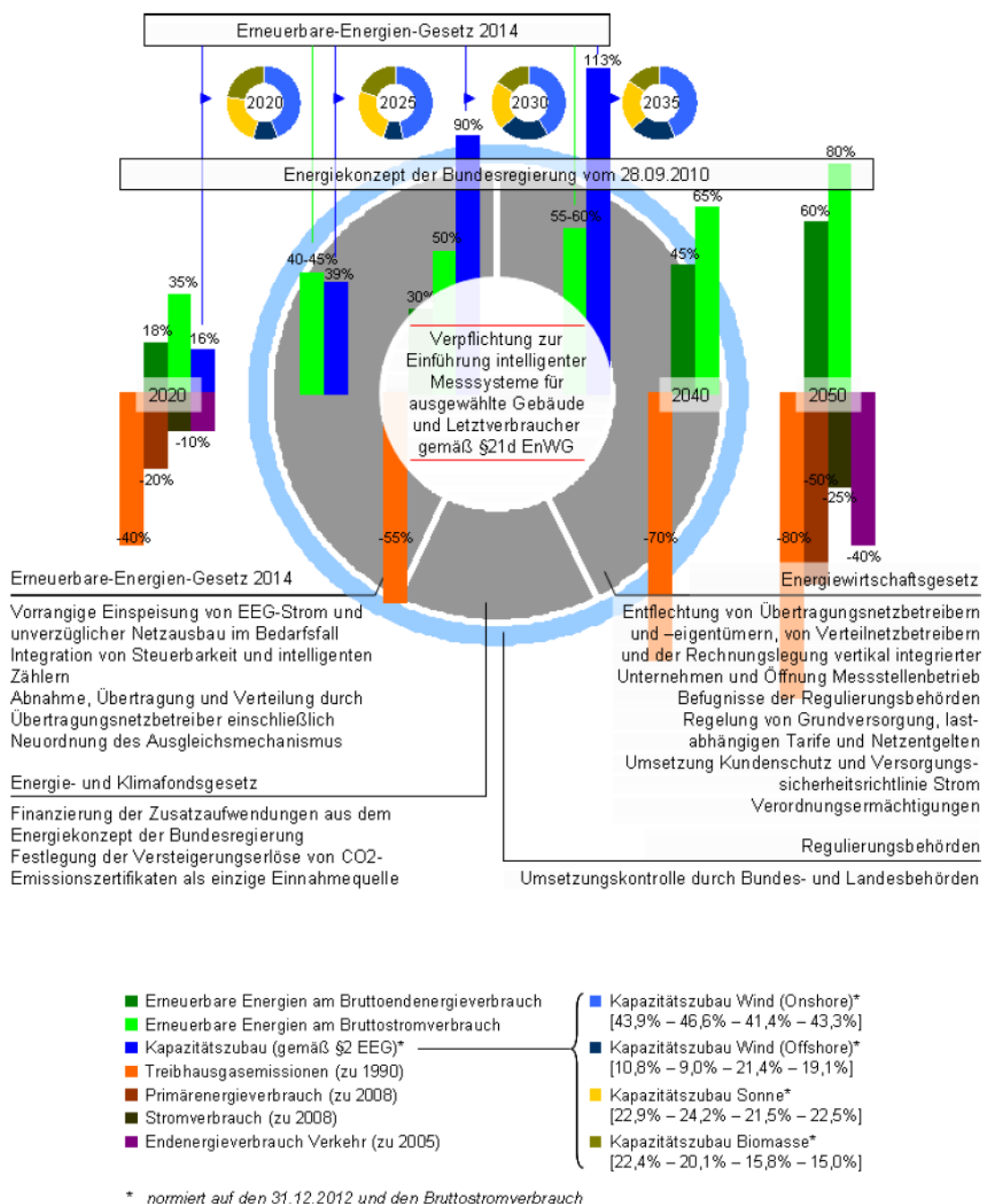


Abbildung 9: Leitplanken aus der nationalen Regulierung

Quelle: Eigene Darstellung.⁹⁸

⁹⁸ Der Kapazitätszubau (Ausbaupfad) ist normiert auf den Gesamtbestand der installierten Leistung zum 31.12.2012 und der in diesem Jahr generierten Strommenge je Energieträger sowie

2.2.4. Charakterisierung der Marktteilnehmer

Die Regulierung des Energiemarktes hat das Rollenmodell der Energiewirtschaft verändert. Innerhalb der Grenzen von Liberalisierung und Entflechtung können Marktteilnehmer eine oder mehrere Rollen übernehmen. Diese sind in europäischen und nationalen Gesetzen und Verordnungen ausgestaltet und werden von ENTSO-Strom für Europa und BDEW für Deutschland fortlaufend aktualisiert.⁹⁹ Zusätzlich werden „Gebiete“ definiert, in denen die Rollen ausgeübt werden können. Das „Markttrollenmodell der Energiewirtschaft“ stellt die Kombination aus Markttrollen und Gebieten dar.¹⁰⁰ Zur Erleichterung des Marktzutritts für neue Marktteilnehmer und der Kommunikation in Europa wurden zudem Verträge, Kommunikationsformate und Geschäftsprozesse sowie das Benennungssystem für Anbieter und relevante Infrastrukturkomponenten standardisiert.¹⁰¹

den Anteil am Bruttostromverbrauch aus 2013 gemäß Abbildung 1 und 2. Weiterhin ist vereinfachend unterstellt, dass die Bestandsveränderung aus §2 EEG 2014 erst mit 2015 wirksam wird und von 2013 bis 2014 kein Zubau erfolgt, der den durchschnittlichen festgelegten Ausbaupfad verändert. Vgl. zu den Daten BDEW (2014a). Diese Normierung ermöglicht die Darstellung in dieser Gesamtgrafik, es handelt sich allerdings nicht um offizielle Werte. Diese ergeben sich ausschließlich aus dem Ausbaupfad des §2 EEG und dem tatsächlichen Wetter im Betrachtungszeitraum.

⁹⁹ Für die Fassung vom 16.05.2014 sowie eine Gegenüberstellung der europäischen und deutschen Rollendefinitionen vgl. BDEW (2014b). Im weiteren Verlauf wird entsprechend der Aufgabenstellung nur noch auf die deutsche Nomenklatur abgestellt.

¹⁰⁰ Vgl. hierzu u.a. BDEW (2008), S. 4. und BDEW (2014b).

¹⁰¹ Das Benennungssystem arbeitet über Identifikatoren. Jede Markttrolle und jedes zugehörige Gebiet, jede Nachrichtendatei mit Nachrichten-Identifikation, Nachrichtentyp, Nachrichtendatenum, Sender und Empfänger sowie jeder Zählpunkt über den Metering Code mit Land, Netzbetreibercode, Postleitzahl und Zählpunktnummer ist darüber eindeutig identifizierbar. Vgl. hierzu u.a. BDEW (2008), S. 12-17. Für eine detaillierte Übersicht zu den Wechselprozessen im Messwesen (WiM) vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2011a), zu den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2011b) und zu den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2011c) und BDEW (2013). „Das Markttrollenmodell ermöglicht auf Basis einheitlicher Definitionen Geschäftsprozesse und deren IT-Umsetzungen eindeutig zu beschreiben. Dies erhöht die Transparenz bei der Entwicklung und Umsetzung der Informationsflüsse.“ Vgl. hierzu BDEW (2008).

In Deutschland werden folgende Markttrollen unterschieden:¹⁰²

- **Netzbetreiber:** Diese Rolle ist eine Netzebenen-übergreifende Sammelbezeichnung für¹⁰³
 - **Übertragungsnetzbetreiber:** Definiert als natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen (§3 Nr. 10 EnWG)¹⁰⁴ und
 - **Verteilnetzbetreiber:** Definiert als natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines

¹⁰² Vgl. zur Nomenklatur und Definition von ENTSO-Strom u.a. BDEW (2014b), für eine allgemeinere Beschreibung BDEW (2008), S. 9-10.

¹⁰³ Der Begriff „Netz“ ist gemäß §5 Nr. 26 EEG die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung. Der Begriff „Netzbetreiber“ umfasst gemäß §3 Nr. 27 EnWG alle Netz- oder Anlagenbetreiber im Sinne der Nummern 2 bis 7 und 10, also für Strom und Gas. Synonym ist der Begriff „Betreiber von Energieversorgungsnetzen“ gemäß §3 Nr. 4 EnWG, der seinerseits ein Sammelbegriff für „Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber“ (Nr. 2) und „Gasversorgungsnetzbetreiber“ (Nr. 6) ist. Der Begriff „Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber“ umfasst gemäß §3 Nr. 2 EnWG die Betreiber von Übertragungsnetzen (Nr. 10) und Elektrizitätsverteilernetzen (Nr. 3). Die Trennung dieser beiden Rollen ist Gegenstand der Entflechtung gemäß §§7-10e EnWG.

¹⁰⁴ Die Verbindung von Übertragungsnetzen wird als gemäß §3 Nr. 35 EnWG Verbundnetz bezeichnet. Die Begriffe „Übertragungsnetzbetreiber“ und „Betreiber von Übertragungsnetzen“ werden synonym verwendet. Basis hierfür ist der synoptische Vergleich zwischen BDEW (2014b) und der Legaldefinition des EnWG. „Energieversorgungsunternehmen“ sind gemäß §3 Nr. 18 EnWG definiert als natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen; der Betrieb einer Kundenanlage oder einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung macht den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen.

Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen (gemäß §3 Nr. 3 EnWG).¹⁰⁵ Verteilnetze gehören als nachgeordnete Netzhierarchieebenen nur einem Übertragungsnetz an.

- Der Netzbereich eines Übertragungsnetzbetreibers wird als Regelzone definiert.¹⁰⁶ Innerhalb der Regelzone muss jede Einspeise- oder Entnahmestelle einem Bilanzkreis zugeordnet werden.¹⁰⁷ Die Abwicklung von Lieferungen elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Grundlage von Fahrplänen.¹⁰⁸ Dies erfordert drei Rollen:
 - **Bilanzkoordinator:** Verantwortlicher in einer Regelzone für die Bilanzkreisabrechnung und damit für den finanziellen Ausgleich zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen für die zuviel bzw. zu wenig gelieferte Energie.¹⁰⁹
 - **Bilanzkreisverantwortlicher:** Träger der wirtschaftlichen und energetischen Verantwortung für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertel-

¹⁰⁵ Die Begriffe „Verteilnetzbetreiber“ und „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen“ werden synonym verwendet. Basis hierfür ist der synoptische Vergleich zwischen BDEW (2014b) und der Legaldefinition des EnWG.

¹⁰⁶ Vgl. hierzu die Definition gemäß §3 Nr. 30 EnWG i.V.m. Begriffsdefinitionen und Ausgestaltung der Bereitstellung von Regelenergie gemäß der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

¹⁰⁷ Vgl. zu dieser Definition §4 (3) StromNZV i.V.m. §3 Nr. 10a EnWG.

¹⁰⁸ Vgl. hierzu §5 (1) StromNZV. Dabei ist der Begriff „Fahrplan“ gemäß §2 Nr. 1 StromNZV definiert als die Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird. Zur Optimierung von Fahrplänen vgl. u.a. WEISSBACH (2009).

¹⁰⁹ Diese Rolle wird üblicherweise vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Für eine detaillierte Sicht auf die Aufgaben dieser Rolle vgl. u.a. Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung Strom (BDEW 2013).

stunde und Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen.¹¹⁰

- **Erzeuger:** Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung, die in das Elektrizitätsnetz einspeisen. Dazu zählen auch Anlagenbetreiber gemäß §5 Nr.2 EEG.¹¹¹
- Die Entnahme von Elektrizität aus dem Netz erfolgt durch Kunden. Dazu zählen folgende Rollen:
 - **Lieferant:** Gemäß §2 Nr.5 StromNZV ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Elektrizität gerichtet ist.¹¹²
 - **Netzanschlussnehmer:** Jedermann im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG i.V.m. §1 (2) NAV, in dessen Auftrag ein Grundstück oder Gebäude an das Niederspannungsnetz angeschlossen wird oder im

¹¹⁰ Gemäß §4 (2) 1 ist für jeden Bilanzkreis von den bilanzkreisbildenden Netznutzern gegenüber dem Betreiber des jeweiligen Übertragungsnetzes ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. „Netznutzer“ ist gemäß §3 Nr. 28 ein Sammelbegriff, der definiert ist als natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.

¹¹¹ Die Bereitstellung von Netzreserven in Form von Regelenergie ist gemäß § 7 ResKV nicht Gegenstand des Erzeugerbegriffs. Dort heißt es: Anlagen der Netzreserve dürfen ausschließlich außerhalb des Energiemarktes nach Maßgabe der von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen eingesetzt werden (Absatz 1). Inbegriffen ist dagegen der Anlagenbetreiber gemäß §5 Nr. 2 EEG, der unabhängig vom Eigentum eine Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt. Ebenfalls durch den Begriff „Lieferant“ abgedeckt ist die Strombörse als Handelsplattform für Energie. Vgl. hierzu u.a. HASLINGER (2006), S. 157.

¹¹² Diesem Begriffsverständnis werden auch „Großhändler“ subsumiert, die gemäß §3 Nr. 21 EnWG definiert sind als natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungs-, Fernleitungs- sowie Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen. Ebenfalls diesem Begriffsverständnis zugerechnet wird der Direktvermarktungsunternehmer gemäß §5 Nr. 10 EEG, der von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein.

Übrigen jeder Eigentümer oder Erbbauberechtigte eines Grundstücks oder Gebäudes, das an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist.

- **Letztverbraucher:** Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen (§3 Nr. 25 EnWG). Letztverbraucher sind entsprechend der Differenzierung des EnWG immer zugleich auch Netzanschlussnutzer.¹¹³
- Die Verbrauchsmessung erfordert eine Messinfrastruktur sowie eine Datenverarbeitung. Für den Einbau regelt §21c EnWG i.V.m. §9 (1) und (2) MessZV, dass der Messstellenbetrieb als auch die Messung durch den Messstellenbetreiber wahrgenommen werden müssen:
 - **Messstellenbetreiber:** Gemäß §3 Nr. 26a EnWG ein Netzbetreiber oder ein Dritter, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrnimmt, die gemäß §3 Nr. 26b EnWG den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen umfasst. Der Messstellenbetreiber hat gemäß §21b (4) 1 einen Anspruch auf den Einbau von in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtungen oder Messsystemen.

¹¹³ Vgl. hierzu auch die Begriffsdefinition gemäß §1 (3) NAV: Anschlussnutzer ist jeder Letztverbraucher, der im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an das Niederspannungsnetz zur Entnahme von Elektrizität nutzt. Diese Rolle erfährt eine weitere Differenzierung durch die Abgrenzung von Haushaltskunden gemäß §3 Nr. 22 EnWG, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Demgegenüber steht die Kundengruppe der Unternehmen gemäß §3 Nr. 24 EnWG als Residualgröße. Das Unternehmen ist gemäß §5 Nr. 34 EEG definiert als jede rechtsfähige Personenvereinigung oder juristische Person, die über einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb verfügt, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird. Die Rollen von Netzanschlussnehmer und Letztverbraucher im Marktrollenmodell unterscheiden sich von der Legaldefinition der Kunden gemäß §3 Nr. 24 EnWG. Hinsichtlich der Vertragsverhältnisse macht diese Rollendifferenzierung jedoch Sinn. Vgl. hierzu u.a. PETSCH ET AL. (2012), S. 4.

- **Messdienstleister:** Zuständig für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten.¹¹⁴
- **Bundesnetzagentur:** Sie vergibt die grundsätzliche Legitimation, um auf dem deutschen Strommarkt tätig zu werden und gibt auf Basis der Ermächtigungsgrundlagen aus Gesetzen und Verordnungen Marktregeln vor.¹¹⁵

Die Unterscheidung der Gebietsstrukturen folgt der physikalischen Netzarchitektur:¹¹⁶

- **Regelzone:** Das Netzgebiet im Bereich der Elektrizitätsversorgung, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE) verantwortlich ist (§3 Nr. 30 EnWG).¹¹⁷

¹¹⁴ Vgl. hierzu die Definition der Messung gemäß §3 Nr. 26c EnWG. Hinsichtlich der Messung wird unterschieden in Registrierende Lastgangmessung (RLM) sowie Standardlastprofile (SLP). Es unterscheiden sich sowohl die Zähler als auch die Prozesse. Die Trennlinie zwischen den beiden Messarten liegt bei einem Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh bzw. einem Leistungsbezug von 30kW. Dieser Stromverbrauch kommt häufig bei großen Gewerbekunden und bei Industriekunden vor. Erfüllt der Kunde diese Voraussetzung nicht, führt der Stromanbieter den Kunden als Standardlastprofilkunden ohne Registrierende Lastgangmessung. Eine solche Messung ist zudem nach §61 (6) und (7) EEG für die Messung des Eigenverbrauchs erforderlich. Vgl. hierzu u.a. BDEW(2015a) S. 11 sowie LOIBL (2014), S. 437.

¹¹⁵ Vgl. hierzu u.a. §5 EnWG. Zu den einzelnen Regelungen vgl. u.a. BUNDESNETZAGENTUR (2011a, 2011b und 2011c) sowie allgemein BDEW (2008 und 2013).

¹¹⁶ Vgl. hierzu u.a. BDEW (2008) und BDEW (2013).

¹¹⁷ Begriffsdefinitionen und Ausgestaltung der Bereitstellung von Regelenergie sind in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geregelt: Die Primärregelung bezeichnet gemäß §2 Nr. 8 StromNZV die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten. Die Sekundärregelung umfasst gemäß §2 Nr. 10 StromNZV die betriebsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches der jeweiligen Regelzonen mit den übrigen Verbundnetzen bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. Die Minutenreserve löst bei längerer Inanspruchnahme der Sekundärregelung diese Kapazitäten ab und ist gemäß §2 Nr. 6 StromNZV definiert als die Regelleis-

- **Netzgebiet:** Ein von einem Verteilnetzbetreiber betriebenes, durch Messeinrichtungen abgrenzbares Netzgebiet in einer Regelzone, das mehrere Netzebenen umfassen kann.¹¹⁸
- **Bilanzierungsgebiet:** Virtuelles Konstrukt eines oder mehrerer Netzgebiete, wobei nur die Netzgebiete eines Verteilnetzbetreibers zusammengefasst werden dürfen.¹¹⁹ Ein Bilanzierungsgebiet wird in Hinblick auf die Bilanzierung der Energiemengen als selbständige Einheit betrachtet.
- **Bilanzkreis:** Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone, die gemäß §4 (3) StromNZV dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Dabei darf ein Netznutzer nur einem Bilanzkreis zugeordnet werden.
- **Einspeise-/Entnahmestelle:** Durch eine oder mehrere Zählpunktbezeichnungen definierte Stelle, über die Energie eingespeist bzw. entnommen werden kann und an der „alle physikalischen Messeinrichtungen zur Erfassung der Energiemengen vorhanden sind.“¹²⁰
- **Zählpunkt:** Netzpunkt, an dem der Energiefluss gemessen und erfasst wird.¹²¹

tung, mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann.

¹¹⁸ Vgl. u.a. BDEW (2008), S. 12 sowie BDEW (2013), S. 2.

¹¹⁹ In der Regel stellt das Netz eines Verteilnetzbetreibers genau ein Bilanzierungsgebiet dar. Weitere Bilanzierungsgebiete sind vom Netzbetreiber (VNB) nur im notwendigen Umfang (z.B. bei Netzfusionen, Pachtlösungen, etc.) zu bilden. Bilanzierungsgebiet und Netzgebiet sind synonym, wenn es nur ein zugehöriges Netzgebiet gibt. Der Bilanzkoordinator vergibt zur Kennzeichnung des Bilanzierungsgebiets einen EIC-Code an die VNB und führt die Verteilnetzbetreiber-Bilanzierungsgebietsstruktur einer Regelzone zur Plausibilisierung der Netzbilanzen. Vgl. hierzu BDEW (2008), S. 11. und BDEW (2007), S.1.

¹²⁰ Vgl. hierzu BDEW (2008), S. 12.

¹²¹ Man unterscheidet reale und virtuelle Zählpunkte. Letztere ergeben sich in IT-Systemen aus der Kombination mehrerer realer Zählpunkte. Ein Zählpunkt wird durch eine Zählpunktbezeich-

Abbildung 10 stellt die Interaktion der Marktrollen für die vertraglichen Beziehungen im deutschen Energiemarkt, den bundesweiten Ausgleichsmechanismus für EEG-Strom sowie die Anreizregulierung für die Netzentgelte dar. Letztere berücksichtigt die Einführung intelligenter Messeinrichtungen über das Regulierungskonto.

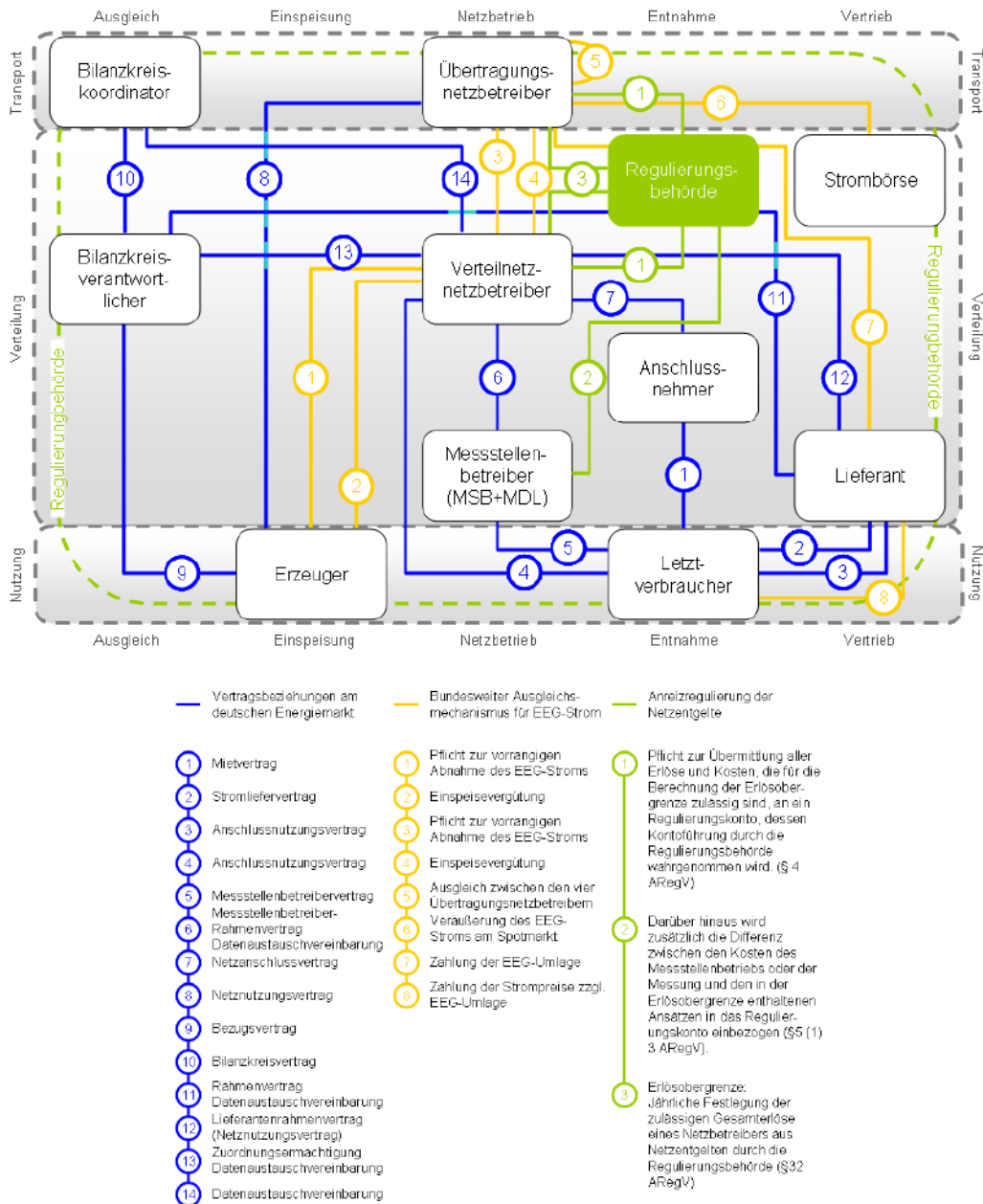


Abbildung 10: Interaktion der Marktrollen in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung aufbauend auf PETSCH ET AL. (2012), S.4, BDEW (2008), S. 14 und BUCHMÜLLER UND SCHNUTENHAUS (2009), S. 77.

nung definiert, die – solange der Zählpunkt existiert – nicht mehr verändert wird. Vgl. hierzu BDEW (2008), S.12.

Die Bundesnetzagentur stellt im Jahresrhythmus in ihrem Monitoringbericht die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes in Deutschland auf Basis des Marktrollenmodells dar.¹²² Folgende Kernaussagen ergeben sich auf Basis der Auswertungen vom 14.11.2014 für die Kategorien Wettbewerbsintensität, Preiskomponenten und Messwesen:¹²³

- *Wettbewerbsintensität*
 - Es gibt vier Übertragungsnetzbetreiber und 884 Verteilnetzbetreiber, von denen 812 weniger als 100.000 Anschlussnehmer haben und damit gemäß §7 (2) EnWG von der Entflechtungsverpflichtung ausgenommen sind.¹²⁴
 - 1.008 Lieferanten beliefern Letztverbraucher, 80% beliefern dabei weniger als 30.000 Kunden.¹²⁵
 - 58% der Lieferanten liefern in höchstens zehn Netzgebiete, 16% beliefern sogar nur ein Netzgebiet.¹²⁶
 - In 80% aller Netzgebiete sind mehr als 50 Lieferanten aktiv. Dennoch entfällt für Kunden, die nach einem Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden, ein Anteil von 79% der Gesamtentnahme auf den Grundversorger. Für Kunden, die über die Registrierende Lastgangmessung abgerechnet werden (RLM), entfallen immerhin 66% auf andere Lieferanten als den Grundversorger.¹²⁷

¹²² Die gesetzliche Grundlage ergibt sich aus § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Vgl. für die Analyse des Elektrizitätsmarktes BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 13-192.

¹²³ Die nachfolgenden Zahlenangaben berücksichtigen keine Konzernverbindungen und sind damit Marktzahlen im Sinne des Marktrollenmodells. Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014).

¹²⁴ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 25-27.

¹²⁵ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 139.

¹²⁶ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 141.

¹²⁷ Gemäß § 36 (2) EnWG ist der Grundversorger jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Zu den Zahlen vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 140, 144 und 146.

- Der Lieferantenwechsel bezogen auf die zugehörige Entnahmemenge ist mit 7,8% bis 14% gering, steigt jedoch im Trend. 8,6% aller Haushaltskunden, 7,8% der Kunden mit einem Bedarf von weniger als 10 MWh/a, 14,0% aller Kunden in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/a bis 2 GWh/a und 11,0% der Kunden mit einer Entnahme von mehr als 2 GWh/a wechselten 2013 den Anbieter.¹²⁸
- Preisstruktur
 - Die Einzelhandelspreis-Komponenten für Haushaltskunden über alle Tarife im mengengewichteten Mittelwert für den Abnahmefall von 3.500 kWh pro Jahr unterscheiden sich in ihrer Höhe nur geringfügig von den Ökostromkomponenten im selben Abnahmefall. Es entfallen auf Steuern 23%, EEG-Umlage 21%-22%, Nettonetzentgelte 20%, Konzessionsabgaben 6% und auf sonstige Umlagen 2%. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb machen 2% aus. Lediglich in dem Anteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge unterscheiden sich die beiden Tarifarten deutlich: Während beim Einzelhandelspreis diese Komponente 27% ausmacht, sind es beim Ökostrom nur 24%.¹²⁹
 - Die Preiskomponenten für Heizstrom bezogen auf Nachspeicher mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh unterscheiden sich gegenüber Einzelhandels- und Ökostrom deutlich: Es entfallen auf Steuern 26%, EEG-Umlage 30%, Nettonetzentgelte 12%, Konzessionsabgaben 2% und auf sonstige Umlagen 3%. Vergleichbar sind die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb mit lediglich 2%. Der Anteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge liegt mit 25% innerhalb des Korridors von Einzelhandels- und Ökostrom.¹³⁰
 - Damit entfallen ca. 75% des Strompreises auf Steuern, Umlagen und Abgaben, der Einfluss der Lieferanten ist auf ca. 25% beschränkt.

¹²⁸ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 145 und 149.

¹²⁹ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 167 und 179.

¹³⁰ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 174-175.

- Messwesen
 - Die Marktöffnung des Messwesens gemäß §21b EnWG hat bislang zu folgenden Rollenkombinationen von Messstellenbetreibern im Markt geführt: 598 sind grundzuständig im Sinne des §21b (1) EnWG, 109 sind sowohl grundzuständig als auch Dritte gemäß §21b (2), 20 sind Lieferant und Dritte, 22 sind von Verteilnetzbetreibern und Lieferanten unabhängig.¹³¹
 - Auf der Verteilnetzebene gibt es insgesamt 49,9 Mio. Zählpunkte, davon sind 44,5 Mio. Zählpunkte mit Ferraris-Zählern ausgestattet. Lediglich 0,6 Mio. Zähler verfügen über eine Kommunikationsanbindung zur Datenfernauslese. 5,1 Mio. Zählpunkte entfallen auf die Einbaupflicht für Messsysteme gemäß §21c (1) bis (3) EnWG.¹³²
 - Die Kommunikationsanbindung der RLM-Zählpunkte zeigt folgenden Technologiemix: DSL 1%, GSM/GPRS 69%, PSTN 26%, PLC 3% und sonstige Technologien 1%.¹³³
 - Die Kommunikationsanbindung der SLP-Zählpunkte zeigt dagegen folgenden Technologiemix: DSL 21%, GSM/GPRS 24%, PSTN 4%, PLC 50% und sonstige Technologien 1%.¹³⁴
 - Insgesamt sind die Investitionen im Messwesen gering und haben sich gegenüber dem Vorjahr nochmals verringert. Davon entfallen auf Neuinstallationen, Ausbau und Erweiterung lediglich 15,2%.¹³⁵

Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland kann damit zusammenfassend als reguliert und zerklüftet mit geringer Wettbewerbsintensität bezeichnet werden. Abbildung 11 fasst die Marktzahlen zusammen.

¹³¹ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 190.

¹³² Diese Angaben sind nicht überschneidungsfrei. Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 22 und 190.

¹³³ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 191.

¹³⁴ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 191.

¹³⁵ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 192.

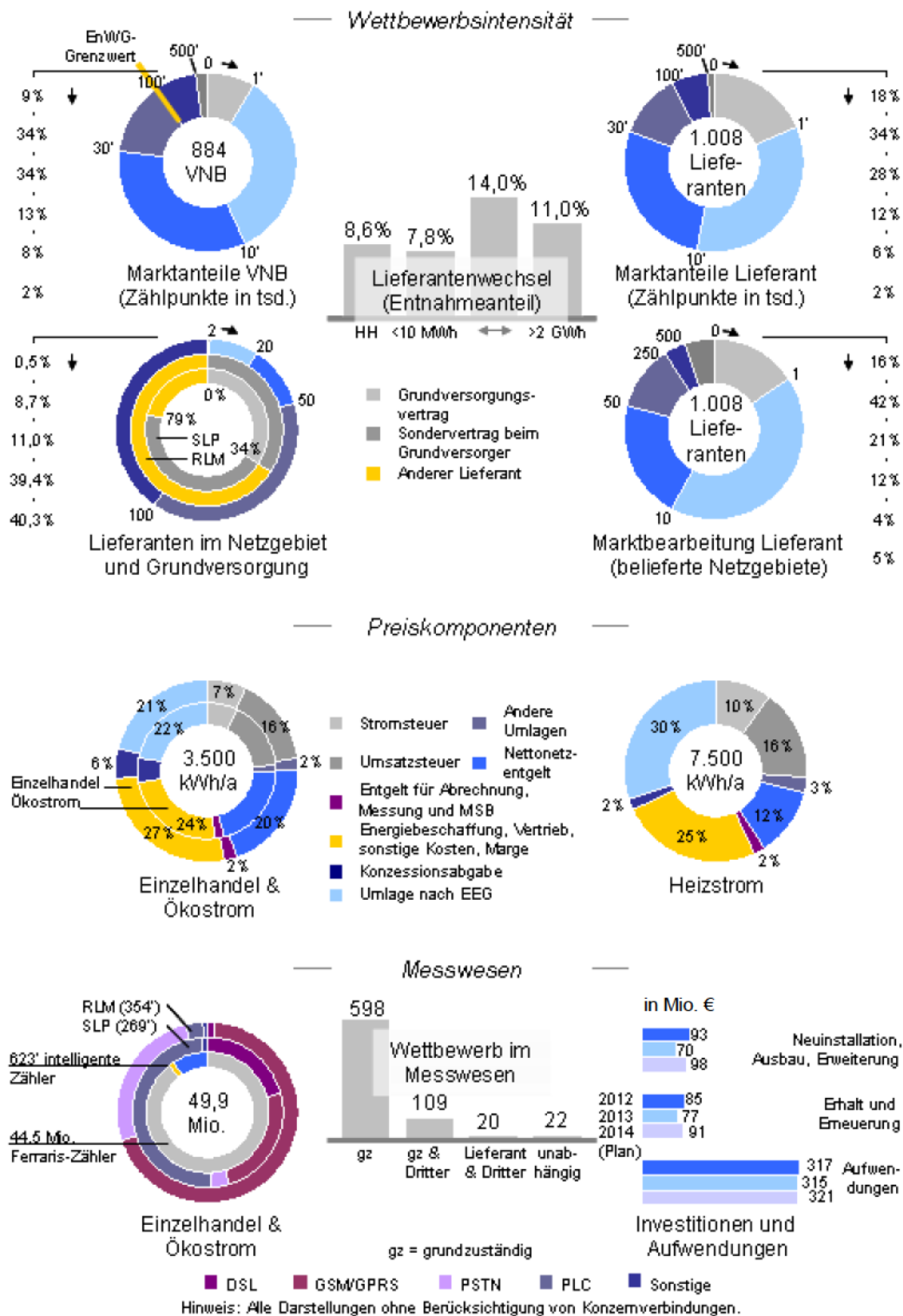


Abbildung 11: Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland in Zahlen

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis 2013 BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 22-27, 139-149, 167-179 sowie 190-192.

2.2.5. Relevanz benachbarter Branchen

Die Zahlen belegen es: Der Weg zu einem „flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ in Deutschland ist weit.¹³⁶ Selbst unter den Einschränkungen der Wirtschaftlichkeit und einem Stufenmodell ist der Rollout mit Herausforderungen für die Energiewirtschaft verbunden.¹³⁷ Diese Herausforderungen bestehen unabhängig von den Interessenskonflikten der Marktrollen und Akteure, die einer Einführung ebenfalls entgegenstehen können.¹³⁸ Sie betreffen folgende Bereiche:

- **Austauschmenge**¹³⁹: Die Obergrenze orientiert sich am Gesamtzählerbestand vermindert um die Anzahl von Zählpunkten mit Kommunikationsanbindung. Die Untergrenze variiert entsprechend der verwendeten Szenarien. Die für Deutschland durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse belegt die Korrelation zwischen Kapitalwert und Zählermenge: Steigt die Zählermenge, steigt der Kapitalwert. Bis 2016 sollen 12,5 Mio., bis 2022 insgesamt 32,6 Mio. intelligente Messeinrichtungen installiert sein. Bezogen auf den Ausgangswert von 0,6 Mio. umgerüsteten Zählpunkten eine Steigerung von knapp 12 Mio. Zählern bis Ende 2016 und weiteren 20 Mio. in den folgen-

¹³⁶ Vgl. zu dieser Zielsetzung BUNDESREGIERUNG (2010), S. 24.

¹³⁷ Vgl. zu dieser Zielsetzung BUNDESREGIERUNG (2010), S. 24, sowie BMWi (2015c) und ERNST & YOUNG (2013 und 2014).

¹³⁸ Für eine umfangreiche Darstellung der Interessenskonflikte innerhalb der Energiewirtschaft vgl. u.a. HASLINGER (2006), S. 149-163. Zu deren Bewältigung mündet seine Analyse in einem modifizierten Konzept für eine Regulierungsinstitution: Die Integration der Interessenvertreter in die Regulierungsinstitution soll anstelle einer unabhängigen Institution einen Markt mit Wettbewerb für Interessen innerhalb der Regulierungsinstitution schaffen und damit bessere Regulierungsergebnisse erzielen. Vgl. hierzu HASLINGER (2006), S. 163-198. Dieses Modell beschränkt sich jedoch wie viele andere Arbeiten auf eine Verbesserung der Regulierung und setzt die Entwicklung einer Marktlösung für die Aufgabenstellung nicht weitreichend genug um. Es ist jedoch ein Hinweis darauf, dass Marktmechanismen auch in regulierten Märkten Lösungen für Herausforderungen bieten. Zu den Herausforderungen vgl. u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014) und PETSCH ET AL. (2012).

¹³⁹ Die „technische Machbarkeit“ stellt in diesem Zusammenhang keine Herausforderung mehr dar, da alle Zählerhersteller Modelle anbieten, die eine Kommunikationsanbindung abhängig von den Übertragungstechnologien realisieren können. Dieses Angebot erfüllt damit die Anforderungen aus §21c (2) 1 EnWG. Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 190-192.

den 6 Jahren.¹⁴⁰ Gegenüber den Regeltauschprozessen für Ferraris-Zähler ergibt sich die Anforderung zur Bewältigung einer deutlich höheren Installationsleistung sowohl hinsichtlich des Kapitalbedarfs als auch der Bereitstellung von Ressourcen und Kapazitäten.¹⁴¹

- **Infrastruktur:** Die Art der Datenfernübertragung folgt der Kommunikationsinfrastruktur. Sowohl das Stromnetz als auch das Telekommunikationsnetz sowie freie Funkfrequenzen bilden das Spektrum der Standards. Der Infrastrukturmix zeigt sich nicht nur innerhalb der Kundengruppen sondern auch zwischen den Systemen.¹⁴² Eine Pluralität der Übertragungsstandards zieht eine Pluralität der Systeme auf allen Ebenen nach sich. Techniker müssen auf verschiedene Systeme geschult sein, Skaleneffekte in der Beschaffung teilen sich auf, die Schnittstellenkomplexität und Fehleranfälligkeit der Datenverarbeitungssysteme steigt. Hieraus ergibt sich die Anforderung zur Standardisierung.¹⁴³
- **Verfügbarkeit und Sicherheit:** Beides sind Entscheidungskriterien für die Technologiewahl. Sie betreffen die Hardware ebenso wie die Übertragungstechnologien und die damit verbundene Software. Verfügbarkeit bezeichnet dabei den Anteil der ausfallfreien Kommunikation im Verhältnis zur Gesamtzeit eines Intervalls. Sie gibt Aufschluss über die Wahrscheinlichkeit der Funktionstüchtigkeit der Kommunikationstechnologie. Sicherheit bestimmt die Erschwerung eines ungewollten Zugriffs auf die Kommunikationswege einschließlich der Hard- und Software. Unabhängig von dem Reifegrad der

¹⁴⁰ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 215-216 sowie ERNST & YOUNG (2014), S. 11. Die positive Entwicklung des Kapitalwertes ergibt sich aus den betrachteten Szenarien bis zu einer Einbauverpflichtung ab 3.000 kWh Jahresentnahme. Dem EU-Rollout-Ziel von 80% wird dagegen ein negativer Kapitalwert attestiert. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 217.

¹⁴¹ Dies lässt sich auch aus den aktuellen Investitionen und Aufwendungen im Messwesen ableiten. Es kann unterstellt werden, dass die Werte einen Mittelwert der letzten Jahre repräsentieren. Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 192.

¹⁴² Vgl. hierzu die Kommunikationstechnologien für SLP- und RLM-Kunden bei BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 191.

¹⁴³ Vgl. hierzu u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 3., PETSCH ET AL. (2012), S. 12.

Übertragungsstandards ergeben sich aus der Wahl der Infrastruktur Anforderungen aus Verfügbarkeit und an Sicherheit.¹⁴⁴

- **Datenschutz:** Der Zugriff auf personenbezogene Daten unterliegt den Regeln des Datenschutzes. Mit dem Detailgrad der Daten nehmen die Anforderungen aus dem Datenschutz zu. Die bisherige Jahresablesung ergibt einen Wert für den Zeitraum eines Jahres, der Einsatz von Smart Metern ergibt eine Wertefolge, die mit Verkürzung des Messintervalls an Genauigkeit gewinnt. Aus einer steigenden Anzahl von Smart Metern erhöhen sich somit die Anforderungen aus dem Datenschutz. Das EnWG trägt dieser Herausforderung dadurch Rechnung, dass §21e EnWG die Einhaltung von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien vorgibt¹⁴⁵
- **Skalierbarkeit:** Der Rolloutplan setzt eine kurze Frist für die Einführung, was die Summe der Installationen pro Jahr erhöht. Je mehr Installationen erfolgen müssen, desto wichtiger ist die Skalierbarkeit der Gesamtlösung. Hierbei entscheiden Reifegrad der Hard- und Software sowie der Kommunikationstechnologie über die Rollout-Tauglichkeit in Massenszenarien. Die Herausforderung der Skalierbarkeit besteht somit vor allem in dem Faktor Zeit.¹⁴⁶
- **Variabilität im Rollout:** Sie ergibt sich aus dem Aufbau der Kommunikationsübertragung. Werden Datenkonzentratoren eingesetzt, um die Datenübertragungspunkte zu bündeln, erfolgt der Rollout entlang eines Rollout-Plans. Ist die Kommunikationseinheit mit dem Zähler verbunden, kann der

¹⁴⁴ Vgl. hierzu BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 5-6. Zu den Folgen eines Blackouts vgl. Bericht und Studie des TAB von PETERMANN ET AL. (2010 und 2011).

¹⁴⁵ In der Kosten-Nutzen-Analyse heißt es dazu: „Aufgrund der Notwendigkeit zu technischen Neuentwicklungen, um den Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit sowie der Komplexität eines intelligenten Energieversorgungssystems genügen zu können, konnte mit einem breitflächigen Einbau intelligenter Messsysteme noch nicht begonnen werden. Mit der Veröffentlichung des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie für das Smart Meter gateway sind die Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen festgelegt worden.“ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 217. Zur Bedeutung des Datenschutzes vgl. auch KOM (2014) 356, S. 8.

¹⁴⁶ Vgl. hierzu u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 5-6.

Rollout dem Bedarf zum Zeitpunkt des Zählertauschs folgen. Diese Vorgehensweise erfordert Kenntnis über die Zielmenge als auch das Rollout-Verfahren. Es resultiert die Herausforderung einer Grundsatzentscheidung zum Rollout, die durch die Öffnung des Messwesens zudem an Unsicherheit durch die Wahlfreiheit des Anschlussnutzers gewonnen hat. Eine Vorgabe zur Installation bei ausgewählten Nutzern z.B. auf Basis der Kosten-Nutzen-Analyse löst die Unsicherheit zwar nicht auf, erhöht aber die Anzahl der Kunden, die die neue Messtechnik einbauen.¹⁴⁷

- **Datenmengen:** Die Verbreitung des neuen Messwesens führt zu einer Vervielfachung der verfügbaren Daten. In Verbindung mit der Einführung lastabhängiger Tarife und Monats-, Quartals- und Halbjahresabrechnungen auf Basis von Verbrauchsdaten erhöht sich der Aufwand im Umgang mit den Datenmengen, die Komplexität der Datenverarbeitung steigt. Hieraus ergibt sich die Herausforderung der Dimensionierung der Datenverarbeitungssysteme.¹⁴⁸
- **Effizienz im Betrieb:** Der Effizienz kommt in diesem Zusammenhang eine doppelte Bedeutung zu. Einerseits müssen die eingesetzten Systeme Effizienz aus Kosten- und Prozesssicht gewährleisten, andererseits ergeben sich Anforderungen aus den Zielen zur Energieeffizienz in Deutschland und der EU. Die Auswahlentscheidung gewinnt damit eine Optimierungsaufgabe hinzu.¹⁴⁹

Die Wirtschaftlichkeit geeigneter Lösungen für die Gesamtheit der Herausforderungen wird durch die Verfügbarkeit vorhandener Lösungen beeinflusst: Insellösungen sind bei Skalierung in der Regel teurer als Standardlösungen. Innerhalb der Energiewirtschaft fehlt es für viele der Herausforderungen an Erfahrungen, die in benachbarten Branchen dagegen in Jahrzehnten gewachsen sind. Insbesondere der Informations- und Telekommunikationssektor aber auch der Dienstleistungssektor verfügen über Erfahrung, Technologie und Kapazitäten, die einen Beitrag zur Kos-

¹⁴⁷ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013 und 2014).

¹⁴⁸ Vgl. hierzu u.a. PETSCH ET AL. (2012), S. 11.

¹⁴⁹ Vgl. hierzu u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 1-4 und 7.

ten- und Effizienzoptimierung eines Rollouts leisten können.¹⁵⁰ Für die identifizierten Bereiche bedeutet dies:

- **Austauschmenge:** Telekommunikationsunternehmen und Dienstleister können aus ihren Mitarbeiterbeständen Installationskapazitäten bereitstellen, und damit Installation als Service anbieten. Dies reduziert die Komplexität für Aufbau und Management eigener Ressourcen. Zusätzlich können solche Unternehmen den Installationsbedarf mehrerer Messstellenbetreiber bedienen. Dies senkt die Kosten pro Installation. Der Zugriff auf externe Ressourcen erhöht zudem die Chance, die Menge der geforderten Installationen in der vorgegebenen Zeit zu schaffen.
- **Infrastruktur:** Die Telekommunikationsnetze bieten eine Infrastruktur, die die benötigte Menge an Geräten ohne Infrastrukturinvestitionen aufnehmen kann. Im Gegensatz dazu sind Investitionen in die PLC erforderlich, um mit dem Stromnetz das Kommunikationsnetz zu doppeln. Unabhängig vom Reifegrad der Technologien kommunizieren weltweit mehr als 5 Mrd. Geräte über das Telefonnetz. Diese Mehrfachverwendung bestehender Infrastrukturen reduziert somit Kosten und Komplexität.¹⁵¹
- **Verfügbarkeit und Sicherheit:** Der Einsatz der Telekommunikation im öffentlichen Bereich sowie im Finanzdienstleistungssektor als auch in der Automobilindustrie und der Logistik dokumentiert die Erfüllung höchster

¹⁵⁰ Der hohe Anteil an PLC im SLP-Bereich illustriert zugleich die Vorbehalte der Energiewirtschaft gegenüber einer Öffnung für benachbarte Branchen. Der Wettbewerb um die Plätze in der neuen Wertschöpfungskette trifft die Energiewirtschaft ähnlich wie die Automobilindustrie im Bezug auf die Integration neuer Dienste im Fahrzeug. Dass Inter-Branchen-Synergien auch für die Verwirklichung des EU-Binnenmarktes relevant sind, zeigt sich u.a. in dem Vorschlag zur Verabschiedung der Infrastrukturfondsverordnung „Connecting Europe“: von 2011: Dieser stellt fest, dass „intelligente, nachhaltige und vollständig miteinander verknüpfte Verkehrs-, Energie- und digitale Netze [...] eine notwendige Voraussetzung für die Vollendung des europäischen Binnenmarkts [sind].“ Außerdem wird ebd. konstatiert, dass „Investitionen in Schlüsselinfrastrukturen mit einem hohen EU-Mehrwert die Wettbewerbsfähigkeit Europas in einem schwierigen wirtschaftlichen Umfeld, das durch geringes Wachstum und knappe öffentliche Haushalte gekennzeichnet ist, steigern [können].“ Vgl. hierzu KOM (2011) 665, S. 1. und KOM (2010) 245, S. 33-34.

¹⁵¹ Vgl. zu den Vorteilen einer Standardisierung PETSCH ET AL. (2012), S. 12.

Sicherheits- und Verfügbarkeitsstandards. Dieser Nachweis steht für die PLC noch aus.

- **Datenschutz:** Die Entwicklung von Kundenlösungen auf der Grundlage von Kommunikationstechnologien ist ein Schwerpunkt der Informations- und Telekommunikationsindustrie. Hohe Anforderungen an den Datenschutz stellt dabei jede Branche. Auch die Berücksichtigung branchenspezifischer Schutzprofile gehört zum Alltag der Entwickler. Die Umsetzung der Datenschutzaufgaben des EnWG stellt für die Anbieter keine Herausforderung dar.
- **Skalierbarkeit:** Sowohl die Netztechnologie als auch die Verfügbarkeit von Installationsressourcen begünstigen die Skalierbarkeit. Hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit für die Menge an Zählern hat das Telekommunikationsnetz keine technischen Grenzen. Der Kommunikationsbedarf der Energiewirtschaft reiht sich in den Kommunikationsbedarf der Internetökonomie ein. Die Netze werden seit Jahren für immer größere Datenmengen aufgerüstet. Die Skalierbarkeit betrifft auch Software-Lösungen, die z.B. als „Software-as-a-Service“ (SaaS) auch anderen Marktbegleitern als Standard zur Verfügung gestellt werden kann. Komplexität für Entwicklung und Wartung sowie für eine Vermarktung kann zugunsten einer Stückpreislogik ausgelagert werden. Diese Aspekte minimieren die Risiken aus der Skalierbarkeit.¹⁵²
- **Variabilität im Rollout:** Die Festnetz- und Mobilfunktechnologie ermöglicht in Verbindung mit anderen Funkstandards die Umsetzung aller Kommunikationsalternativen. Ihr Einsatz hängt nicht von der Einbindung von Datensammlern ab und unterstützt dadurch auch einen Rollout entlang des Bedarfs. Dies ist eine Voraussetzung für die Erschließung insbesondere zu Beginn, vermeidet die Risiken aus einer Abhängigkeit des Rollouts von einem Rollout-Plan mit Rollout-Gebieten und schafft Freiheitsgrade für den Messstellenbetreiber im Wettbewerbsumfeld.¹⁵³

¹⁵² Vgl. u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 8.

¹⁵³ Diese Variabilität kann auch dazu genutzt werden, den Regeltausch von Zählern losgelöst von einer Rollout-Strategie umzusetzen. Dann werden Kundenbesuche wegen eines anderen Anlasses für den Zählertausch mitgenutzt. Dies senkt zudem die Kosten einer Ferraris-Zähler-Installation, wenn diese aufgrund der Bestimmungen nur noch für eine kürzere Laufzeit betrie-

- **Datenmengen:** Der Umgang mit einer Masse von personenbezogenen Echtzeitdaten ist die Geschäftsgrundlage der gesamten Telekommunikationsindustrie. Von der Abrechnung mit Einzelverbindungs nachweis über das Options-Tarif-Portfolio nach Kundenpräferenz bis hin zur Abwicklung aller Kundenserviceprozesse einschließlich des Anbieter- und Produktwechsels beherrschen die Telekommunikationsbranche und der Dienstleistungssektor die erforderlichen Massengeschäftsprozesse. Die Energiewirtschaft steht hier aufgrund der Jahresablesung und der geringen Wettbewerbsintensität erst am Anfang dieser Entwicklung. Die Nutzung von Synergien erschließt die Erfahrungswerte anderer Netzindustrien unter Regulierung, schützt vor Fehlern und reduziert die Kosten. Eine wirtschaftliche Verwertung der Kundendaten innerhalb der Grenzen des Datenschutzes unter Einfluss der Regulierungsbehörde gehört zum Tagesgeschäft und ist auch für die Energiewirtschaft von Bedeutung. Dies vor allem auch mit Blick auf die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen unter Einbeziehung des Verbraucherverhaltens und seiner Steuerungsmöglichkeiten.¹⁵⁴
- **Effizienz im Betrieb:** Die Nutzung von Erfahrungen, das Teilen von IT-Infrastruktur im Servicemodell, die Skalierbarkeit durch Externalisierung als auch die Verwendung vorhandener Infrastrukturen benachbarter Branchen kann die Effizienz einer Lösung steigern.

Eine besondere Bedeutung gewinnt die Telekommunikation im Bereich der Energieeffizienz einer Smart Meter Lösung: Liegt der Jahresstromverbrauch eines Ferraris-Zählers um 8,5 kWh höher als im Durchschnitt eines intelligenten Messsystems mit Mobilfunkkommunikation über GPRS, sind es beim Multifunktionszähler 12,8 kWh. Im Bestand von 44.543.426 Ferraris-Zählern in Deutschland sind ca. 3 Mio. Multifunktionszähler enthalten. Ein Kompletttausch brächte somit allein durch den Technikwechsel einen Jahreseffizienzgewinn von 392 GWh.¹⁵⁵

ben werden dürfen. In diesen Fällen lohnt sich der Austausch bereits zum Regeltauschzeitpunkt des Ferraris-Zählers. Vgl. hierzu u.a. BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 6-8.

¹⁵⁴ Vgl. hierzu u.a. PETSCH ET AL. (2012), S. 10-11.

¹⁵⁵ Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014) und BÜRGER, WALLENTIN UND BRENNER (2014), S. 3-4. Im Gegensatz dazu unterstellt die Kosten-Nutzen-Analyse für Deutschland einen höheren Energieverbrauch. Vgl. ERNST & YOUNG (2013), S. 156.

Die Aufgaben der Regulierungsbehörde für die Energiewirtschaft ergeben sich aus Gesetzen und Verordnungen. Ihre Befugnisse sind auf die Energiewirtschaft zugeschnitten. Eine Ermächtigung für eine Regulierung über die Grenzen der Energiewirtschaft hinaus ist bis dato nicht verankert. Die Hebung von Synergien unterliegt somit den Marktkräften.¹⁵⁶

2.3. Status Quo zur Einführung von Smart Metern – Anspruch und Wirklichkeit

2.3.1. Rollout-Strategien im europäischen Vergleich

Die Einführung von Smart Metern erfolgt in jedem Mitgliedsstaat anders. Dennoch lassen sich Gemeinsamkeiten identifizieren und Gruppen von Einführungsstrategien bilden.¹⁵⁷ Die Europäische Kommission unterscheidet in ihrer Bestandsaufnahme drei Gruppen: Länder mit positiver (16), mit negativer oder unentschiedener (7) und mit fehlender Kosten-Nutzen-Analyse (4). Innerhalb der ersten Ländergruppe wird nach der Art des Rollouts noch einmal unterschieden in Länder, in denen der Rollout schon abgeschlossen ist (3), die den Rollout für Strom- und Gaszähler gemeinsam beschlossen haben (3) und solche, die den Rollout für Smart Meter beschlossen haben (10). In der zweiten Gruppe ist noch kein Rollout-Beschluss getroffen worden. Der dritten Gruppe fehlt die Entscheidungsgrundlage.¹⁵⁸ Abbildung 12 und Anhang 4 fassen die Kennzahlen zusammen.

¹⁵⁶ Vgl. hierzu u.a. BRODERSEN UND NABEL (2009), S. 62-69. Zur Unterstützung von Synergien zwischen Telekommunikations- und Energiesektor vgl. u.a. auch KOM (2012) 663, S. 19. Zum Einfluss von Regulation auf Investitionszyklen sowie der Diskussion von Alternativen vgl. u.a. SCHOBER UND WEBER (2014).

¹⁵⁷ Für eine Auswahl von Bestandsaufnahmen vgl. u.a. KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, SWD (2014) 189, ERNST & YOUNG (2013), RENNER ET AL. (2011), S. 15-90, WISSNER UND GROWITSCH (2010), NABE ET AL. (2009), S. 94-116, RYBERG (2009).

¹⁵⁸ Eine Überführung der Gruppierungen älterer Untersuchungen in die EU-Bestandsaufnahme macht vor dem Hintergrund der Entwicklung in den Mitgliedsstaaten keinen Sinn. Der Aktualität der Ergebnisse wird gegenüber der Komparatistik der Vorzug gewährt. Vgl. hierzu und für die weitere Analyse KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, SWD (2014) 189. Eine Zusammenstellung der Detailwerte findet sich in Anhang 4.

In Finnland, Italien und Schweden ist der Rollout bereits abgeschlossen. Betroffen sind 45,2 Mio. Zählpunkte, die 17% des Gesamtbestandes in der EU ausmachen. Die Penetrationsrate für Smart Meter liegt in dieser Ländergruppe bei 99,2%. Für die Lebensdauer der Zähler werden 16,8 Jahre unterstellt. Der Nutzen liegt 56% über den Kosten. Nur knapp 20% der erzielbaren Vorteile entfallen auf die Verbraucher, was dem niedrigsten Wert aller Gruppen entspricht. Innerhalb der Ländergruppen mit Rollout-Entscheidung zeigen die Energieeinsparungen mit 1,8% den niedrigsten Erwartungswert. Auch die Effekte aus der Verlagerung der Spitzenlast liegen unter dem Durchschnitt. Verantwortlich für den Rollout sind in dieser Ländergruppe die Verteilnetzbetreiber. Die Finanzierung erfolgt in Finnland und Schweden über die Netzentgelte, in Italien über Messentgelte. Treiber für den Rollout waren in Finnland und Schweden die Gesetzgeber. In Italien führte ENEL zunächst freiwillig die Zähler ein, woraufhin die Regierung die Verpflichtung für alle Verteilnetzbetreiber verankerte.¹⁵⁹

Irland, die Niederlande und Großbritannien haben sich für einen gemeinsamen Rollout von Smart Metern für Strom und Gas entschieden. Betroffen sind 50,3 Mio. Zählpunkte Strom, die 18,9% des Gesamtbestandes in der EU ausmachen. Die Penetrationsrate liegt in dieser Ländergruppe bei 98,0%. Für die übrigen Vergleichswerte gilt: Die Lebensdauer der Zähler wird auf 15,1 Jahre festgelegt und ist damit gut anderthalb Jahre kürzer als in der Ländergruppe mit abgeschlossenem Rollout. Der Nutzen übersteigt die Kosten sogar um 83%. Dies ist der höchste Wert innerhalb der fünf Gruppen. Die Zurechnung der Vorteile zur Gruppe der Verbraucher liegt mit 55,4% im Durchschnitt, die Erwartungswerte für die Energieeinsparungen mit 2,5% leicht darüber. Die Effekte aus der Verlagerung der Spitzenlast zeigen in dieser Gruppe mit 1,8% den niedrigsten Wert. Verantwortlich für den Rollout sind auch in dieser Gruppe die Verteilnetzbetreiber. Einzige Ausnahme für die Länder mit positiver Kosten-Nutzen-Analyse ist Großbritannien, wo die Lieferanten die Verantwortung für den Rollout zugesprochen bekommen haben. Damit ist Großbritannien das einzige Land innerhalb dieser drei Gruppen, das den Rollout im Wettbewerb erfolgen lässt. In den Niederlanden haben die Letztverbraucher das Wahlrecht, den Smart Meter auslesen oder ihn wie einen herkömmlichen Zähler betreiben zu lassen. Die Finanzierung erfolgt in Irland und den Niederlanden über

¹⁵⁹ Vgl. hierzu KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, 37-40, 61-64 und 110-112, SWD (2014) 189.

die Netzentgelte, in Großbritannien über die Stromtarife der Lieferanten. Treiber für den Rollout in dieser Gruppe waren ebenfalls die Gesetzgeber.¹⁶⁰

Die größte Gruppe der Länder mit Rollout-Entscheidung bilden Österreich, Dänemark, Estland, Frankreich, Griechenland, Luxemburg, Malta, Polen, Rumänien und Spanien. Auch hier stehen die Verteilnetzbetreiber in der Einführungspflicht. Mit 105,5 Mio. Zählpunkten (39,6%) ist dies die größte der fünf Gruppen. Das Rollout-Ziel beträgt 91,9% aller Zähler bis 2020 und liegt damit oberhalb des EU-Ziels von 80%. Die Finanzierung erfolgt im Wesentlichen über die Netzentgelte. Ausnahmen bilden hier Österreich und Spanien, hier kommen Messentgelte bzw. Mietkosten für die Zähler hinzu. In Malta wird erwartet, dass die Einsparungen die höheren Einführungskosten überkompensieren und daher die Letztverbraucher keine zusätzlichen Kosten tragen müssen. Die Lebensdauer liegt mit 15,8 Jahren im Mittelfeld. Der Nutzen übersteigt die Kosten um knapp 41%. In dieser Gruppe wird mit 78,5% den Verbrauchern der größte Anteil des Nutzens zugerechnet. Auch für Energieeinsparungen und die Effekte aus der Verlagerung von Spitzenlast werden mit 2,7% bzw. 2,9% die höchsten Prämissen im Ländergruppenvergleich getroffen.¹⁶¹

Auffällig für die Länder ohne Rollout-Beschluss ist, dass die Kosten im Vergleich mit den anderen Gruppen deutlich höher angesetzt werden. Eine Kostensteigerung um den Faktor 2 bis 4 kann dabei auch durch eine höhere Vorteilserwartung um den Faktor 1,2 bis 2,2 nicht kompensiert werden. Die Lebensdauer der Zähler liegt mit 13,2 Jahren deutlich unter dem Schnitt und auch die Energieeinsparungen und Effekte aus der Verlagerung der Spitzenlast sind die niedrigsten im Vergleich. Diese Gruppe, zu der Belgien, die Tschechische Republik, Deutschland, Litauen, Lettland, Portugal und die Slowakei gehören, decken 65,4 Mio. Zählpunkte in der EU ab und wollen nur 36,8% bis 2020 umrüsten. Auch hier dominiert die Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber mit Kostenteilung über Netzentgelte. Lediglich Deutschland bildet mit den Messstellenbetreibern eine EU-Ausnahme.¹⁶²

¹⁶⁰ Vgl. hierzu KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, 56-60, 78-84 und 113-124, SWD (2014) 189.

¹⁶¹ Für Frankreich und Griechenland gibt es zur Finanzierung keine Angaben. Vgl. zu der Darstellung dieser Gruppe KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, 7-11, 29-36, 41-44, 51-55, 73-78, 85-89, 95-99 und 106-109 sowie SWD (2014) 189.

¹⁶² Vgl. hierzu KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, 12-28, 44-50, 65-72, 90-94 und 100-105 sowie SWD (2014) 189.

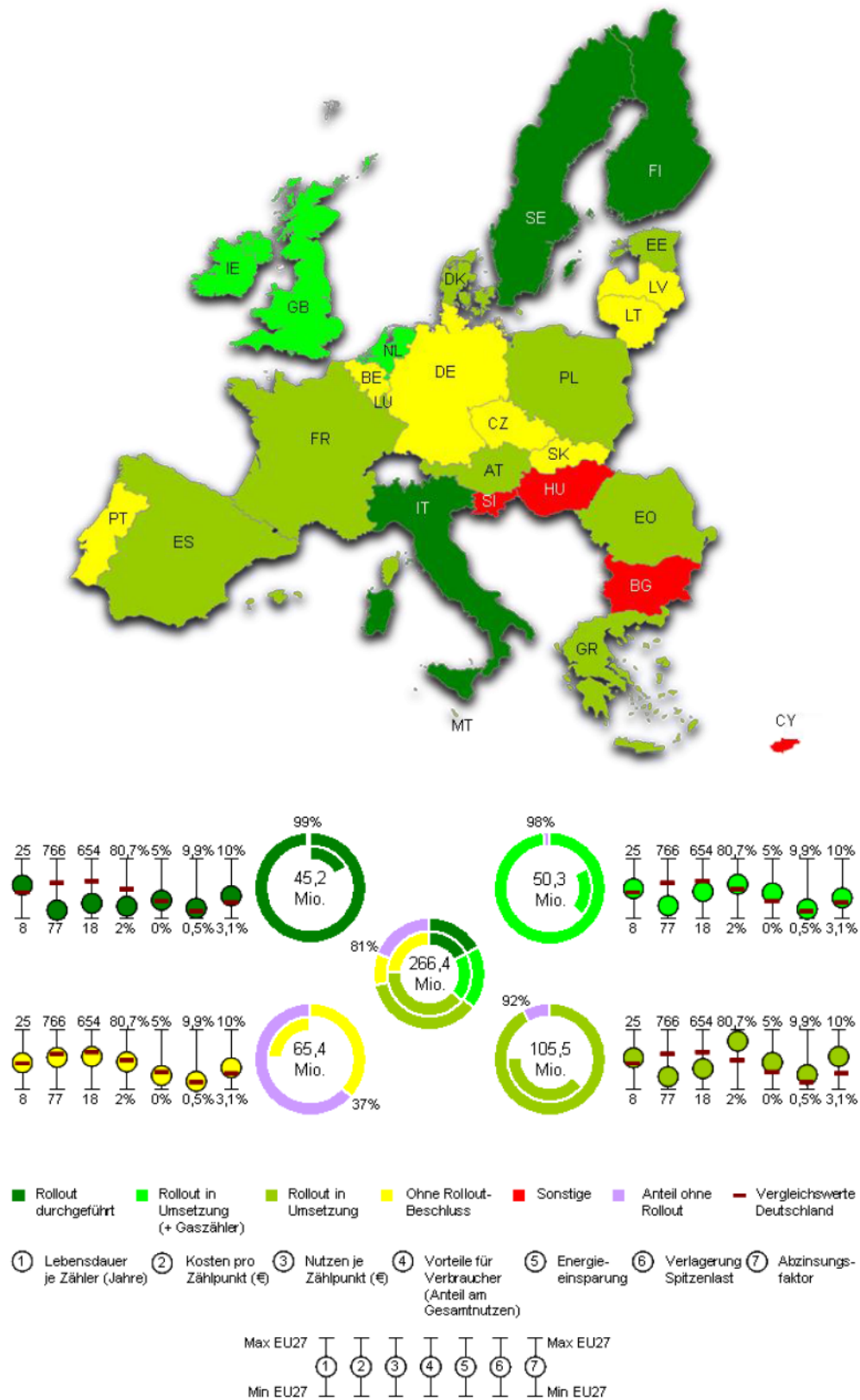


Abbildung 12: Status Smart Meter Rollout in Europa 2014 (EU 27)

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis KOM (2014) 356, SWD (2014) 188, SWD (2014) 189.

Zusammenfassen lässt sich festhalten:

- Treiber der Rollout-Entscheidung ist in 94% aller Fälle der Gesetzgeber.¹⁶³
- In 15 von 16 Ländern mit Rollout-Beschluss sind die Verteilnetzbetreiber auf die Zählereinführung verpflichtet, nur in Großbritannien sind es die Lieferanten, die im direkten Wettbewerb zueinander stehen.¹⁶⁴
- Auch in der Gruppe der Unentschlossenen stehen die Verteilnetzbetreiber in der Einführungspflicht. Einzige Ausnahme bildet hier Deutschland, das diese Aufgabe dem Messstellenbetreiber zuweist und diese Rolle für den Wettbewerb geöffnet hat. Das Wahlrecht des Dienstleisters liegt beim Letztverbraucher.¹⁶⁵
- Die Wettbewerbsorientierung im Vorgehen unterscheidet Großbritannien und Deutschland von allen übrigen Mitgliedsstaaten.¹⁶⁶
- Das Rollout-Ziel der EU von 80% aller Zählpunkte wird auf Basis der aktuellen Planungen für die 23 Mitgliedsstaaten erreicht. Die größten Unterschiede bestehen zwischen den einzelnen Gruppen und Ländern in der Bestimmung der Kosten und Nutzen.¹⁶⁷
- Für die übrigen Kennzahlen ergibt sich zwischen Europa und Deutschland folgendes Bild:¹⁶⁸

¹⁶³ Vgl. u.a. SWD (2014) 189, S. 6-7.

¹⁶⁴ Vgl. u.a. SWD (2014) 189, S. 21.

¹⁶⁵ Vgl. u.a. SWD (2014) 189, S. 20-21.

¹⁶⁶ Vgl. u.a. SWD (2014) 189, S. 20.

¹⁶⁷ Vgl. zu dem 80%-Ziel u.a. SWD (2014) 189, S. 3. Unter Berücksichtigung aller Zählpunkte in der EU 27 wird dieser Wert voraussichtlich bei 72% liegen. Allerdings liegen die Zahlen von Bulgarien, Zypern, Ungarn und Slowenien noch nicht vor, so dass auch diese Angabe variieren kann. Vgl. hierzu u.a. SWD (2014) 189, S. 8.

¹⁶⁸ Vgl. hierzu vor allem die Datenbasis von SWD (2014) 188. Die Durchschnittswerte sind mit der Anzahl der Zählpunkte gewichtet und innerhalb der Gruppen auf die verfügbaren Angaben normiert, d.h. wenn in einer Gruppe von drei Ländern ein Land zu einer Kennzahl keine Angabe gemacht hat, werden die beiden anderen Werte als 100%-Basis herangezogen. Damit sind die Werte zwar unscharf, bezogen auf die Datenbasis aber korrekt. Die Werte für Europa enthalten

- Die Lebensdauer der Zähler beträgt 15,2 Jahre, in Deutschland werden 13 Jahre unterstellt.
- Die Installationskosten betragen 253,00 € pro Zählpunkt und betragen damit nur etwa 46% derer in Deutschland mit 546,00 €.
- Der Benefit je Zählpunkt liegt bei 311,71 € und übersteigt die Kosten damit um 23%. In Deutschland ist es umgekehrt: Der Benefit liegt mit 493,00 € um 10% unter den Kosten.
- 55,9% der Benefits entstehen beim Verbraucher, für Deutschland wird dieser Vorteil auf 47,0% beziffert.
- Energieeinsparungen in Höhe von 2,2% sind realistisch, Deutschland rechnet mit 1,2%.
- Die Verlagerungseffekte für Spitzenlast belaufen sich auf 2,2% in Europa und auf 1,3% in Deutschland.
- Die Abzinsungsfaktoren liegen im Durchschnitt bei 5,2%. Diese Werte spiegeln einerseits die Finanzierungskosten wider, andererseits sind sie Ausdruck für die Unsicherheit der Zielerreichung der nationalen Kosten-Nutzen-Analysen. Diese werden somit für gering gehalten. Deutschland liegt hier mit 3,1% deutlich unter dem Schnitt.
- Der Vergleich bietet weitere Erkenntnisse:
 - Der Datenschutz besitzt in allen Ländern Priorität und ist in Gesetzen und Verordnungen verankert. In keinem Land mit Rollout-Beschluss haben sich Fragestellungen des Datenschutzes negativ auf den Smart Meter Rollout ausgewirkt. Die Befindlichkeiten der Letztverbraucher sind offenbar gering.¹⁶⁹
 - In den Rollout-Ländern haben sich neue Energiedienstleistungen etabliert. Dies fördert die Wirtschaftlichkeit durch Effizienz und Wett-

auch die Werte für Deutschland. Die Unterschiede wären aufgrund des Anteils von 18% der Zähler in der EU ansonsten noch deutlicher. Vgl. hierzu auch die Aufbereitung in Anhang 4.

¹⁶⁹ Vgl. u.a. die Beispiele für Deutschland, Niederlande und Großbritannien in SWD (2014) 188, S. 44-50, 78-84 und 113-124. Für eine allgemeine Darstellung zu den Datenschutzaktivitäten in Europa vgl. u.a. SWD (2014) 189, S. 4-5.

bewerbt und bestätigt, dass Verbrauchsdaten neue Geschäftsmodelle ermöglichen.¹⁷⁰

- Länder mit einem schnellen Rollout haben die Vorteile für die Verbraucher in Kampagnen beworben und damit die Akzeptanz steigern können.¹⁷¹
- Der Rollout der Smart Meter in Europa erfolgt im Schulterschluss mit Initiativen zu Smart Grids, Elektromobilität und einem offenen Kommunikationsstandard für die Netzinfrastruktur. Diese Verzahnung ist Grundlage für die Erreichung der Klima- und Energieziele der EU.¹⁷²
- Bulgarien, Zypern, Ungarn und Slowenien haben noch keine Kosten-Nutzen-Analysen vorgelegt, so dass diese Länder in der Zahlenbasis nicht berücksichtigt werden konnten.¹⁷³

2.3.2. Unentschieden: Szenario-Analyse für Deutschland

Grundlage für die Rollout-Entscheidung in Deutschland ist die Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis der Rahmenbedingungen der EU. Danach sind für den Fall, dass eine positive Gesamtwirtschaftlichkeit gegeben ist, 80% aller Zählpunkte bis 2020 mit intelligenten Messsystemen auszustatten.¹⁷⁴

Für Deutschland ist im EnWG eine Differenzierung in intelligente Messsysteme und intelligente Zähler verankert, die Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hat. Der Unterschied zwischen diesen beiden Systemen besteht im Wesentlichen in deren Einbindung in eine Datenfernübertragung: Ein intelligentes Messsystem ist gemäß §21d EnWG „eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch

¹⁷⁰ Vgl. u.a. das Beispiel für Finnland in SWD (2014) 188, S. 37-40.

¹⁷¹ Finnland gilt hierbei als Referenzbeispiel. Vgl. hierzu u.a. SWD (2014) 188, S. 37-40. Auch in den Niederlanden wurde transparent kommuniziert. Vgl. hierzu u.a. SWD (2014) 188, S. 78-84 und ERNST & YOUNG (2013), S. 91.

¹⁷² Vgl. zu dem 80%-Ziel u.a. SWD (2014) 189, S. 3.

¹⁷³ Vgl. hierzu KOM (2014) 356, S. 4. Für die Klimaziele der EU vgl. auch Kapitel 2.2.1.

¹⁷⁴ Vgl. hierzu RICHTLINIE 2009/72/EG i.V.m. RICHTLINIE 2012/27/EG und der Empfehlung der Kommission 2012/148/EU sowie Kapitel 2.2.1.

und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“¹⁷⁵ Upgradefähige Messeinrichtungen sind in §21c (5) EnWG definiert dadurch, dass sie „den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln und sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen der §§ 21d und 21e genügt, eingebunden werden können.“¹⁷⁶ Sie sind somit nicht in ein Kommunikationssystem eingebunden und werden mit dem Begriff der „intelligenten Zähler“ zusammengefasst.¹⁷⁷ Die Anforderungen an Messeinrichtungen in Deutschland wurden durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien konkretisiert. Sie betreffen Mindestfunktionalität, Interoperabilität, Datenschutz und Sicherheit.¹⁷⁸

Die Einbindung in ein Kommunikationsnetz beeinflusst zudem Art und Höhe des Nutzens für die Analyse der Wirtschaftlichkeit. Unter dem Begriff „Netzdienlichkeit“ werden dabei alle Aspekte zusammengefasst, die einen Einfluss auf die Netze ausüben. Dazu zählen bspw. die Erfassung und Übertragung von Netzzustandsinformationen, die Möglichkeiten der Abregelung von Einspeisungen aus Erneuerbare-Energie-Anlagen und Lastverlagerungen mit direkter Interaktion des Letztverbrauchers.¹⁷⁹ Netzdienlichkeit erfordert somit eine Einbindung in ein Kommunikationsnetz und ist nur mit intelligenten Messsystemen zu erreichen. Dem gegenüber steht der Begriff „Marktdienlichkeit“. Diesem Begriff werden alle Aspekte subsu-

¹⁷⁵ Vgl. hierzu den Wortlaut des §21d EnWG.

¹⁷⁶ Vgl. hierzu den Wortlaut de §21c (5) EnWG.

¹⁷⁷ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 35.

¹⁷⁸ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 90-91. Die Schutzprofile wurden vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelt. „Ein Schutzprofil legt strukturiert Bedrohungen für den sicheren und (hier insbesondere auch datenschutzfreundlichen) Betrieb dar und definiert die Mindestanforderungen für entsprechende Sicherheitsmaßnahmen.“ Vgl. hierzu BSI (2014a), S. 13. Im Kontext Smart Metering wurden Schutzprofile für das Smart Meter Gateway (Protection Profile, PP 0073) und das Sicherheitsmodul (PP 0077) festgelegt. Die Ausgestaltung der Schutzprofile erfolgt in Technischen Richtlinien (TR 03109), die die Anforderungen an Mindestfunktionalität und Interoperabilität präzisieren. Vgl. hierzu BSI (2014a), 16.

¹⁷⁹ Zu dem steigenden Wert von Informationen für Netzinvestitionen unter Unsicherheit vgl. u.a. SCHAEFFLER, SCHOBER UND WEBER (2014), S. 7., für die Relevanz von Smart Grids zur Realisierung von lastverlagerungspotenzialen vgl. u.a. TREPPER (2015), S. 2-9.

miert, die eine Verhaltensänderung der Letztverbraucher sowie eine Steigerung des Wettbewerbs durch Transparenz unterstützen. Hierzu zählt vor allem die Transparenz über Verbrauchsdaten, die die Energieeffizienz durch eine Absenkung des Stromverbrauchs steigern kann und die Tarifoptimierung im Anbieterwettbewerb durch die Verbraucher begünstigt. Dieser Nutzen ist auch ohne eine Einbindung in ein Kommunikationsnetz zu erzielen. Marktdienlichkeit ist also sowohl bei intelligenten Messsystemen als auch intelligenten Zählern gegeben.¹⁸⁰

Der Energiemarkt in Deutschland ist in seiner Struktur einzigartig in Europa.¹⁸¹ Insofern sind Erfahrungen anderer Mitgliedsstaaten nur eingeschränkt übertragbar. Dennoch wurden fünf Schlussfolgerungen mit Übertragbarkeit auf Deutschland abgeleitet und in der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt.¹⁸²

- „Festlegung der technischen Anforderungen vor dem Rollout“: Dies vermeidet Fehlinvestitionen und sichert die Interoperabilität zwischen den Systemen sowohl in Deutschland als auch innerhalb der EU. Übergangsfristen unterstützen dann einen Wechsel im Kosten-Optimum. Die Veröffentlichung des BSI-Schutzprofils hat dies umgesetzt.¹⁸³
- „Frühzeitige Einbindung von Kunden und Öffentlichkeit“: Sie hilft, Bedenken zum Datenschutz durch Transparenz und Diskussion aufzulösen. Auch hier

¹⁸⁰ Vgl. hierzu u.a. die Abgrenzung bei ERNST & YOUNG (2013), S. 92-93. Diese Abgrenzung ist eine Kernprämisse der Kosten-Nutzen-Analyse und Treiber für die Bewertung der Gesamtwirtschaftlichkeit der betrachteten Szenarien. Für eine vertiefende Darstellung der Aspekte des sich verändernden Energieversorgungssystems vgl. u.a. BUNDESNETZAGENTUR (2011d). Diese Verbrauchsdatentransparenz weitet auch bisherige Analysemöglichkeiten, die in Ermangelung alternativer Daten u.a. auf der Basis von Einkommens- und Verbrauchsstichproben entwickelt wurden, deutlich aus. Vgl. zu einem Ansatz zur Analyse des Konsumentenverhaltens am Beispiel von Energienutzung und Emissionen WEBER (1999).

¹⁸¹ Insbesondere die Vielzahl an Energieversorgungsunternehmen und Messstellenbetreibern unterscheidet Deutschland von dem Rest der EU. Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 91 sowie die Darstellung in Kapitel 2.2.4.

¹⁸² Für den Ländervergleich wurden die Entwicklungen in Großbritannien, Irland, Italien, den Niederlanden, Frankreich und Schweden analysiert. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 70-91.

¹⁸³ Vgl. hierzu u.a. BSI (2014a) sowie ERNST & YOUNG (2013), S. 91.

leisten die Festlegungen des BSI-Schutzprofils ihren Beitrag. Die Kosten der Umsetzung von Informations- und PR-Kampagnen wurden in die Szenario-Analyse integriert.¹⁸⁴

- „Erzielung von Skaleneffekten durch koordinierte Ansätze“: Sie ist für die Wirtschaftlichkeit entscheidend und in Deutschland aufgrund der Marktstruktur mit Herausforderungen verbunden. Dennoch wird unterstellt, dass auch in Deutschland Skaleneffekte bei Herstellung und Einkauf erzielbar sind.¹⁸⁵
- „Klare Zielstellung der Einführung“: Dem Ausgleich der Interessen kommt eine besondere Bedeutung zu, um die Kräfte auf die Einführung und nicht auf deren Verhinderung bündeln zu können. Auch hier verstärkt die Marktstruktur die Herausforderungen in Deutschland. Eine Einführung im Stufenmodell wird dafür als Lösung des Interessenausgleichs angesehen.¹⁸⁶
- „Realistische Einschätzung der Energieeinsparpotenziale“: Sie stellen einen großen Hebel für die Wirtschaftlichkeit dar, ihre Hebung ist allerdings mit Herausforderungen verbunden. Für Deutschland wurden daher nur geringe Effekte unterstellt, um diesem Effekt der Zielverfehlung entgegenzuwirken.¹⁸⁷

Hinsichtlich des erzielbaren Nutzens durch Verhaltensänderungen auf der Verbraucherseite wurde ein Korridor identifiziert, der die Grenze der Wirtschaftlichkeit aus Verbrauchersicht definiert. Übersteigt die Einführung intelligenter Messsysteme oder intelligenter Zähler diesen erzielbaren Nutzen, so ist eine Einführung gemäß §21c (2) und (5) EnWG wirtschaftlich nicht vertretbar. Ein Pflichteinbau ist für diese Fälle nicht umsetzbar. Abbildung 13 fasst diese Korridore nach Verbrauchergruppen für intelligente Messsysteme zusammen. Für intelligente Zähler liegen die Po-

¹⁸⁴ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 91.

¹⁸⁵ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 91.

¹⁸⁶ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 91 und 96-98.

¹⁸⁷ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013), S. 91.

tenziale aufgrund der fehlenden Kommunikationseinbindung bei einem Drittel dieser Werte.¹⁸⁸

Verbrauchsklasse	Einsparpotenzial	Lastverlagerungspotenzial	Summe 1 (Anteil)	Summe 2 (Anteil)
≥ 6.000 kWh/a	-2,5 bis -5,0%	-13 bis -25%	-80,06 € (-4,6%)	-157,50 € (-9,1%)
≥ 4.000 bis < 6.000 kWh/a	-2,0 bis -4,0%	-11 bis -20%	-40,99 € (-3,7%)	-80,64 € (-7,3%)
≥ 3.000 bis < 4.000 kWh/a	-1,5 bis -3,0%	-8 bis -15%	-21,78 € (-2,8%)	-42,84 € (-5,5%)
≥ 2.000 bis < 3.000 kWh/a	-1,0 bis -2,0%	-5 bis -10%	-10,68 € (-1,9%)	-21,00 € (-3,7%)
< 2.000 kWh/a	-0,5 bis -1,0%	-3 bis -5%	-2,67 € (-0,9%)	-5,25 € (-1,8%)

Summe 1 = durchschnittlicher Einsparungsfall Summe 2 = optimistischer Einsparungsfall

Abbildung 13: Erzielbarer Nutzen intelligenter Messsysteme aus Verbrauchersicht

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis ERNST & YOUNG (2014), S. 6-8.

Insgesamt wurden fünf Szenarien gerechnet und mit Sensitivitätsanalysen für Veränderungen einzelner Kerntreiber der Wirtschaftlichkeit bewertet.¹⁸⁹ Das *EU-Szenario* analysiert die Gesamtwirtschaftlichkeit eines Rollouts intelligenter Messsysteme von 80%.¹⁹⁰ Das *Kontinuitätsszenario* analysiert die Fortschreibung des

¹⁸⁸ Vgl. hierzu Ernst & Young (2013), S. 159: „Feedbacksysteme geben dem Endkunden zeitnah Informationen zu seinem tatsächlichen Energieverbrauch und zu den tatsächlichen Nutzungszeiten. Bei intelligenten Zählern kann diese Informationsbereitstellung über ein abgesetztes Display ebenfalls zeitnah erfolgen. Allerdings sind die Möglichkeiten zur Aktualisierung von Tarifmodellen beschränkt. Auch können keine aktuellen Informationen zur Netzaus- oder -belastung sowie aktuellen Marktpreisen für Strom bereitgestellt werden, da eine externe Kommunikationsanbindung fehlt. Daher fallen die Stromeinspar- und Lastverlagerungspotenziale geringer aus und betragen nur 1/3 des Potenzials intelligenter Messsysteme.“

¹⁸⁹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 165-187. Für weitere Studien zum Rollout intelligenter Zähler vgl. u.a. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (2014) und NABE ET AL. (2009).

¹⁹⁰ Intelligente Zähler werden hierbei ebenso wenig betrachtet wie die Abregelbarkeit von Erneuerbare-Energie-Anlagen. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 165-168.

Status Quo der Gesetzgebung aus dem Jahr 2013 und wird modifiziert zum *Kontinuitätsszenario Plus* unter Nutzung der Verordnungsermächtigungen des §21c (5) i.V.m. §21i (1) Nr. 8 EnWG zur Einführung intelligenter Zähler im Regelaustauschzeitpunkt der herkömmlichen Ferraris-Zähler.¹⁹¹ Das *Rolloutszenario* stellt auf die Integration von Erneuerbare-Energie-Anlagen durch Ausweitung der Einbaupflicht für intelligente Messsysteme für Altanlagen und Anlagen ab einer Anschlussleistung von 250kW ab. Das *Rolloutszenario Plus* berücksichtigt analog des Kontinuitätsszenarios Plus die Einführung intelligenter Zähler im Regelaustauschzeitpunkt der Ferraris-Zähler.¹⁹² Kertreiber der Sensitivitätsanalysen waren Stromeinsparung, Strompreissteigerung, Tarifspreizung, Netzdienlichkeit, EEG-Ausgleichszahlungen, Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen, Pflichteinbaufälle, Einbaufristen, Skaleneffekte bei der Beschaffung sowie Konzentration auf der Marktrolle des Messstellenbetreibers.¹⁹³

Abbildung 14 fasst die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die berechneten Szenarien zusammen.

Betrachtungszeitraum 2014-2022	EU-Szenario	Kontinuitätsszenario	Kontinuitätsszenario Plus	Rollout-szenario ¹	Rollout-szenario ²	Rollout-szenario Plus
Netto-Kapitalwert 2012-2032 (Mrd. €)	-0,1	-0,6	-1,0	-1,1	1,6	1,5
Intelligente Messsysteme und Zähler in Mio. Stück (Rolloutquote)	38,5 (80%)	10,9 (23%)	31,6 (66%)	11,9 (25%)	11,9 (25%)	32,6 (68%)
davon intelligente Messsysteme	38,5 (100%)	10,9 (100%)	10,9 (34%)	11,9 (100%)	11,9 (100%)	11,9 (37%)
Investitionsbedarf in intelligente Messsysteme und Zähler (Mrd. €)	8,5	3,7	6,8	3,9	3,9	7,0
Laufende Betriebsausgaben (Mrd. €)	12,3	5,2	6,3	5,5	5,5	6,7
Kosten je intelligentem Messsystem und Zähler (in €/Jahr)	89,00	109,00	57,00	107,00	107,00	58,00
Betriebsausgaben mit Effizienzgewinnen (Mrd. €)	5,9	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden (in €/Jahr)	29,00	14,00	20,00	15,00	15,00	21,00

¹ ohne Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen

² mit Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen

Abbildung 14: Kosten-Nutzen-Analyse zur Zählereinführung für Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis ERNST & YOUNG (2013), S. 165-179.

¹⁹¹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 168-74.

¹⁹² Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 174-179.

¹⁹³ Die Sensitivitäten wurden allerdings nur für ausgewählte Szenarien berechnet. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 179-187.

Die Empfehlung für das *Rolloutszenario Plus* stellt unter Berücksichtigung der Sensitivitätsanalysen auf folgende Eigenschaften ab:¹⁹⁴

- Positiver Netto-Kapitalwert über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.
- „Verursachungsgerechtes und tragfähiges Finanzierungsmodell für den Rollout“ durch Kombination der drei Entgeltkategorien für (1) intelligente Messsysteme, (2) intelligente Zähler und (3) den Systemkostenbeitrag für alle Kunden mit herkömmlichen Zählern.¹⁹⁵
- Nutzung von Skaleneffekten und Schaffung von Investitions- und Planungssicherheit durch das Marktvolumen (Absatz und Umsatz).
- Verbesserung der Chancen für den Einstieg in Produkte und Mehrwertdienstleistungen durch Aufrüstbarkeit der Messinfrastruktur unter Einbindung in Kommunikationsnetze.
- Umsetzbarkeit der Jahresrolloutleistung von 4 Mio. Einheiten pro Jahr bis 2018 durch hohen Anteil intelligenter Zähler.¹⁹⁶

Die Modifikation des Prämissensets Ende 2014 trägt den Entwicklungen Rechnung und bestätigt die Empfehlung des *Rolloutszenarios Plus* mit folgenden Anpassungen:¹⁹⁷

- Verzicht auf das abgesetzte (Inhouse-) Display bei intelligenten Zählern.
- Anhebung der Geringfügigkeitsgrenze für EEG- und KWKG-Anlagen von 0,25kW auf 0,8kW analog der Grenzwertdefinition der ENTSO-Strom.
- Verlängerung des Austauschzeitraums auf eine Eichfrist von Ferraris-Zählern (16 Jahre) in Kombination mit Mindestaustauschquoten zur Kostenoptimierung unter Berücksichtigung von Altinvestitionen.
- Anpassung des Rollout-Beginns auf den 01.01.2016.

¹⁹⁴ Vgl. zu der Empfehlung ERNST & YOUNG (2013), S. 179 und S. 179-187.

¹⁹⁵ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 179.

¹⁹⁶ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 179.

¹⁹⁷ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2014), S. 3-8.

- Interessensausgleich bei Pflichteinbaufällen für Neubauten und Renovierungen mit einem Jahresstromverbrauch < 6.000kWh durch Rücknahme der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme und Aufnahme der Einbauverpflichtung für intelligente Zähler.
- Verzicht auf einen Systemkostenbeitrag aufgrund der erhöhten Komplexität und damit Begrenzung der Finanzierung der Einführungskosten auf die Nutzer der intelligenten Messsysteme und Zähler.¹⁹⁸
- Verzicht auf eine Preisdifferenzierung nach Nutzergruppen unter Erhalt der Differenzierung zwischen den Messsystemen und Zählern.¹⁹⁹

Abbildung 15 visualisiert die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach Verbrauchsklassen und Szenarios.²⁰⁰ Es wird deutlich, dass auf Basis der aktuellen Gesetzeslage sowie der Rollout-Empfehlung nur etwa 10% der Haushalte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, die den Gesamtoptimierungseffekt heben können. Die Entscheidung für ein Rolloutszenario in Deutschland steht allerdings noch aus.

¹⁹⁸ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2014), S. 13.

¹⁹⁹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2014), S. 13.

²⁰⁰ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013 und 2014). Die Werte für die Haushaltsverteilung auf die Verbrauchsklassen basieren auf den Annahmen von ERNST & YOUNG (2013), S. 103-105. Für diese Angaben gibt es keine Vergleichswerte im Monitoringbericht der BUNDESNETZAGENTUR (2014). Die Autoren weisen auf die Unschärfen der Zahlenbasis hin. Diese besteht auch heute noch fort. So entfallen bereits heute 4,5 Mio. Zählpunkte auf den Pflichteinbaufall eines Jahresverbrauchs >6.000 kWh gemäß §21c EnWG. Vgl. hierzu BUNDESNETZAGENTUR (2014), S. 190.

Verbrauchsklasse	Nutzen-Spanne € (Anteil) ⁴	Szenarien der Kosten-Nutzen-Analyse					Anzahl Haushalte in Mio. (Anteil) ⁵
		EU	Kontinuität	Kontinuität Plus	Rollout	Rollout Plus	
≥ 6.000 kWh/a	80,06 (4,6%) 157,50 (9,1%)	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ¹	✓ ^{1,2}	4,1 (10%)
≥ 4.000 bis < 6.000 kWh/a	40,99 (3,7%) 80,64 (7,3%)	✗ ¹	✗ ¹	✓ ¹	✗ ¹	✓ ^{1,3}	8,2 (20%)
≥ 3.000 bis < 4.000 kWh/a	21,78 (2,8%) 42,84 (5,5%)	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ^{1,3}	7,8 (19%)
≥ 2.000 bis < 3.000 kWh/a	10,68 (1,9%) 21,00 (3,7%)	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ^{1,3}	10,7 (26%)
< 2.000 kWh/a	2,67 (0,9%) 5,25 (1,8%)	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ¹	✗ ^{1,3}	10,3 (25%)


¹ Werte aus der Kosten-Nutzen-Analyse 2013 in Höhe von 90,00 € p.a. für intelligente Messsysteme und 42,00 € p.a. für intelligente Zähler.
² Preismarke für intelligente Messsysteme in Höhe von 93,00 € p.a. aus der Variantenrechnung 2014.
³ Preismarke für intelligente Zähler in Höhe von 19,50 € p.a. (ohne abgesetztes Display in der Wohnung á 20,00 € p.a.) aus der Variantenrechnung 2014.
⁴ Korridor aus Stromeinsparung und Lastverlagerungspotenzial i.V.m. intelligenten Messsystemen, für intelligente Zähler gilt nur ein Drittel dieser Werte.
⁵ Werte aus der Kosten-Nutzen-Analyse 2013 mit dem Bezugsjahr 2011.
 Wirtschaftlichkeitsgrenze gemäß §21c (2) und (5) EnWG.

Abbildung 15: Wirtschaftlichkeitsgrenzen der Kosten-Nutzen-Analyse

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis ERNST & YOUNG (2013), S. 165-179 und (2014), S. 3-8.

2.3.3. Wer zahlt was: Das Dilemma zwischen Freiwilligkeit und Zwang

Die Einführung intelligenter Messeinrichtungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen beeinflusst die gesamte Volkswirtschaft: Privathaushalte, Unternehmen, Staat und Gesellschaft. Die Effekte können direkt, indirekt, katalytisch oder konsuminduziert sein und wirken sich auf Beschäftigung, Investitionen, Einkommen und Steuern aus.²⁰¹

Direkte Effekte auf die Volkswirtschaft haben drei Ursachen:

(1) Zunahme von Investitionen: Durch den Preisunterschied der Technologien wird der Investitionsrückgang bei Ferraris-Zählern überkompensiert und führt zu einem Beschäftigungsanstieg und einer Einkommenssteigerung für die betroffenen Arbeitnehmer.

(2) Veränderung der Betriebs- und Instandhaltungskosten: Die Einführung der Fernablesung führt einerseits zu Beschäftigungsrückgang und Einkommensminderung. Andererseits stehen die Einsparungen für Investitionen in die Zählerinfra-

²⁰¹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 136.

struktur bereit, so dass die Beschäftigungs- und Einkommenseffekte kompensiert werden.

(3) Energieeinsparungen: Die Senkung von Energiekosten entspricht einer Einkommenssteigerung. Diese nimmt mit dem Preiswettbewerb zu, der durch Verbrauchstransparenz begünstigt wird.²⁰²

Indirekte Effekte ergeben sich vor allem aus einem veränderten Nachfrageverhalten und sind für die Volkswirtschaft in Deutschland umso höher, je mehr Wertschöpfung in Deutschland stattfindet:

(4) Vorleistungsverflechtungen: Die Zunahme von Investitionen führt in den Zuliefer-Branchen zu Beschäftigungsanstieg und Einkommenssteigerung.

(5) Rohstoffpreisänderungen: Die veränderte Nachfrage nach Rohstoffen sowohl in den Zuliefer-Branchen als auch im Primärenergiemix der Stromerzeugung kann die Preise an den Rohstoffmärkten beeinflussen.²⁰³

Katalytische Effekte treten als Folge direkter und indirekter Effekte auf, zu ihnen zählen Innovations-, Produktivitäts- und Markterweiterungseffekte. Sie werden auch als intangible Effekte bezeichnet, da sie keinen Einfluss auf die sie auslösenden Maßnahmen haben. Allerdings können sie wiederum zu indirekten Effekten führen. Auch sie resultieren in Beschäftigungs- und Einkommenswachstum und lassen sich wie folgt unterscheiden:

(6) Ausbau von Innovationsfähigkeit und Technologieentwicklung: Hierzu zählen insbesondere Entwicklung und Aufbau eines „Smart Grid“ als auch Entwicklung und Verbreitung von Produkten und Dienstleistungen für „Smart Homes“. Der Ausbau von Innovationskapazitäten unterstützt Ausbau und Erhalt der Technologieführerschaft deutscher Unternehmen für hoch energieeffiziente Produkte und Technologien vor allem mit Blick auf Haushaltsgeräte und Speichersysteme. Die Vorteile derartiger Entwicklungen erfordern allerdings auch den Einsatz intelligenter Messsysteme.

²⁰² Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 137-138.

²⁰³ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 138.

(7) Umsetzung der Energiewende: Die Sensibilisierung für Energieeffizienz durch Verbrauchstransparenz leistet einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Lerneffekte können die Zielerreichung unterstützen und beschleunigen.

(8) Qualifikation der Beschäftigten: Neue Anforderungen an Fachkräfte verändern die Anforderungen an die Fachkräfteausbildung sowohl für die Fachkräfteentwicklung als auch die Nachwuchsausbildung. Investitionen in Bildung und Qualifizierung steigen und lösen ihrerseits Effekte für die Volkswirtschaft aus.²⁰⁴

Konsuminduzierte Effekte ergeben sich aus dem Einkommensanstieg, der sich wiederum aus einem Beschäftigungswachstum in einer Volkswirtschaft ergibt:

(9) Investitionswirkung: Sowohl direkte als auch indirekte und katalytische Effekte führen zu einem Beschäftigungswachstum und Einkommensanstieg. Konsuminduzierte Effekte können wiederum indirekte Effekte auslösen.²⁰⁵

Abbildung 16 fasst die Effekte für die Volkswirtschaft zusammen.

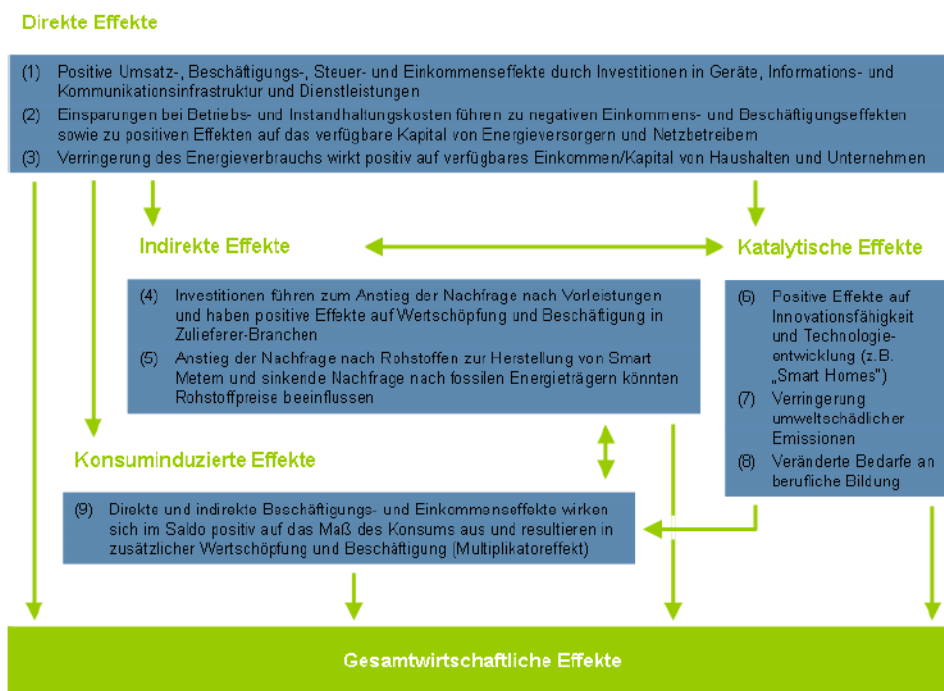


Abbildung 16: Volkswirtschaftliche Effekte eines Smart Meter Rollouts

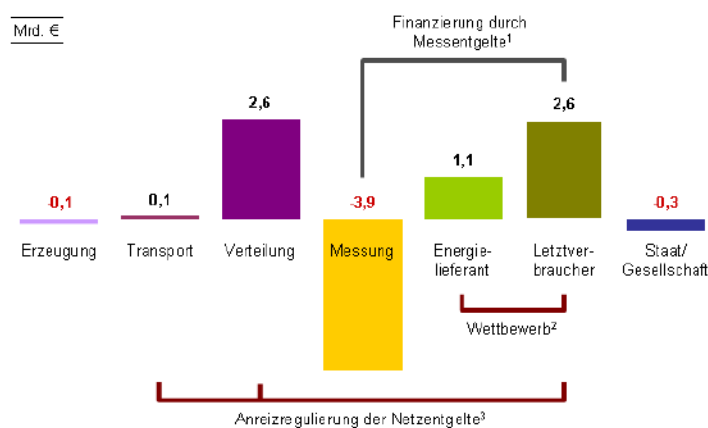
Quelle: Modifizierte Darstellung auf der Basis von ERNST & YOUNG (2013), S. 136.

²⁰⁴ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 139-140.

²⁰⁵ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 140.

Die Herausforderung besteht in der Quantifizierung dieser Effekte für die Zwecke einer Kosten-Nutzen-Analyse: „Dies betrifft insbesondere die katalytischen Effekte, wie die positiven Effekte eines Rollouts intelligenter Messsysteme auf die Innovationsfähigkeit und technologische Entwicklung im Bereich Smart Home und Smart Grids. Ein positiver Zusammenhang ist sicher gegeben [...] eine seriöse Quantifizierung des Effekts jedoch praktisch unmöglich. Daher werden in der [...] Kosten-Nutzen-Betrachtung nur die wesentlichen direkten volkswirtschaftlichen Effekte, wie Umwelteffekte quantifiziert.“²⁰⁶

Der quantifizierbare Nutzen entsteht im Wesentlichen aus der Erhöhung der Energieeffizienz durch Stromeinsparung und Lastverlagerung, der Netzdienlichkeit sowie der Verbesserung von Geschäftsprozessen und fällt bei den Marktrollen der Energiewirtschaft in unterschiedlicher Höhe an. Dessen Realisierung ist für die Akteure jedoch mit unterschiedlichen Kosten verbunden. Die Vorteilhaftigkeit eines Szenarios ist für eine Marktrolle nur dann gegeben, wenn der Zusatznutzen gegenüber der Ausgangssituation positiv ist.²⁰⁷ Abbildung 17 zeigt die Verteilung des Zusatznutzens nach Marktrollen im empfohlenen Rolloutszenario Plus.



¹ Differenzierung nach Nutzergruppen in Entgelte für intelligente Messsysteme, für intelligente Zähler und einen System-kostenbeitrag für herkömmliche Zähler (letzterer wird aufgrund von Komplexität und Abwicklungskosten nicht empfohlen).

² Weitergabe des Zusatznutzens durch Wettbewerb zwischen den Stromversorgungsunternehmen.

³ Weitergabe des Zusatznutzens durch Verminderung der Netzentgelte gemäß EnWG i.V.m. ARRegV.

Abbildung 17: Verteilung des Zusatznutzens nach Marktrollen im Rolloutszenario Plus

Quelle: Modifizierte Darstellung auf der Basis von ERNST & YOUNG (2013), S. 204.

²⁰⁶ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 141.

²⁰⁷ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 203-204.

Entsprechend §21b EnWG trägt der Messstellenbetreiber die Kosten der Einführung. Diese Kosten sind durch andere Marktrollen zu kompensieren, damit die Vorteilhaftigkeit durch Kostendeckung für diese Marktrolle überhaupt erst entsteht. Im Vergleich zum Kontinuitätsszenario ohne Abregelung von EE-Anlagen sind im empfohlenen Rolloutszenario Plus Kosten in Höhe von 3,9 Mrd. € zu decken, um den Gesamtnutzen von 2,1 Mrd. € zu heben.²⁰⁸

Für die Beteiligung der einzelnen Marktrollen an der Finanzierung bedeutet die Verteilung des Zusatznutzens aus Abbildung 17 folgendes:

- (1) Transport und Verteilung: Der Mechanismus der Anreizregulierung führt zu einer Absenkung der Netzentgelte und senkt damit die Kosten für die Letztverbraucher. Darüber hinaus werden diese Marktrollen nicht in die Finanzierung der Einführung einbezogen, da ansonsten ihre Vorteilhaftigkeit gefährdet wäre.²⁰⁹
- (2) Energielieferant: Die Weitergabe des Zusatznutzens erfolgt über Wettbewerbsmechanismen. Dies umso besser, je stärker der Wettbewerb um die Stromkunden zunimmt. Da unterstellt wird, dass Verbrauchstransparenz die Selbstoptimierung der Letztverbraucher durch Tarif- und Anbieterwechsel sowie durch Einsparungsmaßnahmen unterstützt, kann von einer Wettbewerbszunahme und damit der Weitergabe des Zusatznutzens ausgegangen werden. Die Einbeziehung dieser Marktrolle in die Finanzierung der Einführung intelligenter Messeinrichtungen wäre ein Eingriff in den Wettbewerb und wird daher nicht empfohlen.²¹⁰
- (3) Staat, Gesellschaft und Erzeugung: Aufgrund der negativen Zusatznutzen wird eine weitergehende Einbeziehung dieser Marktrollen in eine Finanzierung nicht empfohlen, da sie die Vorteilhaftigkeit weiter absenken würde.²¹¹

²⁰⁸ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 204.

²⁰⁹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 204 sowie Kapitel 2.2.4 mit Abbildung 10.

²¹⁰ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 204 sowie zur Darstellung der Wettbewerbsintensität Kapitel 2.2.4 mit Abbildung 11.

²¹¹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013), S. 204. Diese Aussage basiert allerdings auf dem Ausschluss der Internalisierung von Effekten auf die Volkswirtschaft in Deutschland und steht damit in einem Widerspruch zur Darstellung der Vorteilhaftigkeit gemäß ERNST & YOUNG (2013), S.

- (4) Letztverbraucher: Für eine Finanzierung innerhalb des Marktrollenmodells der Energiewirtschaft laufen die einzelnen Mechanismen beim Letztverbraucher zusammen. Daher wird dieser auch als einziger Vertragspartner des Messstellenbetreibers zur Deckung der Einführungskosten empfohlen. Entsprechend des Zählereinsatzes sowie mit Blick auf die Vorteilhaftigkeit nach Verbrauchsgruppen wird eine Differenzierung der Entgelte unterstellt. Dabei rechnet sich der Einsatz intelligenter Messsysteme ab einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh und ermöglicht die Realisierung des Nutzens der Netzdienlichkeit aus der Verbrauchs- und Erzeugungssteuerbarkeit. Der Einsatz intelligenter Zähler lohnt sich ab einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh, weshalb mangels Vorteilhaftigkeit die Umsetzung des Rolloutszenarios Plus für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 4.000 kWh eine Einbauverpflichtung im Rahmen einer Verordnung erfordert.²¹²

Die fünf Szenarien der Kosten-Nutzen-Analyse differenzieren sich im Wesentlichen im Umfang der Einbauverpflichtung. Das EU-Szenario zeigt durch die Verpflichtung zum Einbau intelligenter Messsysteme für 80% aller Anschlüsse aus Sicht der Letztverbraucher die geringste Vorteilhaftigkeit. In der Spreizung des Rolloutszenarios Plus liegt der Interessenausgleich zwischen der Anforderung aus dem politischen Zielbild, der im EnWG verankerten Wirtschaftlichkeitsprämisse für die Letztverbraucher sowie der ebenfalls im EnWG verankerten Verordnungsermächtigung für eine Einbauverpflichtung im Optimum von Freiwilligkeit und Zwang.²¹³

Der Verzicht auf die Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Effekte sowie die Begrenzung der Finanzierungsansätze auf das Marktrollenmodell der Energiewirtschaft in Verbindung mit konservativen Prämissen und der Marktstruktur in Deutschland verdeutlichen das Investitionsdilemma der Energiewirtschaft.²¹⁴

136. Dieser Widerspruch lässt sich mit Blick auf den Verweis zur fehlenden empirischen Belastbarkeit nur dadurch auflösen, dass sich Geschäftsmodelle im Markt durchsetzen, die eine Quantifizierung und Hebung dieser Potenziale belegen.

²¹² Vgl. hierzu Kapitel 2.3.2 und Abbildung 15.

²¹³ Vgl. hierzu §§ 21c und 21i EnWG sowie ERNST & YOUNG (2013 und 2014) und Kapitel 2.2.3 und 2.3.2.

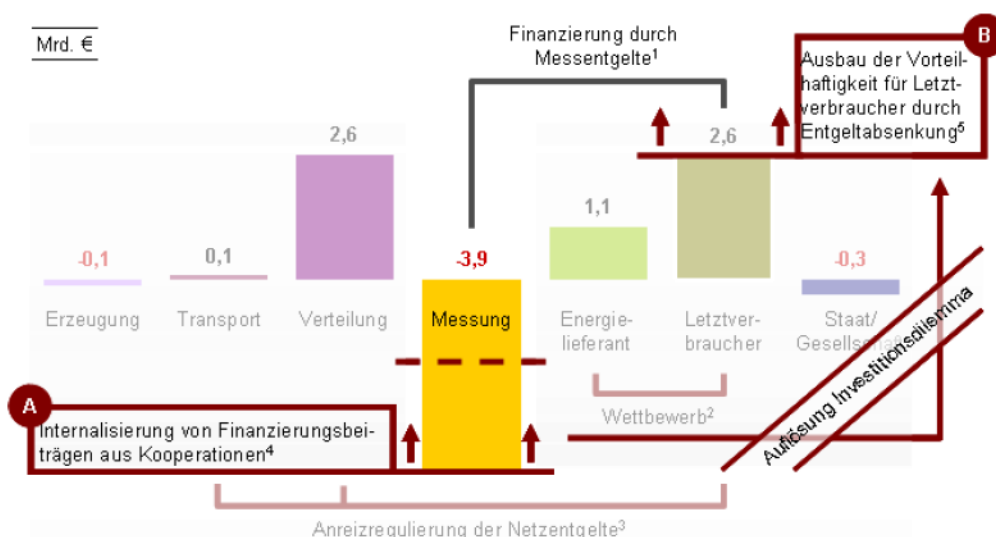
²¹⁴ Quantitativ zeigt sich das Investitionsdilemma in der geringen Anzahl intelligenter Messsysteme in Deutschland. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.4 mit Abbildung 11.

- Die Einführung intelligenter Messeinrichtungen ist in Deutschland politisch gewollt, der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen positiv.
- Der realisierbare Nutzen aufgrund von Netzdienlichkeit und Interaktivität durch Einbindung in ein Kommunikationsnetz ist bei intelligenten Messsystemen höher als bei intelligenten Zählern ohne diese Einbindung.
- Intelligente Zähler dienen aufgrund geringerer Kosten und Rolloutkomplexität dem Interessenausgleich zwischen dem Zielbild der Politik und der Vorteilhaftigkeit der Letztverbraucher und senken die Barrieren für eine spätere Aufrüstung zu intelligenten Messsystemen.
- Die Beschränkung des Finanzierungsmodells auf die Teilnehmer des Marktrollenmodells der Energiewirtschaft reduziert die Zielgruppe von Letztverbrauchern durch Einschränkung der Vorteilhaftigkeit auf Anschlussnutzer mit einem Jahresverbrauch ab 4.000 kWh. Damit lohnt sich die Umstellung nur für 30% der 41,1 Mio. Haushaltskunden, die etwa 90% aller Zählpunkte abdecken.
- Der Gestaltungsansatz in Deutschland – eine Lösung der Marktkräfte für die Umrüstung von 80% der Zählpunkte zu erreichen – erscheint vor diesem Hintergrund ohne eine Einbauverpflichtung durch Gesetze und Verordnungen nicht umsetzbar zu sein.

Volkswirtschaftlich betrachtet kann durch den Verzicht auf eine Einbauverpflichtung intelligenter Messsysteme anstelle intelligenter Zähler nur ein Teil des erzielbaren Nutzens gehoben werden. Dies wird sich in deren Diffusion zeigen, sofern keine Lösung gefunden werden kann, die die Attraktivität intelligenter Messsysteme für Letztverbraucher über die der herkömmlichen Zähler hinaus steigert.

Allerdings bietet der Gestaltungsansatz in Deutschland bereits heute die Möglichkeit, ohne Zwang eine Marktlösung zu identifizieren, die die Einführung intelligenter Messsysteme in einem größeren Umfang ermöglicht als dies in den diskutierten Varianten zum Rolloutszenario Plus der Fall ist. Der Schlüssel zur Auflösung dieses Investitionsdilemmas liegt in der Öffnung der Marktrolle des Messstellenbetreibers für den Wettbewerb durch Entkopplung dieser Rolle von der Rolle des

Verteilnetzbetreibers.²¹⁵ Die Erschließung von Geschäftsmodellen auf Basis von Verbrauchsdatentransparenz, Netzdienlichkeit und Interaktionsfähigkeit intelligenter Messsysteme durch den Messstellenbetreiber als Ergänzung der Finanzierung durch die Letztverbraucher generiert Erträge, die die Amortisation der Zählerinvestition unterstützen und dadurch den Finanzierungsbeitrag durch die Letztverbraucher absenken können. Dies ermöglicht eine Festsetzung von Messentgelten, die sich auf Basis des erzielbaren Nutzens für alle Letztverbraucher rechnen und somit die Nachfrage erhöhen. Aufgrund dieser Ausdehnung der Vorteilhaftigkeit stehen für die Gewinnung von Anschlussnutzern als Kunden des Messstellenbetreibers alle Marketing-, Vertriebs- und Kooperationsinstrumente einer Markterschließung zur Verfügung. Abbildung 18 verdeutlicht diese Zusammenhänge.



¹ Differenzierung nach Nutzergruppen in Entgelte für intelligente Messsysteme, für intelligente Zähler und einen System-kostenbeitrag für herkömmliche Zähler (letzterer wird aufgrund von Komplexität und Abwicklungskosten nicht empfohlen).

² Weitergabe des Zusatznutzens durch Wettbewerb zwischen den Stromversorgungsunternehmen.

³ Weitergabe des Zusatznutzens durch Verminderung der Netzentgelte gemäß EnWG i.V.m. ARegV.

⁴ Kompensation des Finanzierungsbeitrags der Letztverbraucher durch Kooperation mit anderen Firmen, z.B. durch Veräußerung der gewonnenen Daten an Marktteilnehmer außerhalb des Marktrollenmodells der Energiewirtschaft.

⁵ Erschließung weiterer Anschlussnutzer durch ein Preismodell, dass auch unterhalb eines Jahresverbrauchs von 4.000 kWh vorteilhaft ist und damit von Letztverbrauchern freiwillig angenommen wird.

Abbildung 18: Hebel zur Lösung des Investitionsdilemmas der Energiewirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung.

²¹⁵ Vgl. hierzu §21b (2) 1 EnWG sowie die Darstellung in Kapitel 2.2.3 und 2.2.4.

Voraussetzung für eine solche Lösung ist jedoch eine stabile Kosten- und Ertrags-
teilungszuteilung, die die Refinanzierung des Messstellenbetreibers nicht gefähr-
det. Sie hängt davon ab, in welcher Höhe durch den Messstellenbetreiber Erträge
außerhalb der Letztverbraucher erwirtschaftet werden können. Dabei bestimmen
sich die Werte der Verbrauchsdatentransparenz, der Netzdienlichkeit und der
Interaktionsfähigkeit über Menge und Verfügbarkeit. Das Erreichen einer Kritischen
Masse ist also eine Erfolgsvoraussetzung, die wiederum die Besonderheiten des
Netzwerkmarktes der Energiewirtschaft berücksichtigen muss.

3. Theoretische Ansätze und Instrumente zur Identifikation einer freiwilligen Lösung

Praxisrelevante Strategien zur Einführung von Messsystemen gemäß §21d EnWG in der Energiewirtschaft ohne Zwang erfordern die Beantwortung von drei Kernfragen:

- (1) Welche Charakteristika besitzt der Markt?
- (2) Bei welcher Anzahl von Zählern entsteht der angestrebte Nutzen?
- (3) Wie kann eine freiwillige und stabile Kostenzuteilung erfolgen?

Der Stromzähler ist ein Produkt, dessen Konsumnutzen mit der Anzahl der Konsumenten steigt. Solche Produkte werden als Netzwerküter, die Märkte als Netzwerkmärkte bezeichnet. Die Netzwerkökonomie setzt sich mit deren Eigenschaften auseinander und ist Grundlage der Beantwortung von Kernfrage (1).²¹⁶

Kritische-Masse-Systeme beantworten Kernfrage (2). Sie stellen einen Teilbereich der Spieltheorie dar, der insoweit relevant für die Aufgabenstellung ist, als dass der Schwellwert für die Nutzenentstehung bei einer Marktdurchdringung zwischen 0% und 100% durch einen Anbieter liegen muss. Dies begründet sich auch aus dem durch die Liberalisierung des Strommarktes gewollten Wettbewerb.²¹⁷

Kernfrage (3) wird in der kooperativen Spieltheorie beantwortet. Besondere Anforderungen ergeben sich hier aus der Praktikabilitätsprämisse. Freiwilligkeit ersetzt dann Zwang.²¹⁸

Erst ein Modell, das alle drei Kernfragen beantwortet, bildet die theoretische Grundlage für die Erarbeitung praxisrelevanter Einführungsstrategien.²¹⁹

²¹⁶ Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 1-2.

²¹⁷ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 32-38, sowie KORTE UND GAWEL (2015) S. 127-134.

²¹⁸ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 172-186, Der Energiemarkt in Deutschland ist reguliert, daher ergeben sich aus gesetzlichen Rahmenbedingungen auch für grundsätzlich freiwillige Kostenzuteilungen Restriktionen, die einen Zwang im Sinne einer Vorgabe darstellen und zu berücksichtigen sind. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.

²¹⁹ Dieses Modell entsteht aus der Synthese der Erkenntnisse von HETMANK (2014), LIEHR (2005) und SELDERS (2014).

3.1. Relevanz der Netzwerkökonomie für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme

3.1.1. Netzwerkgüter, Netzeffekte und Netzwerkmärkte

Der Begriff „Netzwerk“ bezeichnet eine Gesamtheit aus Knoten, Kanten sowie deren Struktur.²²⁰ Ökonomisch bzw. technisch betrachtet entsprechen die Kanten den Produkten, die Knoten den Verbindungen zwischen den Produkten und die Systemarchitektur der Struktur.²²¹ Je nach Art der Verbindungen werden in der Literatur reale Netzwerke von virtuellen Netzwerken unterschieden.²²² Netzwerkmärkte neigen zu einer natürlichen Monopolbildung und zeigen Netzeffekte.²²³ Der Begriff „Netzeffekt“ stellt dabei auf den Konsumnutzen eines Netzwerks ab: „Dieser Nutzen kann direkt oder indirekt aufgrund zusätzlich in das Netzwerk eintretender Konsumenten (z.B. im Telefonnetz), Anbieter (z.B. beim Tankstellennetz) oder Produkte (z.B. bei Software) entstehen. Von diesem Zusatznutzen profitieren die

²²⁰ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 17. Die Definition von SPRINGER GABLER VERLAG (2015d) umfasst nicht die Struktur, steht damit aber auch nicht im Widerspruch zur Definition von LIEHR.

²²¹ Für weitere Darstellungen zu Netzprodukten vgl. u.a. KÖSTER (1999), S. 5-9, SPETH (2000), S. 30-31 und WEIBER (1992), S. 30.

²²² Zu den realen Netzwerken zählen z.B. Transport- oder Kommunikationsnetzwerke, ein Beispiel für virtuelle Netzwerke ist das Bankennetz zur Abwicklung des Zahlungsverkehrs. Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 1.

²²³ Natürliche Monopole werden auch als nicht bestreitbare Märkte bezeichnet. Sie sind vor allem durch versunkene Kosten vor Konkurrenz geschützt. Versunkene Kosten sind z.B. die Kosten der Basistechnologie. Könnte ein Wettbewerber bspw. nicht das allgemeine Telefonnetz nutzen, müsste er die Infrastruktur selbst aufbauen, um in den Markt einzutreten. Dies stellt eine hohe Wettbewerbshürde dar. Staatsmonopole sollen dabei Bündelungsvorteile nutzen, staatliche Regulierung Wettbewerb fördern. Den Übergang von Staatsmonopolen zu Wettbewerbsmärkten vollziehen mit Unterstützung der Regulierung bspw. die Märkte für Telekommunikation, Post und Energiewirtschaft. Damit wandeln sich nicht bestreitbare Märkte in bestreitbare Märkte, welche auch als „contestable markets“ bezeichnet werden. Zum Ursprung der Theorie der natürlichen Monopole vgl. BAUMOL (1977). Für einen Überblick zu diesem Forschungszweig bieten sich KNEIPS UND BRUNEKREEFT (2003) und KNEIPS (2001, 2007, 2008) an. Für den Ursprung von „contestable markets“ vgl. BAUMOL (1982). Vgl. für diese zusammenfassende Darstellung auch HETMANK (2014), S. 1.

Konsumenten dabei z.T. auch, ohne hierfür am Markt aktiv zu werden.²²⁴ Bei einem direkten Netzeffekt hat bspw. der Eintritt eines zusätzlichen Nutzers in ein Netz Auswirkungen auf den Nutzen der anderen Nutzer dieses Netzes. Direkte Netzeffekte korrelieren also mit der Netzwerkgröße. Bei indirekten Netzeffekten steht das Angebot komplementärer Produkte im Vordergrund. Die Netzwerkgröße hat darauf nur einen mittelbaren Einfluss.²²⁵

In der Netzökonomie werden zudem einseitige von zweiseitigen Marktstrukturen unterschieden. Erstere fassen Entscheidungssituationen zusammen, bei denen die Entscheidungen eines Anbieters nur von einer Marktseite beeinflusst werden. Entsprechend werden Entscheidungen eines Anbieters in zweiseitigen Märkten von zwei Marktseiten beeinflusst. In der höchsten Aggregationsstufe sind diese Marktseiten Anbieter und Nachfrager. Ein Anbieter von Videotelefonie kann sich für seine Optimierung auf die Nachfrageseite konzentrieren, während für den Anbieter von Spielekonsolen zusätzlich die Spieleanbieter relevant sind.²²⁶ Anbieter in zweiseitigen Märkten werden auch als Plattform oder Intermediär zwischen Anbietern und Nachfragern bezeichnet.²²⁷

Schließlich unterscheiden sich Netzeffekte zusätzlich durch Netzstruktur als auch Interaktionswege auf den Verbindungen. Bidirektionale Interaktionswege erweitern, unidirektionale verringern die Bandbreite möglicher Netzeffekte. Horizontale Netze beschreiben Netzverbindungen zwischen gleichartigen Netzgütern (z.B. Telefonnetz), wohingegen vertikale Netze qualitativ verschiedene Netzgüter miteinander verbinden (Spielekonsolen und Spiele). Eine Kombination aus horizontalen und

²²⁴ Vgl. HETMANK (2014), S. 2.

²²⁵ Ein Beispiel für direkte Netzeffekte ist das Telefonnetz, für indirekte Netzeffekte z.B. Spielekonsolen, deren Nutzen davon abhängt, wie viele Spiele angeboten werden. Je mehr Nutzer das Netz hat, desto attraktiver ist es für Spielehersteller, Spiele für das Netz anzubieten. Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 8-9. Für die weitergehende Definition und Abgrenzung der Netznutzenarten vgl. auch Kapitel 3.1.2.

²²⁶ HETMANK führt zu Recht an, dass Netzeffekte in zweiseitigen Märkten sich durch deren Zerlegung in einseitige Märkte approximieren lassen. Hier steht die begriffliche Abgrenzung im Vordergrund. Vgl. hierzu HETMANK (2014), S. 9-10.

²²⁷ Vgl. u.a. HETMANK (2014), S. 9.

vertikalen Netzstrukturen tritt bspw. auf, wenn Spieler in virtuellen Netzen über ihre Spielekonsolen in einem Spiel aufeinander treffen.²²⁸

Bieten mehrere Anbieter ähnliche Netzprodukte an, werden Kompatibilität, Singlehoming und Multihoming relevant.²²⁹ Der Begriff der Kompatibilität bezeichnet dabei zunächst die Vereinbarkeit von Produkten und damit die Möglichkeit zur Nutzung gleicher oder unterschiedlicher Netzwerke. Kompatibilität determiniert damit die durch die Netzprodukte erreichbare Netzgröße. Im Falle der vollständigen Kompatibilität steht den Konsumenten durch den Kauf eines einzigen Netzproduktes die maximale Netzgröße aus der Summe aller im Wettbewerb stehender Anbieter ähnlicher Produkte zur Verfügung. Ohne Kompatibilität haben Konsumenten nur Zugang zu dem Netzwerk des von ihnen ausgewählten Anbieters.²³⁰ Die Effekte des Single- und Multihomings beschreiben beobachtbare Kaufentscheidungen für ein oder mehrere ähnliche Produkte desselben Netzwerkmarktes. Für den Fall des Doppelkaufs (Multihoming) entstehen zusätzliche Kosten, die durch einen zusätzlichen Nutzen kompensiert werden müssen. Dieser ist umso höher, je geringer die Kompatibilität der Netzwerke ist.²³¹

²²⁸ Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 10-11.

²²⁹ Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 7-8 und 16-41.

²³⁰ Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 16 und LIEHR (2005), S. 7. Für weitere Analysen zu Kompatibilität in Netzwerkmärkten vgl. u.a. WIEDEMER (2007), ORLAMÜNDER (2006), VOETH (2003 und 2001), SIMMERING (2003) und EHRHARDT (2001).

²³¹ Der Kompatibilitätsentscheidung der Anbieter kommt daher im Vorfeld der Ableitung von Markteintritts- und Vermarktungsstrategien eine besondere Bedeutung zu. Für eine detaillierte Beschreibung unterschiedlicher Nutzenkonzepte vgl. Kapitel 3.1.2. Für die Analyse von Multihoming in Netzwerkmärkten ist die Arbeit von HETMANK (2014) aktuell. Weitere aktuelle Analysen von Netzeffekten finden sich u.a. bei WIEGAND (2014), KÖLLN (2014), CLEMENT UND SCHREIBER (2013), KRAEMER (2013), KESER UND SULEYMANOVA (2011), LÜKE (2007) und BELL (2006). Für Details zur Eintrittsabwehr und strategischen Commitments in Netzwerkindustrien vgl. u.a. SCHNEEMANN (2010), DIETRICH (2005) und POHLMEIER (2004). Für intelligente Strommesssysteme sind die dargestellten Optionen durch Gesetze und Verordnungen minimiert, dennoch muss davon ausgegangen werden, dass Strategien zur Einführung intelligenter Messsysteme vor dem Hintergrund der in Kapitel 2 dargestellten Restriktionen Reaktionen bei den übrigen Marktteilnehmern erzeugen werden, die auch diese Optionen einschließen.

Die Analyse der Verbreitung von Innovationen erfolgt aus zwei Perspektiven heraus: Die Adoptionstheorie analysiert die Übernahme durch ein Individuum, die Diffusionstheorie die Ausbreitung im Markt. „Die Diffusion stellt somit das aggregierte Ergebnis der individuellen Adoptionsentscheidungen dar.“²³² Konsumenten, die sich für die Nutzung eines innovativen Produktes entscheiden, werden in diesem Zusammenhang auch als Adopter bezeichnet.²³³

3.1.2. Nutzenkonzepte für Netzprodukte: Singulärnutzen – direkter Netznutzen – indirekter Netznutzen

Netzprodukte unterscheiden sich von anderen Produkten vor allem dadurch, dass der Nutzen aus ihrer Verwendung „nicht nur von den Eigenschaften des Produktes, sondern zumindest auch teilweise davon ab[hängt], wie viele andere Individuen ein identisches oder kompatibles Produkt nutzen.“²³⁴ Mit dem Begriff „installierte Basis“ wird dabei die Anzahl der Nutzer solcher Netzprodukte bezeichnet.²³⁵

Der Produktnutzen beeinflusst die Konsumententscheidung und damit Adoption und Diffusion von Innovationen. In der Literatur werden drei Arten von Produktnutzen für Netzprodukte unterschieden: Singulärnutzen, direkter Netznutzen und indirekter Netznutzen.²³⁶

²³² Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 32. Für aktuelle Untersuchungen zu Adoption und Diffusion vgl. u.a. auch WANG (2013), KAUS (2012), DOLUCA (2012), KESER UND SULEYMANOVA (2011), REBER (2008), GRISHCHENKO (2007), CORSTEN, GÖSSINGER UND SCHNEIDER (2005). Die langfristigen Auswirkungen der Adoption von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund analysiert HEINRICHS (2014). Dass die Auseinandersetzung mit dem Nachfrageverhalten bei technologischen Innovationen nicht neu ist, zeigen die Analysen von POHL (1994) und LUTSCHEWITZ (1974).

²³³ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 22-25.

²³⁴ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 7 und KÖSTER (1999), S. 5.

²³⁵ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 7 mit Verweis auf FARRELL UND SALONER (1986), S. 940 sowie KATZ UND SHAPIRO (1992), S. 55.

²³⁶ Der Begriff des „Netznutzens“ wird in diesem Zusammenhang synonym zu den Begriffen „Netzeffekte“, „Netzexternalitäten“ und „Netzwerkexternalitäten“ verwendet. Diese Bezeichnung verdeutlicht in einfacher Sprache, dass „sich mit einer Vergrößerung der installierten Basis der funktionale Nutzen eines Produktes erhöht“, und folgt damit dem Begriffsverständnis von LIEHR. Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 7-8. Für die Verwendung dieser Begriffe vgl. u.a. BACKHAUS (2003),

Der Singulärnutzen entsteht aus der Verwendung des Produktes selbst. Produkte, die ausschließlich über Singulärnutzen verfügen, werden auch als Singulärprodukte bezeichnet.²³⁷ Beispiele für Singulärnutzen bei technischen Innovationen sind Drucker und Kopierer für den Hausgebrauch, die in ihrer bisherigen maximalen Ausprägung auch dreidimensionales Drucken ermöglichen. Mit Hilfe entsprechender Dateien lassen sich auf diese Weise sogar Ersatzteile ausdrucken.²³⁸

Netznutzen entsteht dem Konsumenten dadurch, dass weitere Nutzer vergleichbare oder komplementäre Produkte verwenden. Dieser wird weiter unterschieden in direkten und indirekten Netznutzen. Ersterer hängt direkt mit der installierten Basis zusammen, letzterer resultiert dagegen aus den Wechselwirkungen zwischen Angebot und Nachfrage des betreffenden Produktes.²³⁹ Direkter und indirekter Netz-

S. 648-649, BLANKART UND KNEIPS (1994), S. 451-452, GLANZ (1993), S. 31-32 sowie WIESE (1990), S. 1-2. In der englischsprachigen Literatur sind die Begriffe „network externalities“ bzw. „network effects“ gebräuchlich. Sie werden oftmals synonym verwendet. Der Begriff der „network externalities“ geht auf KATZ UND SHAPIRO zurück. Vgl. hierzu KATZ UND SHAPIRO (1985), S. 424. Zur Verwendung des Begriffs der „network effects“ vgl. u.a. SALONER UND SHEPARD (1995), S. 479 sowie SHANKAR UND BAYUS (2003), S. 375. LIEHR weist zurecht auf die Diskussion um die Unterschiede der beiden Begriffe hin, die entweder „network externalities“ als Spezialfall der „network effects“ ansehen oder umgekehrt. Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 7 und die dort angegebene Literatur.

²³⁷ Singulärgüter sind Gegenstand der klassischen Diffusionstheorie. Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 32, MÜLLER (2004), S. 10-29, ROGERS (2003), S. 23, STONEMAN (2002), S. 12-13, MAHAJAN UND WIND (1985) S. 4-7 sowie MAHAJAN UND PETERSON (1985), S. 8ff. Diese Arbeiten finden ihre Wurzel in dem 1969 von Bass publizierten Bass-Modell zur Innovationsdiffusion. Vgl. hierzu u.a. BASS (1969) sowie MAHAJAN, MULLER UND BASS (1990), S. 1. Für die Ausweitung der klassischen Diffusionstheorie auf weitere Nutzenarten vgl. u.a. WEIBER (1992), S. 135ff. Eine Überführung der Diffusionstheorie in die Mechanismen moderner Kommunikationsformen, wie bspw. Viral Marketing, leistet KARNOWSKI (2011) und führt damit die Überlegungen von ROGERS (2003) fort.

²³⁸ Vgl. hierzu u.a. die praxisorientierte Darstellung der Innovationspotenziale dieser neuen Druckverfahren von HAGEL (2015).

²³⁹ Der indirekte Netznutzen wird auch als „marktvermittelter Netznutzen“ bezeichnet. Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 11, WIESE (1998), S. 15, KATZ UND SHAPIRO (1985), S. 424 sowie FARRELL UND SALONER (1985), S. 70.

nutzen unterscheiden sich zudem in ihren ökonomischen Konsequenzen und den daraus resultierenden Vermarktungsproblemen.²⁴⁰

Telefon und Faxgerät entfalten direkten Netznutzen, sobald weitere Konsumenten diese Produkte nutzen. Dieser Nutzen entfällt, sobald niemand sonst ein Telefon oder Faxgerät besitzt und/oder verwendet. Telefon und Faxgerät sind in diesem Zusammenhang Beispiele für Netzprodukte, die keinen Singulärnutzen vermitteln. Im Gegensatz dazu illustrieren Preisvorteile oder die Ausweitung des Angebots zugehöriger Netzprodukte, wie bspw. DVDs für DVD-Player, indirekten Netznutzen.²⁴¹ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass alle Produkte ohne Netznutzen Singulärprodukte sind, aber nicht jedes Produkt über einen Singulärnutzen verfügen muss. Allen Nutzenkonzepten ist dabei gemein, dass sie wiederum unmittelbar mit der Verwendung der betrachteten Netzprodukte in Verbindung stehen und durch die Adopter bewertbar sind.²⁴²

²⁴⁰ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 12 sowie für eine weitergehende Abgrenzung Kapitel 3.2.1. LIEHR weist darauf hin, dass sich diese Unterscheidung in direkten und indirekten Netznutzen nicht durchgesetzt hat. Dennoch wird seiner Differenzierung im Rahmen der vorliegenden Arbeit gefolgt, da alternative Strategien zur Einführung intelligenter Strommesssysteme von dieser Differenzierung profitieren. In der neueren Literatur wird diese Unterscheidung durchaus aufgegriffen. Vgl. hierzu u.a. HETMANK (2014), S. 8-9. Vgl. zu den unterschiedlichen Sichtweisen u.a. LIEHR (2005), S. 12, CLEMENTS (2004), S. 633-645, BÖHM (2004), S. 238, RÖCK (2000), S. 33-34, KÖSTER (1999), S. 23-25 sowie WEIBER (1992), S. 24. Allerdings wird LIEHR'S Ableitung hieraus zur Verortung von Kritische-Masse-Systemen nicht gefolgt. Vgl. hierzu Kapitel 3.2.1.

²⁴¹ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 11. Die positive Korrelation des Netznutzens mit dem Anwachsen der installierten Basis besitzt dort ihre natürlichen Grenzen, sobald der Unterschied für den Konsumenten nicht mehr spürbar ist. Zu einer negativen Korrelation kommt es, wenn die Nutzung des Netzproduktes mit zunehmender installierter Basis einen negativen Nutzen generiert. Dies kann bspw. eine Anruf- oder Emailflut sein, die die Nutzung dieser Netzprodukte unattraktiv machen kann. Vgl. zu dieser Problematik u.a. LIEHR (2005), S. 10 sowie die dort angegebene Literatur.

²⁴² Diese Sichtweise ist für Singulärnutzen und direkten Netznutzen intuitiv nachvollziehbar. Für indirekte Netznutzen wird dieser Zusammenhang an dem Beispiel für DVD-Player deutlich: Eine Verwendung einer DVD ohne zugehörigen DVD-Player ist nicht möglich. Zur Bewertbarkeit vgl. u.a. LIEHR (2005), S. 39-41. Zur Problematik dieser Nutzenkonzepte vgl. vor allem Kapitel 3.1.5. Zur Einschränkung der Bewertbarkeit durch den Verbraucher sowie entsprechender Implikationen auf das Konsumentenverhalten vgl. u.a. WEBER (2011), S. 122-139.

3.1.3. Charakterisierung und Einordnung intelligenter Strommesssysteme

Intelligente Strommesssysteme sind in ein Kommunikationsnetz eingebunden und zählen zur Gruppe der Netzprodukte. Ihre Charakterisierung und Einordnung erfordert ein Grundverständnis der technischen Realisierung. Aufbau und Funktionalitäten intelligenter Strommesssysteme wurden für Deutschland durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik definiert. Abbildung 19 stellt die Zusammenhänge als Übersicht dar.



Abbildung 19: Architekturaufbau des intelligenten Messsystems

Quelle: BSI (2014a), S. 11.

Kern des intelligenten Messsystems ist das sogenannte Smart Meter Gateway, das gemäß §21d EnWG in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist.²⁴³ Seine Kernauf-

²⁴³ Die Systemarchitektur des BSI ist nicht auf Strommesssysteme beschränkt. Auch andere Zähler werden hier angebunden. So finden sich in der Darstellung für das lokale Messwesen bspw. drei Stromzähler und ein Gaszähler, aber auch weitere Zähler, wie bspw. Wasser- oder Wärmezähler, lassen sich integrieren. Daher wird hier der allgemeinere Begriff des „intelligenten Messsystems“ verwendet. Vgl. hierzu BSI (2014a), S. 9-11. Analysegegenstand bleiben jedoch intelligente Strommesssysteme sowie deren Nutzen für Adoptionsentscheidung und Diffusionsverlauf.

gabe besteht darin, „dass alle Kommunikationsverbindungen verschlüsselt werden und dass nur bekannten Teilnehmern und Geräten vertraut wird.“²⁴⁴

Die Messeinrichtungen des Letztverbrauchers werden über das Lokale Metrologische Netz (LMN) mit dem Smart Meter Gateway verbunden. Sie übermitteln die Verbrauchsdaten und Einspeisewerte zur Speicherung und Weiterverarbeitung an das Smart Meter Gateway. Erst dort erfolgt die Anwendung von Regelwerken, bspw. die Auswahl und Synthese von Abrechnungsinformationen für die Berechnung lastabhängiger Tarife vor Weiterversand, Bilanzierung und Netzzustandsdatenerhebung.²⁴⁵

Die Kommunikation erfolgt über das Weitverkehrsnetz (WAN) mit den externen Marktteilnehmern sowie dem Smart Meter Gateway Administrator (SMGW-Admin). In seiner Verantwortung liegen Konfiguration und Betrieb, wie bspw. die Einspielung der Verschlüsselung in den Bestandteilen des Messsystems beim Letztverbraucher sowie die Konfiguration der Regelwerke. Der Informationsversand an die jeweiligen Marktteilnehmer ist festgelegt und für den Letztverbraucher einsehbar. Aus Sicherheitsgründen geht in der Grundeinstellung jede Kommunikation vom Smart Meter Gateway aus. Der SMGW-Admin hat jedoch die Möglichkeit, über einen Wake-up Dienst einen Verbindungsaufbau anzustoßen.²⁴⁶

Mit der Schnittstelle für das Heimnetz (HAN) kann der Letztverbraucher steuerbare Geräte (CLS) anschließen, um externen Marktteilnehmern den Zugriff für Steuerungs- oder Fernwartungszwecke zu ermöglichen. „Das Smart Meter Gateway trägt Sorge dafür, dass Kommunikationsverbindungen zwischen CLS und Marktteilnehmer gesichert werden.“²⁴⁷ Zudem erhält der Letztverbraucher über diese Schnitt-

²⁴⁴ Vgl. BSI (2014a), S. 9.

²⁴⁵ Vgl. BSI (2014a), S. 9 sowie BSI (2013), S. 79ff..

²⁴⁶ Vgl. BSI (2014a), S. 10. Der Kommunikationsaufbau durch den SMGW-Admin erfolgt dabei über ein signiertes und befristet gültiges Datenpaket, auf das das Smart Meter Gateway nach erfolgreicher Überprüfung reagiert. Die Sicherheitsanforderungen ergeben sich dabei aus den erstellten Schutzprofilen und Technischen Richtlinien. Vgl. BSI (2014a), S. 13-16 sowie BSI (2013 und 2014b).

²⁴⁷ Zu den CLS zählen bspw. intelligente Haushaltsgeräte, Kraft-Wärme-Kopplung- oder Photovoltaik-Anlagen und Stromunterbrecher. Vgl. BSI (2014a), S. 10 sowie BSI (2013), S. 14.

stelle lesenden Zugriff auf seine Verbrauchs- und Einspeisedaten, die er mithilfe geeigneter Komponenten visualisieren kann. Der Service-Techniker kann hierüber zusätzlich den Systemzustand des Smart Meter Gateways in Erfahrung bringen, um Fehleranalyse und Entstörung vornehmen zu können.²⁴⁸

Maßgeblich für die Charakterisierung und Einordnung intelligenter Strommesssysteme als Netzprodukte ist der durch ihre Verwendung entstehende Nutzen für den Adopter. Die Kosten-Nutzen-Analyse hat gezeigt, dass im Marktrollenmodell der Elektrizitätswirtschaft alle Rollen aus der Einführung derartiger Messsysteme einen Nutzen ziehen.²⁴⁹ Die Rolle des Adopters fällt bei einer Lösung ohne Zwang aufgrund des Wahlrechts gemäß §21b (2) EnWG dem Letztverbraucher zu.²⁵⁰ Dies legt damit die Perspektive der Nutzenbeschreibung und -bewertung aus Sicht der Adoptions- und Diffusionstheorie fest.²⁵¹

Singulärnutzen ergibt sich für Letztverbraucher aus der Transparenz über den eigenen Stromverbrauch und die damit verbundenen Möglichkeiten zur Energieeinsparung und/oder Lastverlagerung. Auch die Generierung von Erlösen aus der

²⁴⁸ Die Visualisierung kann z.B. über in der Wohnung abgesetzte Displays oder Tablets erfolgen. Die Anschaffung solcher Displays wird entsprechend der Festlegung der Kosten-Nutzen-Analyse nicht berücksichtigt, da die Abbildung über vorhandene Tablets kostengünstiger möglich ist. Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2014) und die Darstellung in Kapitel 2.3.2. Die Konfiguration des Smart Meter Gateway kann ausschließlich durch den SMGW-Admin über das WAN erfolgen. Der Service-Techniker darf keine Konfiguration vornehmen. Dies unterstreicht die besondere Bedeutung der neuen Rolle des SMGW-Admin. Vgl. hierzu BSI (2014a), S. 11.

²⁴⁹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013, 2014) sowie Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

²⁵⁰ Der Letztverbraucher ist in diesem Fall der Anschlussnehmer. Ihm wird gemäß § 21c (2) EnWG das Wahlrecht des Messstellenbetreibers und des Strommesssystems zugesprochen. Für die Ableitung von alternativen Strategien zur Einführung intelligenter Strommesssysteme ist zudem relevant, dass dieses Wahlrecht gemäß §21b (5) EnWG auf den Anschlussnehmer übertragen werden kann. Dies ist in der Regel der Wohnungseigentümer, wodurch Wohnungsbau- und Wohnungsmanagementgesellschaften und Wohnungsverwaltungen als potenzielle Adopter für eine Vielzahl intelligenter Messsysteme eine besondere Stellung im Rahmen der Diffusion einnehmen können. Für die Einordnung des Produktnutzens wird diese Perspektive jedoch nicht eingenommen, da die Weitergabe dieses Wahlrechts die Festlegungen zum Eigentum an den Verbrauchsdaten nicht tangiert. Vgl. hierzu u.a. BSI (2013), S. 13 sowie Kapitel 4.1.1.

²⁵¹ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 22-32.

EEG-Umlage stellt vor dem Hintergrund der Regelungen des EEG und EnWG dann einen Singulärnutzen intelligenter Strommesssysteme dar, wenn die Pflichteinbaugrenzen deren Einsatz vorschreiben. Sie sind dann notwendige Grundlage für die Vereinnahmung dieser Erlöse durch den Letztverbraucher. Diese Nutzen entstehen für die Adopter unabhängig von der installierten Basis.²⁵²

Direkter Netznutzen erfordert eine unmittelbare Kommunikation und Rückkopplung mit der installierten Basis. In diesem Zusammenhang zählen alle Effekte aus dem Verbrauchsdatenvergleich vom einfachen Energie-Benchmarking bis hin zur Teilnahme an direkten Belohnungs- oder Anreizsystemen für kollektive Verhaltensanpassungen zu dieser Kategorie. Die besondere Art der Kommunikation des Smart Meter Gateways, nämlich die Kommunikation zwischen Maschinen (kurz M2M), ermöglicht darüber hinaus die direkte Teilnahme der Letztverbraucher an Aufbau und Betrieb dezentraler steuerbarer Lasten und Erzeuger.²⁵³

Indirekter Netznutzen entsteht den Adoptern im Wesentlichen aus Preisvorteilen sowie ergänzenden Angeboten von Mehrwertdiensten auf Basis der Verbrauchsdaten. Dabei werden die positiven Nutzen der übrigen Marktrollen der Elektrizitätswirtschaft aus dem Einsatz intelligenter Strommesssysteme über die Umwälzmechanismen der Anreizregulierung und der EEG-Umlage an die Adopter weitergegeben.²⁵⁴

²⁵² Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2013, 2014) sowie die Darstellungen aus Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

²⁵³ So ist bspw. in §§34-36 EEG die Direktvermarktung des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien eine Option für Betreiber von Großanlagen oder zusammenschalteter Kleinerzeuger im Rahmen der technischen Möglichkeiten von Smart Grids. Auch die Kombination steuerbarer Lasten als Beitrag zur Regelleistung zählt dazu. Hier können bspw. Batteriesysteme als Verbraucher gesteuert oder Erzeugungsanlagen mittels Fernsteuerung vom Netz genommen werden. Derartige Netznutzen sind aktuell noch nicht Gegenstand wissenschaftlicher Analysen, wenn auch die technischen Möglichkeiten der Maschinenvernetzung nicht neu sind. Allerdings entstehen erst in den letzten Jahren immer mehr intelligente Produkte, die miteinander automatisiert kommunizieren, wodurch die entstehenden Nutzen relevant für diese Diskussion werden. Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 3.1.5.

²⁵⁴ Auf die Höhe der Netzentgelte wirken dabei insbesondere die positiven Nutzen einer einfacheren Bilanzierung, einer verbesserten Netzauslastung durch Glättung der Spitzenlast und Netzzustandsdatenerhebung sowie die Einsparungen der Netzbetreiber durch resultierende

3.1.4. Anbieter und Nachfrager im Marktrollenmodell der Energiewirtschaft

Der Netzwerkmarkt für intelligente Strommesssysteme ist Bestandteil des Netzwerkmarktes für Elektrizität und fällt damit unter die Regelungskompetenz der Bundesnetzagentur.²⁵⁵ Im Gegensatz zu anderen Netzwerkmärkten wurde die in der Theorie auf die Anbieter von Netzprodukten als Gestaltungsoption entfallende Kompatibilitätsentscheidung durch die Bestimmungen des BSI vorweggenommen: Die Anforderungen an die Interoperabilität der Systemkomponenten intelligenter Messsysteme stellen sicher, dass zumindest auf der Herstellerseite all diese Messsysteme zueinander kompatibel sind. Dies wird über das Instrument der Zertifizierung auch für die Praxis durchgesetzt. Dadurch entsteht der Netznutzen zunächst unabhängig von der Festlegung auf einen bestimmten Anbieter.²⁵⁶ Auf der anderen Seite öffnet die Wahlfreiheit des Letztverbrauchers den Markt für unabhängige Messstellenbetreiber, die als Anbieter zu den etablierten Netzbetreibern hinzutreten können. Das führt dazu, dass es zu keinem Wettbewerb der Systeme kommt, sondern zu einem Anbieterwettbewerb. Mit Ausnahme der Festlegung der BSI-Schutzprofile und Technischen Richtlinien unterliegt die Rolle des Messstellenbetriebs keiner Regulation, solange sie unabhängig von anderen regulierten Rollen des Marktrollenmodells der Elektrizitätswirtschaft wahrgenommen wird.²⁵⁷

Zwei Charakteristika unterscheiden intelligente Strommesssysteme von anderen Netzprodukten: Einerseits gehören sie aufgrund ihrer Eigenschaften zwei Netzwerkmarkten an: Als Messstellen sind sie Bestandteil des Elektrizitätsnetzes, durch ihre Datenübertragung Bestandteil des Telefonnetzes.²⁵⁸ Dies unterscheidet sie

Netzausbauvermeidung bzw. -minimierung. Vgl. hierzu vor allem die Darstellung in Kapitel 2.3.3 sowie Abbildung 10 sowie zum Spannungsfeld aus Kostenoptimierung und Strafzahlungsminimierung die Darstellung bei WEBER, SCHÖBER UND SCHAEFFLER (2010).

²⁵⁵ Die Bundesnetzagentur ist für den Wettbewerb auf den fünf Netzmärkten Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnverkehr verantwortlich. Vgl. hierzu auch Kapitel 2.2.3.

²⁵⁶ Vgl. hierzu BSI (2013, 2014a und 2014b) sowie die Darstellung in Kapitel 3.1.3.

²⁵⁷ Vgl. hierzu Kapitel 2.2.3.

²⁵⁸ An dieser Stelle wird der Einfachheit halber unterstellt, dass die automatische Datenübertragung durch den Einsatz des Telefonnetzes geschieht. Dies macht den intelligenten Stromzähler zu einem ähnlichen Netzprodukt wie das Telefon. Die ebenfalls technische Möglichkeit der Da-

von herkömmlichen Stromzählern und erweitert über die damit verbundenen Netznutzen den Lösungsraum für die Ableitung von Einführungsstrategien im Kooperationsmodell.²⁵⁹

Andererseits ergibt sich eine für die weitere Analyse wesentliche Einschränkung aus dem Stromnetz selbst. Jeder Verbrauchs- und Einspeisewert wird über einen einzigen Stromzähler gemessen. Eine Zählerredundanz auf derselben Messebene ist nicht erforderlich. Der Einsatz eines intelligenten Strommesssystems substituiert somit einen herkömmlichen Stromzähler. Für Anbieter und Nachfrager intelligenter Strommesssysteme sind die Erkenntnisse des Multihomings somit nicht direkt anwendbar. Allerdings kann die technische Basis durch die Adopter bei Verfügbarkeit entsprechender Anbieter dafür genutzt werden, um ergänzenden Nutzen aus Netzwerkmärkten zu ziehen, die ihrerseits auf intelligenten Strommesssystemen aufbauen. Bei diesen Anwendungsfällen sind die Effekte des Multihomings wiederum relevant.²⁶⁰

Die besondere Marktrolle des Messstellenbetreibers als Anbieter intelligenter Messsysteme erfordert somit eine anbieterseitige Kooperation bei dieser Art Netzprodukte: Ein Anbieter von Benchmarkingsystemen benötigt bspw. einen Anbieter intelligenter Strommesssysteme, sofern er nicht selbst Messstellenbetreiber ist. Mit Blick auf die Vielfalt denkbarer Geschäftsmodelle auf Basis eines intelligenten Stromnetzes ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es zu derartigen Anbietekooperationen kommen wird. Umgekehrt stehen Adoptern nach der Adoption intelligenter Strommesssysteme auf diese Weise unterschiedliche Netzwerke offen, die ihnen ohne die Adoption nicht offen stünden.²⁶¹

tenfernübertragung über das Stromnetz (die sogenannte Power-Line-Technologie) wäre hinsichtlich der netzwerkökonomischen Betrachtung die Abbildung eines Kommunikationsnetzes und eines Stromnetzes auf derselben Infrastruktur. Für die Betrachtung der Vorteilhaftigkeit beider Szenarien vgl. die Darstellung zu Synergieeffekten mit benachbarten Branchen in Kapitel 2.2.5.

²⁵⁹ Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

²⁶⁰ Zu einer vertiefenden Analyse der Effekte aus Multihoming vgl. u.a. HETMANK (2014), S. 15-41.

²⁶¹ Die Abhängigkeit weiterführender Geschäftsmodelle von der Verbrauchsdatentransparenz führt zu neuen Abhängigkeiten zwischen vermeintlich unabhängigen Netzwerkmärkten. Es ent-

Die Besonderheit des Netzwerkmarktes für intelligente Strommesssysteme wird deutlich, wenn man die Strukturmerkmale von Netzwerkmärkten vergleicht. Abbildung 20 fasst dies zusammen.²⁶²

		Netzwerkmarkt mit direkten Netzeffekten	Netzwerkmarkt mit indirekten Netzeffekten	Netzwerkmarkt für intelligente Strommesssysteme
Arten von Netzeffekten	direkt	✓		✓
	indirekt		✓	✓
Art der Netzverbindung	real	✓		✓
	virtuell		✓	✓
Marktstruktur	einseitig	✓		✓
	zweiseitig		✓	✓
Netzstruktur	horizontal	✓		✓
	vertikal		✓	✓
Interaktionswege	bidirektional	✓		✓
	unidirektional		✓	✓

Abbildung 20: Strukturelle Merkmale des Netzwerkmarktes für intelligente Strommesssysteme

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von HETMANK (2014), S. 12.

stehen auf diese Weise verschachtelte Netzwerkmärkte, die neue Optionen für die Berücksichtigung von Kooperationen bieten. Die Bedeutung derartiger Anbieterkooperationen wird in Kapitel 3.1.5 sowie 3.2.6 noch einmal aufgegriffen.

²⁶² Für eine ausführliche Beschreibung der strukturellen Merkmale von Netzwerkmärkten mit direkten oder indirekten Netzeffekten vgl. u.a. HETMANK (2014), S. 6-14. LIEHR weist zu Recht darauf hin, dass die wenigsten Netzprodukte vollständig in eine einzige Nutzenkategorie fallen. Insofern orientiert er sich für die Bewertung an dem für die Adoptionsentscheidung maßgeblichen Netznutzen. Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 12. Er folgt damit BÖHM (2004), S. 238 und KÖSTER (1999), S. 25. Damit sind die Darstellungen von LIEHR und HETMANK vergleichbar. Auf die synonyme Bedeutung der Begriffe „Netzeffekt“ und „Netznutzen“ sei an dieser Stelle noch einmal hingewiesen. Die Unterscheidung in direkten und indirekten Netznutzen ist noch einmal bei der Analyse von Kritische-Masse-Systemen relevant. Vgl. hierzu Kapitel 3.2.1.

Der Netzwerkmarkt für intelligente Strommesssysteme vereint die strukturellen Merkmale beider Reinformen bisheriger Netzwerkanalysen: Für den Adopter werden durch diese Systeme alle Nutzenkategorien bedient. Durch die Zugehörigkeit zu zwei Netzen kommen sowohl reale als auch virtuelle Netzverbindungen zum Tragen. Hinsichtlich der Markteintrittsoptimierung können Anbieter sowohl einseitig die Adopter in den Fokus rücken, mit Blick auf eine Markterschließung im Kooperationsmodell wird darüber hinaus auch die Ausrichtung auf die Anbieterstruktur ergänzender Produkte und Dienstleistungen relevant. Es besteht somit bei der Ausgestaltung des Geschäftsmodells des Messstellenbetreibers eine Wahlfreiheit hinsichtlich der Markteintrittsoptimierung zwischen einer einseitigen und einer zweiseitigen Marktstrukturprämisse. In Abhängigkeit der Netznutzen werden sich durch die Diffusion intelligenter Strommesssysteme sowohl horizontale als auch vertikale Netzstrukturen herausbilden. Erstere entstehen z.B. durch Benchmark- und Anreizsysteme genauso wie durch die Verbindung steuerbarer Lasten und Erzeuger im Rahmen der Umsetzung von Smart Grids. Letztere entstehen durch Verzahnung mit komplementären Produkten und Dienstleistungen. Schließlich vereint das Smart Meter Gateway sowohl unidirektionale als auch bidirektionale Interaktionswege. Der Netzwerkmarkt für intelligente Strommesssysteme lässt sich somit als Intermediär zwischen den Reinformen für direkte und indirekte Netzeffekte bezeichnen.²⁶³

3.1.5. Defizite der aktuellen Nutzenkonzepte

Der Vergleich der aktuellen Netznutzenliteratur zeigt, dass die bisherigen Nutzenkonzepte für die Besonderheiten des Netzwerkmarktes für intelligente Strommesssysteme fünf wesentliche Defizite aufweisen, die insbesondere die Ausgestaltung von Kooperationsmodellen betreffen:

- (1) Die Nutzenbetrachtung erfolgt ausschließlich aus Adopter-Sicht. Singulärnutzen sowie direkter und indirekter Netznutzen sind nicht geeignet, um diejenigen Netzeffekte zu beschreiben, die sich durch den Einsatz intelligenter Strommesssysteme für die Volkswirtschaft einerseits sowie Marktteilnehmer andererseits unabhängig von dem messbaren Nutzen für die

²⁶³ Vgl. zu der Darstellung der strukturellen Netzwerkmarkt-Merkmale u.a. HETMANK (2014), S. 6-14.

Adopter ergeben. Es bedarf zur Abbildung derartiger Netznutzen einer neuen Nutzendimension, die im weiteren Verlauf mit dem Begriff „Drittnutzen“ eingeführt wird. Dies erweitert das Bewertungssystem des Produktnutzens aus Sicht des Adopters um die Anbieterdimension.²⁶⁴

- (2) Die Adoptionsentscheidung erfolgt in den bisherigen Analysen durch den Kauf des Netzproduktes. Da intelligente Strommesssysteme jedoch im Besitz des Messstellenbetreibers verbleiben, sind Miete und Entgelte in die Adoptionsentscheidung zu integrieren.²⁶⁵
- (3) Die Entstehung des direkten Netznutzens setzt im bisherigen Verständnis die Interaktion des Adopters mit dem Netzprodukt voraus. Es wird unterstellt, dass es zu einem Adoptionsrückgang und damit zu einer Rückbildung im Diffusionsprozess kommt, sofern der Adopter das Netzprodukt nicht benutzt. Dieses Verständnis ist um eine automatisierte Nutzung zu erweitern: Die Kommunikation eines intelligenten Strommesssystems auf Basis von Routinen kann die Nutzung durch den Adopter ergänzen oder substituieren. Für den Diffusionsverlauf rückt dieses erweiterte Interaktionsverständnis die Adoptionsentscheidung in den Vordergrund, die Intensität der Nutzung verliert demgegenüber an Bedeutung.²⁶⁶
- (4) Die Beispiele für Netzprodukte stellen auf Anwendungsfälle ab, die hinsichtlich der Anbieter und Nachfrager sowie der Strukturmerkmale eindeutig sind. Vor allem sind die Entscheidungen der Marktteilnehmer weitgehend unabhängig voneinander. Im Gegensatz dazu setzen Geschäftsmodelle für den indirekten Netznutzen die Verfügbarkeit der Verbrauchsdaten aus den Smart Meter Gateways für die Anbieter voraus. Dadurch ergibt sich ein Kooperationserfordernis mit dem Messstellenbetreiber für alle Anbieter, die für ihre Kunden nicht gleichzeitig Messstellenbetreiber sind.²⁶⁷

²⁶⁴ Vgl. hierzu auch die Schwierigkeiten der Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Effekte im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse bei ERNST & YOUNG (2013 und 2014) sowie Abbildung 16.

²⁶⁵ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 11-17 und 36.

²⁶⁶ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 34 und SCHODER (1995), S. 20-21.

²⁶⁷ Vgl. hierzu die Beispiele bei LIEHR (2005) und HETMANK (2014) sowie der dort angegebenen Literatur.

- (5) Für die Nutzenentstehung wird in der Regel eine Unmittelbarkeit im Zusammenhang mit der Nutzung des Netzproduktes oder zugehöriger Netzprodukte unterstellt. Daher wird von einer einfachen Bewertbarkeit des Nutzens durch den Adopter ausgegangen. Die Bewertbarkeit des Nutzens aus intelligenten Strommesssystemen wird dagegen durch zwei Effekte erschwert: Einerseits verzögern sich durch Komplexität und Dauer der Ausgleichsmechanismen Bedeutung und Bewertbarkeit des Nutzens im Kontext der Adoptionsentscheidung. Andererseits sind Nutzenbestandteile, die sich aus dem Drittnutzen für den Adopter nur indirekt – wenn überhaupt – ergeben, nur schwer zu bewerten und stehen für den Adopter nicht zwingend im Zusammenhang mit der Adoptionsentscheidung.²⁶⁸

²⁶⁸ Dies können z.B. neue Geschäftsmodelle im Bereich Smart Grids sein, die dem Nutzer der zugehörigen intelligenten Messsysteme einen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Konkurrenz vermitteln. Derartige Effekte sind für den Letztverbraucher unkalkulierbar, obwohl sie für die Anbieterseite bezifferbar sind. WEBER verweist im Rahmen seiner Analyse des Konsumentenverhalten auf „die kognitiven Limitierungen der Verbraucher und die daraus resultierende Tendenz zur Komplexitätsreduktion“, die mit dem „Konzept der Entscheidungshierarchie“ unter Berücksichtigung „irreversibler Entscheidungen“ und Konzentration auf „gestaltbare Entscheidungselemente“ aufgelöst werden können. Vgl. hierzu WEBER (1999), S. 130. Dies legt nahe, dass eine vollständige Nutzenbewertung durch den Adopter in der Regel nicht erfolgt, wobei die Nutzenbewertung entlang abnehmender Unmittelbarkeit aus Gründen der Komplexitätsreduktion an Relevanz verliert. Sofern die Berücksichtigung dieser Nutzen für die Adoptionsentscheidung relevant ist, müssen Alternativen zur Lösung der kognitiven Limitierung der Adopter gefunden werden. Vgl. hierzu WEBER (1999), S. 130-133.

3.2. Lösungsbeiträge aus der Analyse von Kritische-Masse-Systemen

3.2.1. Differenzierung von Kritische-Masse-Systemen und Netzprodukten i.e.S.

Netzprodukte werden in der Literatur anhand ihres Nutzens differenziert: Netzprodukte mit einem Schwerpunkt auf direktem Netznutzen werden als Kritische-Masse-Systeme bezeichnet. Bei Netzprodukten i.e.S. steht der indirekte Netznutzen im Vordergrund.²⁶⁹ Zur Unterscheidung werden im Wesentlichen folgende Aspekte angeführt:

- (1) Netzprodukte i.e.S. entfalten für den Adopter auch dann einen Nutzen, wenn kein anderer ein kompatibles Produkt nutzt. Sie verfügen somit immer auch über einen Singulärnutzenbestandteil.²⁷⁰

²⁶⁹ Der Begriff „Netzprodukt i.e.S.“ wird von LIEHR zur Abgrenzung innerhalb der Netzprodukte für Produkte mit einem Nutzenschwerpunkt beim indirektem Netznutzen verwendet. Der komplementäre Begriff „Netzprodukt i.w.S.“ wird von ihm nicht benutzt, müsste der Vollständigkeit halber jedoch die Menge aller Netzprodukte, die diesen Nutzenschwerpunkt nicht haben, umfassen. Die Menge aller Netzprodukte ergibt sich dann aus den beiden Teilmengen der Netzprodukte i.e.S. und der Netzprodukte i.w.S.. Dieses Begriffsverständnis wird für den weiteren Verlauf dieser Arbeit unterstellt. Das Dominanzprinzip des Netznutzens wird von LIEHR (2005) eingeführt und erweitert damit die Definition von WEIBER (1992), der Kritische-Masse-Systeme lediglich für Produkte gegeben sieht, die ausschließlich über direkten Netznutzen verfügen. Die Erweiterung des engen Verständnisses durch LIEHR (2005) trägt der Marktentwicklung Rechnung, die für klassische Kritische-Masse-Systeme immer mehr das Vorhandensein von Singulärnutzen zeigt: So sind Faxgeräte heute oftmals mit Kopierfunktionalitäten ausgestattet, die für den Nutzer einen Singulärnutzen darstellen. Die Problematik der Verbreitung solcher Faxgeräte zeigt entgegen des engen Verständnisses die Charakteristika von Kritische-Masse-Systemen. Die Entwicklung der Multifunktionsdrucker zeigt überdies, dass selbst Produkte mit einem überwiegenden Singulärnutzen durch Integration direkten Netznutzens (Fax, Email, etc.) aufgewertet werden. Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 12-13 sowie WEIBER (1992), S. 18. Eine Untermauerung der Erweiterung des Begriffsverständnisses findet sich u.a. bei RÖCK (2000), S. 35 und SCHODER (1995), S. 19.

²⁷⁰ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 16 sowie WEIBER (1992), S. 16.

- (2) Netzprodukte i.e.S. zeigen eine wechselseitige Abhängigkeit zwischen Verbreitungsgrad und der Verfügbarkeit komplementärer Netzprodukte, wobei der Verbreitungsgrad über den Kauf und nicht über die Nutzung definiert wird.²⁷¹
- (3) Der Netznutzen von Netzprodukten i.e.S. stellt nicht immer eine dynamische Größe dar. Er kann auch als Preisreduzierung aufgrund von Skalenerträgen lediglich bis zum Kaufzeitpunkt relevant sein und ist insofern ebenfalls unabhängig von der Produktnutzung.²⁷²

Die Unterscheidung zwischen Netzprodukten i.e.S. und Kritische-Masse-Systemen ist vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Vermarktungsprobleme zwar grundsätzlich sinnvoll, stößt aber umso mehr an ihre Grenzen, je mehr die Produkte Charakteristika aller Nutzendimensionen zeigen.²⁷³ Bereits die Ausweitung des Begriffsverständnisses von LIEHR (2005) i. Vgl. zu WEIBER (1992) hebt die Differenzierungswirkung von Aspekt (1) aus, da hierdurch das Vorhandensein eines Singulärnutzenbestandteils nicht mehr zwangsläufig dazu führt, dass es sich per Definition um ein Netzprodukt i.e.S. handelt.²⁷⁴

²⁷¹ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 15-16 sowie die Darstellung zum Hardware-Software-Paradigm bei KATZ & SHAPIRO (1985), S. 424.

²⁷² Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 15-16.

²⁷³ Zur Unterscheidung der Vermarktungsprobleme vgl. u.a. LIEHR (2005), S. 12.

²⁷⁴ An dieser Stelle widerspricht sich LIEHR (2005) im Gang seiner Argumentation: Vgl. hierzu die Definitionserweiterung auf S. 13 vs. die Abgrenzung auf S. 16. Dennoch stellt die Erweiterung der Anwendbarkeit der Erkenntnisse über Kritische-Masse-Systeme auf Produkte mit direktem Netznutzen und Singulärnutzen eine wichtige Prämisse dar, die für die Identifikation einer Lösung der Fragestellung dieser Arbeit allerdings weiter gefasst werden muss. Vgl. hierzu auch Kapitel 3.2.6. LIEHR weist zudem darauf hin, dass sich die Unterscheidung in Kritische-Masse-Systeme und Netzprodukte i.e.S. in der Literatur nicht durchgesetzt hat, da zahlreiche Produkte sowohl über direkten als auch indirekten Netznutzen verfügen. Das angeführte Beispiel des PCs verdeutlicht dies: „Der Nutzen eines PCs hängt sowohl von der Anzahl der hierzu kompatiblen Hardware und Software (indirekter Netznutzen), als auch von der Anzahl anderer Nutzer ab, mit denen beispielsweise per E-Mail oder Instant Messaging [...] kommuniziert werden kann (direkter Netznutzen).“ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 12, KLOSTER (2002), S. 20, RÖCK (2000), S. 33-34.

Hinzu kommt die besondere Bedeutung der „Informations- und Kommunikationstechnologien als Paradigma für Kritische-Masse-Systeme“.²⁷⁵ Intelligente Strommesssysteme zeichnen sich dadurch aus, dass sie in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind und dadurch Nutzen in allen drei Nutzendimensionen erzeugen.²⁷⁶

Vor diesem Hintergrund wird die Definition von Kritische-Masse-Systemen aufbauend auf dem erweiterten Verständnis von LIEHR dahingehend modifiziert, dass nicht mehr der „für die Kaufentscheidung relevante Nutzenbestandteil [...] ein direkter Netznutzen“ sein muss, sondern dass für die Diffusion eines Produktes Kritische-Masse-Systeme relevant sind, sobald direkter Netznutzen gegeben ist.²⁷⁷ Diese Definitionserweiterung führt im Ergebnis dazu, dass die unterschiedlichen Vermarktungsprobleme von Kritische-Masse-Systemen und Netzprodukten i.e.S. für die Diffusion derartiger Produkte Relevanz besitzen.²⁷⁸

Die Kritische Masse bezeichnet die „Mindestanzahl an Adoptern [...], die erreicht sein muss, damit die Diffusion des Systems erfolgreich verläuft.“²⁷⁹ Das Begriffsverständnis ist dabei weiter gefasst als das der kritischen Schwelle bei Singulärgütern, ab der ein Selbstverstärkungseffekt im Sinne einer „Selbstentzündung der Nachfrage“ entsteht.²⁸⁰ Sie bezeichnet den Übergang von der Instabilitätsphase zur Stabilitätsphase im Diffusionsverlauf, ab dem die Adoptionsentscheidung nicht mehr rückgängig gemacht wird. Abbildung 21 zeigt die mit der Kritischen

²⁷⁵ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 20, SPETH (2000), S. 44 und WEIBER (1992), S. 45. Zur Definition von „Informations- und Kommunikationstechnologien“ als Sammelbegriff für „alle technischen Einrichtungen, die der Erfassung, Speicherung, Verarbeitung und Übertragung von Informationen dienen“ vgl. u.a. LIEHR (2005), S. 20 und KÜHNAPFEL (1995), S. 5.

²⁷⁶ Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

²⁷⁷ Vgl. hierzu die Präzisierung von LIEHR (2005), S. 13.

²⁷⁸ Dieses erweiterte Verständnis bildet gleichzeitig die Vermarktungsprobleme aus der Realität besser ab, da sich die Trennschärfe zwischen den theoretischen Ansätzen in der Praxis verliert.

²⁷⁹ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 32.

²⁸⁰ Die „Selbstentzündung der Nachfrage“ geht auf HEUSS (1965), S. 37 zurück. Vgl. zu dieser Unterscheidung u.a. LIEHR (2005), S. 32-33, ROGERS (2003), S. 23, SPETH (2000), S. 157-158 sowie WEIBER (1992), S. 19 und 135ff.

Masse verbundene Dichotomie des Diffusionsprozesses bei Kritische-Masse-Systemen im Vergleich zum Diffusionsverlauf von Singulärgütern.²⁸¹

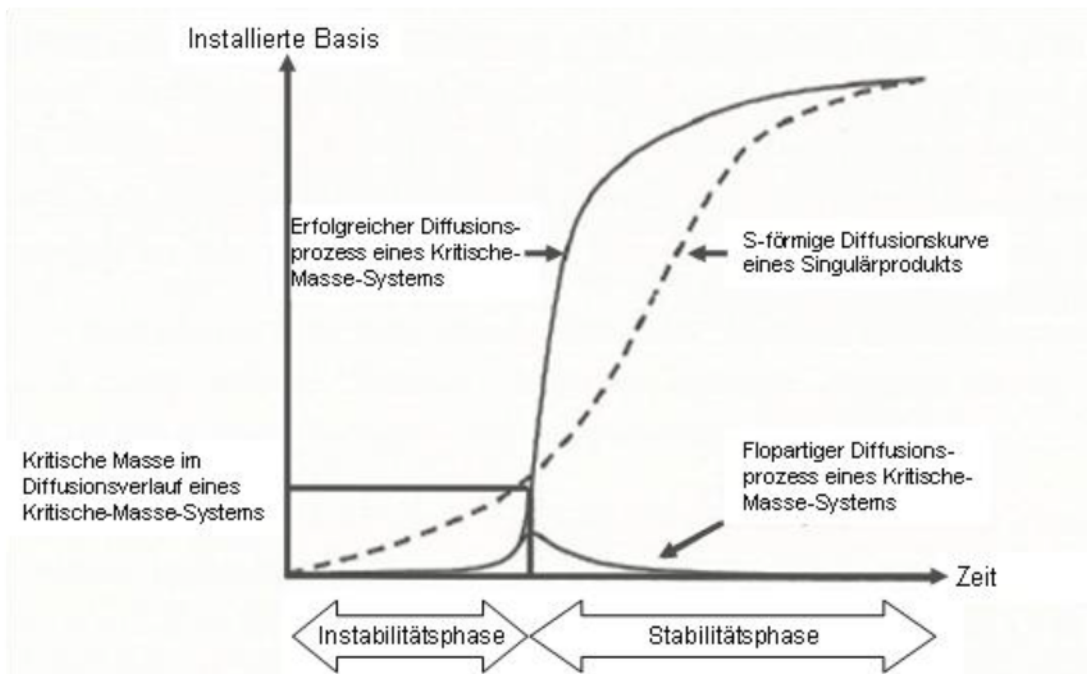


Abbildung 21: Diffusionsverläufe von Kritische-Masse-Systemen und Singulärprodukten

Quelle: LIEHR (2005), S. 36.

Die Interpretation der Innovationsdiffusion als die Summe individueller Adoptionsentscheidungen legt überdies die Analyse aus Sicht der Nachfrager nahe.²⁸² Für die Übertragung auf die Einführung intelligenter Strommesssysteme bedeutet dies, dass für die Adoptionsentscheidung die Nutzendimensionen aus Sicht des Letztverbrauchers im Vordergrund stehen.²⁸³

²⁸¹ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 32-38, SCHODER (1995), S. 21, ROHLFS (1974), 19-28.

²⁸² Vgl. hierzu Liehr (2005), S. 33 sowie Rogers (2003), S. 343.

²⁸³ Vgl. hierzu auch Kapitel 3.2.5.

3.2.2. Die Bedeutung der installierten Basis

Für die Diffusion von Innovationen ist einerseits die gesamte installierte Basis relevant. Sie ist verknüpft mit dem Eintritt eines Kritische-Masse-Systems in die Stabilitätsphase und wird auch als *marktbezogene* Kritische Masse bezeichnet. Im Gegensatz dazu stellt die *individuelle* Kritische Masse auf diejenigen Aspekte ab, die für die Adoptionsentscheidung des einzelnen Adopters relevant sind.²⁸⁴ Die installierte Basis für diese Perspektive stellt dabei in Qualität und Quantität eine individuelle Teilmenge der gesamten installierten Basis dar und ermöglicht eine Unterscheidung der Adopter.²⁸⁵ Eine solche Unterscheidung ist schließlich die Grundlage für die Ableitung von Vermarktungsstrategien.

Es hat sich gezeigt, dass das soziale Netzwerk eines Adopters einen großen Einfluss auf dessen Adoptionsentscheidung ausübt.²⁸⁶ Die Netzwerkanalyse setzt sich mit diesen Effekten auseinander und bietet Erkenntnisse über den „Zusammenhang zwischen dem Netzwerk von Adoptern und der Ausbreitung von Innovationen“.²⁸⁷ Relevant für die Innovationsdiffusion sind dabei vor allem folgende Kennzahlen.²⁸⁸

²⁸⁴ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 46, VOETH (2003), S. 232 und WEIBER (1992), S. 65. LIEHR weist zu Recht darauf hin, dass die Auseinandersetzung mit der individuellen Kritischen Masse in der Literatur bislang zu kurz gekommen ist. Dies trifft auch für den Zeitraum seit seiner Veröffentlichung zu.

²⁸⁵ Individuen mit einer niedrigen individuellen Kritischen Masse adoptieren dabei das Kritische-Masse-System früher als solche mit einer hohen individuellen Kritischen Masse. Zur Darstellung der bisherigen Ansätze zur Individualisierung des Kritische Masse Begriffs vgl. u.a. LIEHR (2005), S. 46-53.

²⁸⁶ „Unter einem sozialen Netzwerk wird in der Literatur eine Menge von sozialen Einheiten (bspw. Personen oder Organisationen) verstanden, die durch Beziehungen eines bestimmten Typs miteinander verbunden sind.“ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 56 sowie PAPPI (1987), S. 13.

²⁸⁷ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 56. Der Autor weist überdies darauf hin, dass trotz dieses Zusammenhangs zwischen Netzwerkanalyse und Diffusionsforschung ein Mangel an empirischen Studien herrscht.

²⁸⁸ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 57-58 sowie VALENTE (1995), S. 40ff. Trotz der Einschränkungen aufgrund der geringen Fallzahlen ist dieser Zusammenhang nachvollziehbar.

- (1) Dichte eines Gesamtnetzwerks (*network density*): Verhältnis der Anzahl tatsächlicher Beziehungen zum Maximum möglicher Beziehungen. Sie korreliert positiv mit der Diffusionsgeschwindigkeit.
- (2) Dichte eines individuellen Netzwerkes (*personal network density*): Verbundenheit des Netzwerkes eines Individuums mit der weiteren Unterscheidung in integrierte Netzwerke, bei denen die Netzwerkpartner eines Individuums auch untereinander kommunizieren, und radiale Netzwerke, bei denen dies nur in wenigen Fällen geschieht. Dabei korreliert der Zeitpunkt der Adoption positiv mit der Radialität.
- (3) Zentralität der Akteure in einem Netzwerk: Beschreibung der Position von Akteuren in einem Netzwerk. Es werden unterschieden die Gesamtbeziehungsanzahl (*degree centrality*), die Nähe zu allen anderen Akteuren des Netzwerkes (*closeness centrality*) sowie die Abhängigkeit anderer von diesem Akteur (*betweenness centrality*). Auch hier gibt es eine positive Korrelation zwischen der Zentralität und der Adoptionsentscheidung.
- (4) Beziehungsstärke zwischen den Individuen: Starke Beziehungen (Prädiktoren, Meinungsbildner) bestehen i.d.R. zur Familie und zu Freunden, schwache Beziehungen (Indikatoren, Brückenfunktion zwischen Gruppen mit hoher Beziehungsstärke) bestehen i.d.R. zu Bekannten, Arbeitskollegen oder Nachbarn, sofern sie nicht zum Familien- oder Freundeskreis zählen.²⁸⁹

Kerngedanke des auf diesen Erkenntnissen aufsetzenden Schalenansatzes ist, dass sich aus Sicht eines einzelnen Adopters die mit ihm in Verbindung stehenden Individuen zu Gruppen „mit einer jeweils unterschiedlichen individuellen Bedeutung für die Adoption eines Kritische-Masse-Systems“ zusammenfassen lassen.²⁹⁰ Dies trägt der Erkenntnis Rechnung, dass nicht jede Beziehung innerhalb eines sozialen Netzwerkes denselben Einfluss auf die Adoptionsentscheidung eines Nutzers ausübt. In der Darstellung konzentrischer Kreise besitzen in diesem Modell diejenigen Gruppen die größte Relevanz, die am nächsten zum Individuum stehen, das selbst das Zentrum des Schalenansatzes bildet.²⁹¹

²⁸⁹ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 64-66.

²⁹⁰ Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 66.

²⁹¹ Vgl. hierzu die Darstellung bei LIEHR (2005), S. 67.

Für die Quantifizierung des Gesamtnutzens eines Adopters gilt vor diesem Hintergrund folgender Zusammenhang²⁹²:

(Gleichung 1)

$$U = S + \sum f_g(N_{(g)}) - K$$

, wobei

U = Gesamtnutzen eines Adopters

S = Singulärnutzen des Produkts

N = installierte Basis

g = Schale des Schalenansatzes

$\sum f_g(N_{(g)})$ = Netznutzen als Funktion der installierten Basis

K = Kosten der Adoption.

Damit stellt die installierte Basis die Determinante für die Quantifizierung des Netznutzens dar. Erst wenn der Gesamtnutzen aus Sicht des Adopters Null beträgt, ist er indifferent gegenüber der Adoption bzw. Nicht-Adoption des Kritische-Masse-Systems. Für den Verlauf der Netznutzenfunktion werden in der Literatur verschiedene Verläufe unterstellt. Dabei besitzt der s-förmige Verlauf die höchste Plausibilität: Zu Beginn steigt der Netznutzen mit der installierten Basis exponentiell an und geht ab Erreichen einer spezifischen individuellen Basis in einen degressiven Verlauf über.²⁹³

²⁹² Die mathematische Unabhängigkeit der Summanden S und $\sum f_g(N_{(g)})$ sowie des Subtrahenden K kann aufgrund der Definition und Abgrenzung der Nutzenarten und der Kosten vorausgesetzt werden. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass es sich sowohl bei den Nutzenarten als auch bei den Kosten um metrische Merkmale handelt, die in Euro bewertet und damit auf einer Verhältnisskala dargestellt werden können. Daher sind die mathematischen Operationen der Addition und Subtraktion bei der Zusammenfassung dieser Nutzenarten und Kosten zulässig. Im Gegensatz dazu lassen sich Risiken nicht ohne Weiteres addieren, da sie nicht zwingend unabhängig untereinander sind (Korrelation). Vgl. hierzu u.a. GLEIBNER (2004), S. 350-359. Für den Kontext des Elektrizitätsmarktes vgl. u.a. SUNDERKÖTTER (2013).

²⁹³ Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005), S. 72 sowie VOETH (2003), S. 222. Daneben werden lineare, exponentielle und degressive Nutzenverläufe in der Literatur verwendet. Der lineare Verlauf

Aufgrund ihrer Eigenschaft als Determinante für die individuelle Adoptionsentscheidung steht die installierte Basis „im Mittelpunkt der Vermarktungsmaßnahmen von Kritische-Masse-Systemen.“²⁹⁴ Abbildung 22 stellt deren Systematisierung und Relevanz für die Einführung intelligenter Strommesssysteme dar.

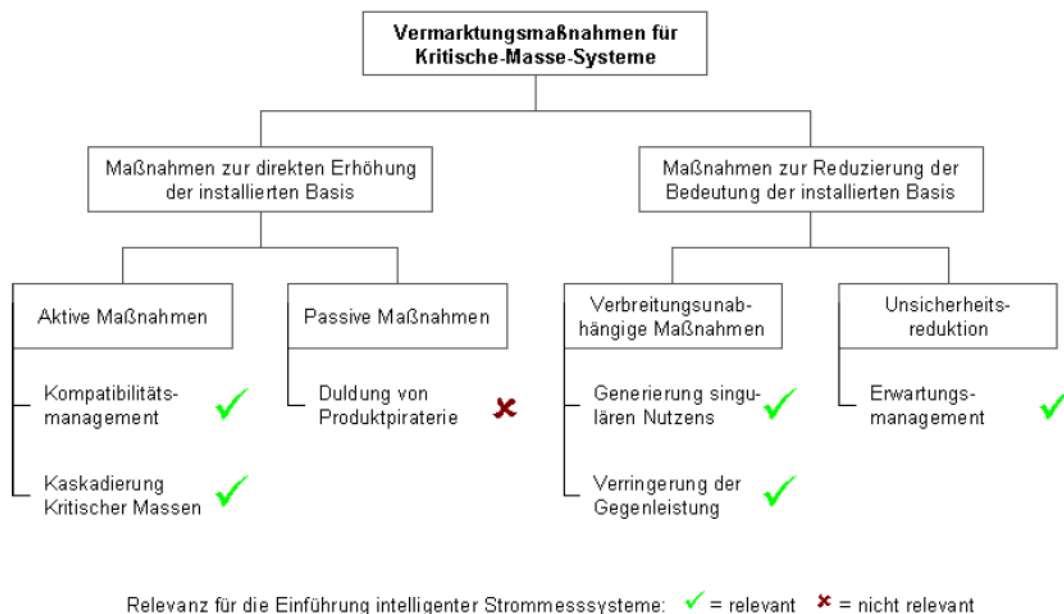


Abbildung 22: Vermarktungsmaßnahmen für Kritische-Masse-Systeme

Quelle: LIEHR (2005), S. 73.

Maßnahmen zum Kompatibilitätsmanagement zielen auf die Interaktionsmöglichkeiten zwischen Kritische-Masse-Systemen. Kompatibilität begünstigt dabei die

basiert auf der Gesamtattraktivität eines Kritische-Masse-Systems in Abhängigkeit von der Nutzeranzahl. Der exponentielle Verlauf stellt auf einen zunehmenden Grenznutzen aus dem Eintritt neuer Adopter für die installierte Basis ab, der nur durch die Größe des sozialen Systems begrenzt wird. Der degressive Verlauf unterstellt dagegen einen abnehmenden Grenznutzen aus dem Eintritt eines neuen Adopters. Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 68-71 sowie die dort angegebene Literatur.

²⁹⁴ Vgl. hierzu und für die Erläuterungen der Vermarktungsmaßnahmen u.a. LIEHR (2005), S. 73-78.

Erschließung der installierten Basen anderer Kritische-Masse-Systeme und strebt eine undifferenzierte Erhöhung der installierten Basis an. Als Kaskadierung Kritischer Massen werden Maßnahmen zusammengefasst, die einzelne Akteure mit dem Ziel adressieren, „durch deren Adoption andere Akteure der Gruppe zu Teilnehmern des Netzwerkes werden zu lassen.“²⁹⁵ Dabei können einzelne Gruppen auch für einen Gruppeneintritt in das Netzwerk angesprochen werden. Zusammengefasst werden diese Ansätze als aktive Maßnahmen zur direkten Erhöhung der installierten Basis. Im Gegensatz dazu stellt die Duldung von Produktpiraterie eine passive Maßnahme dar. Für die Einführung intelligenter Strommesssysteme sind allerdings aufgrund des BSI-Schutzprofils sowie der Technischen Richtlinien sowohl vollständige Kompatibilität sichergestellt als auch Produktpiraterie durch den Zertifizierungszwang ausgeschlossen.²⁹⁶

Diesem Maßnahmenbündel stehen Maßnahmen zur Reduzierung der Bedeutung der installierten Basis gegenüber. Die Generierung singulären Nutzens bspw. durch die Visualisierung der eigenen Verbrauchswerte mit einem abgesetzten Display in der Wohnung der Letztverbraucher zählt dabei ebenso zu den verbreitungsunabhängigen Maßnahmen wie die Verringerung der Gegenleistung.²⁹⁷ Für letztere wird in der Literatur i.d.R. das Instrument der Preisdifferenzierung betrachtet: Im Rahmen der Penetrationsstrategie erfolgt eine zeitliche Preisdifferenzierung dadurch, dass die Preise im Zeitablauf steigen. Eine Preisdifferenzierung nach Nutzergruppen zielt dagegen auf eine Vorverlagerung des Adoptionszeitpunktes für ausgewählte Gruppen, deren Adoption die Ausweitung der installierten Basis vorantreibt. Hierzu zählt auch das Verschenken des Produkts an ausgewählte Nutzer. Diese Art der Preisdifferenzierung ist umso wirkungsvoller, je höher die individuelle Kritische Masse der begünstigten Adopter ist.²⁹⁸

²⁹⁵ Vgl. LIEHR (2005), S. 74 mit Verweis auf SCHODER (1995), S. 134ff..

²⁹⁶ Vgl. zur Darstellung des BSI-Schutzprofils sowie der Technischen Richtlinien Kapitel 3.1.4.

²⁹⁷ Vgl. zu der Berücksichtigung abgesetzter Displays ERNST & YOUNG (2013 und 2014) sowie Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

²⁹⁸ Eine gesonderte Betrachtung der Preisdifferenzierung erfolgt bei der Analyse der Kostenteilung aus Sicht der kooperativen Spieltheorie. Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.

Die Adoption des Kritische-Masse-Systems durch andere Nutzer lässt sich als eine Konstellation des Gefangenendilemmas der Spieltheorie bezeichnen: So haben die Erwartungen an die Entwicklung der Nutzerzahl insbesondere zu Beginn der Diffusion Einfluss auf die Adoptionsentscheidung. Die Beeinflussung von Erwartungen über die Entwicklung des Kritische-Masse-Systems insgesamt kann somit die individuelle Unsicherheit derjenigen Nutzer reduzieren, die eine Adoption des Kritische-Masse-Systems erwägen.²⁹⁹

3.2.3. Das multidimensionale Kritische-Masse-System für intelligente Strommesssysteme

Die Besonderheit intelligenter Strommesssysteme liegt in ihrer Relevanz für eine Vielzahl von Akteuren, die keinen unmittelbaren Einfluss auf die Adoptionsentscheidung haben und dennoch von den Netzeffekten profitieren. Sie werden hier als Adopter zweiter Ordnung bezeichnet. Zur Abgrenzung von Kritische-Masse-Systemen der erweiterten Definition werden diese Beziehungen mit dem Begriff „mittelbare Kritische-Masse-Systeme“ zusammengefasst. Auch hier entsteht der Netznutzen erst ab Erreichen einer Mindestanzahl dieser Systeme, wobei die marktbezogene Kritische Masse im Vordergrund der Nutzenentstehung steht. Aufgrund der Beziehungs- und Abhängigkeitsvielfalt wird an dieser Stelle der Begriff „multidimensionales Kritische-Masse-System“ für Netzprodukte mit derartigen Effekten eingeführt.³⁰⁰

In der Beziehung zwischen Letztverbraucher und Messstellenbetreiber ist das unmittelbare Kritische-Masse-System verankert, dessen Diffusion von der individuellen Kritischen Masse der Letztverbraucher abhängt. Komplementär dazu ist die ebenfalls als unmittelbares Kritische-Masse-System einzustufende Beziehung zwischen Messstellenbetreiber und dritten Unternehmen. Hier ist das Netzprodukt die durch den Messstellenbetreiber nach den Regeln des Datenschutzes gewonnene

²⁹⁹ Zur Einordnung dieser Problematik in den Kontext des Gefangenendilemmas vgl. u.a. LIEHR (2005), S. 77 sowie WERLE (1995), S. 135ff..

³⁰⁰ Diese Darstellung multipler Abhängigkeiten von einem Netzprodukt findet sich nicht in der aktuellen Literatur. Dies mag darin begründet sein, dass die Modellierung eines solchen Modells komplexer ist als in einfacheren Konstellationen. Dennoch ist das Investitionsdilemma ohne diese Modifikation des Kritische-Masse-Systems nicht ohne Zwang lösbar.

und als Datenprodukt angebotene Verbrauchsdatentransparenz. Diese doppelte Anbieterrolle des Messstellenbetreibers erschließt im Vergleich zum aktuellen Verzicht auf die Kapitalisierung der Daten eine neue Ertragsquelle, die eine neue Möglichkeit einer dauerhaften Preisdifferenzierung begründet: Letztverbraucher, die der Verwertung ihrer Daten entsprechend der Regelungen des Datenschutzes zustimmen, können das intelligente Strommesssystem dauerhaft zu einem niedrigeren Preis erhalten als solche, die eine Verwertung nicht erlauben. In der Konsequenz stiege ceteris paribus der Gesamtnutzen für die betroffenen Letztverbraucher, was wiederum Adoptions- und Diffusionsgeschwindigkeit der neuen Infrastruktur erhöhen würde.

Abbildung 23 verdeutlicht die Abhängigkeiten der unterschiedlichen Akteure von einer erfolgreichen Diffusion intelligenter Strommesssysteme und visualisiert deren Nutzenzuwachs im Falle einer Einführung ohne Zwang.

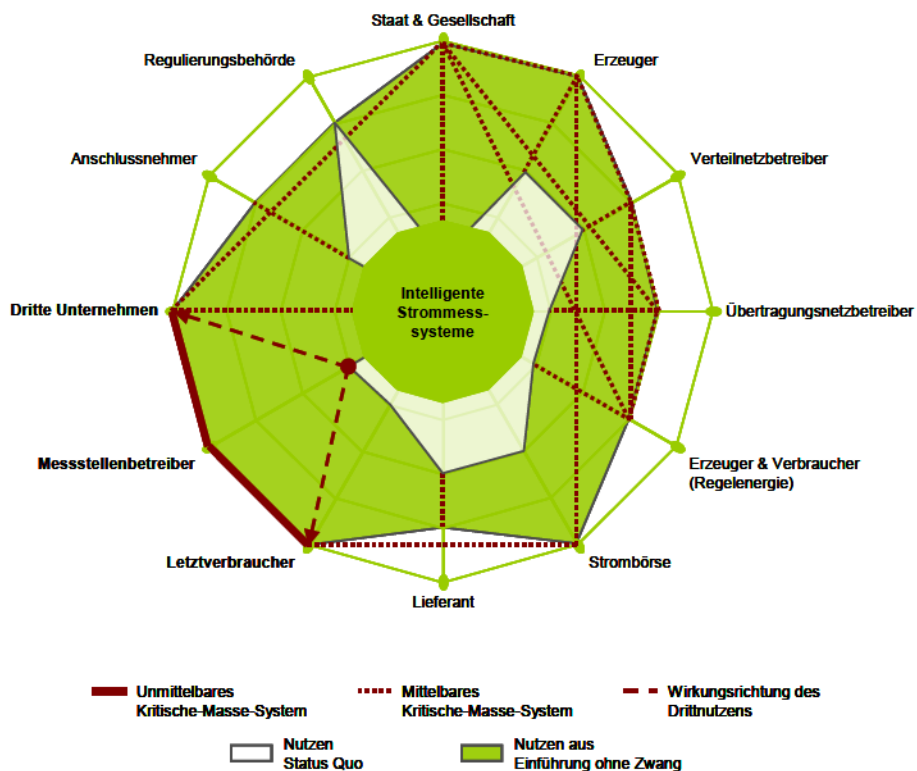


Abbildung 23: Multidimensionales Kritische-Masse-System für intelligente Strommesssysteme

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei einer Rolloutverpflichtung durch Gesetze und Verordnungen entfielen die Datenverwertung außerhalb der Marktrollen der Energiewirtschaft, da dies die Grenzen der Zuständigkeit und Regelungskompetenz der Regulierungsbehörde überschreiten würde.

Die Nutzenfunktion aus Gleichung 1 behält ihre Gültigkeit auch für diese Konstellation. Ohne eine dauerhafte Preisdifferenzierung wäre der Gesamtnutzen aus dem Einsatz intelligenter Strommesssysteme für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 6.000 kWh sogar negativ, so dass eine Diffusion nur auf Basis von Zwang erfolgen könnte.³⁰¹ Der Bedarf nach der Verringerung der Gegenleistung für eine Einführung ohne Zwang erschließt sich aus der fehlenden Bewertbarkeit der Nutzen der übrigen Akteure für den Letztverbraucher, sofern diese sich nicht in Form indirekter Netznutzen für ihn bemerkbar machen.³⁰² Der Begriff „Drittnutzen“ fasst diese Netznutzen zusammen.³⁰³

Die Internalisierung des Drittnutzens in die Adoptionsentscheidung der Nachfrager eines Kritische-Masse-Systems hängt mit Blick auf Gleichung 1 von dessen Berücksichtigung in den Kosten der Adoption ab. Diese Aufgabe ist entgegen der Bestandteile des Gesamtnutzens eines Kritische-Masse-Systems anbieterseitig zu interpretieren.³⁰⁴ Erst die um diese Internalisierung verminderten Kosten der Adoption versetzen den Letztverbraucher in die Lage, den Drittnutzen bei seiner Adoptionsentscheidung zu bewerten und damit zu berücksichtigen. Formal lässt sich dieser Zusammenhang wie folgt abbilden:

(Gleichung 2)

$$U = S + \sum f_g(N_{(g)}) - (K - D) \quad , \text{ wobei zusätzlich zu Gleichung 1}$$

D = Drittnutzen

³⁰¹ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013 und 2014) sowie Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

³⁰² Vgl. hierzu die Darstellung zur Anreizregulierung der Netzentgelte in Kapitel 2.2.4 sowie in Abbildung 10.

³⁰³ Vgl. hierzu die Begriffseinführung des Drittnutzens in Kapitel 3.1.5.

³⁰⁴ Vgl. hierzu die Darstellung von LIEHR (2005), S. 33 mit Verweis auf ROGERS (2003), S. 343.

Abbildung 24 zeigt den Einfluss der Internalisierung des Drittnutzens auf den Funktionsverlauf des Kritische-Masse-Systems.

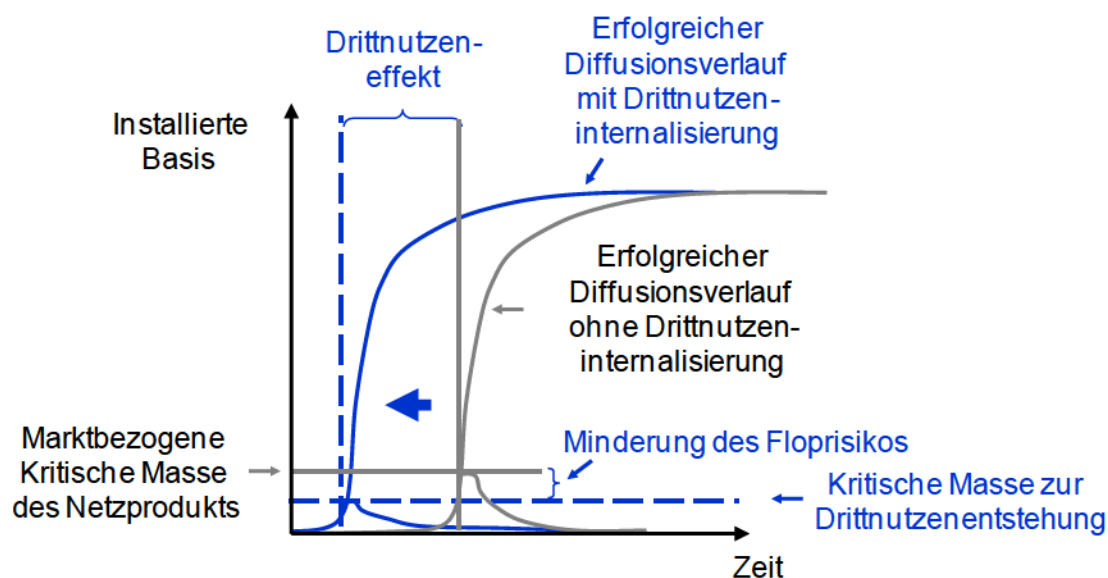


Abbildung 24: Diffusionsverlauf mit Internalisierung des Drittnutzens

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an LIEHR (2005), S. 36.

Die Internalisierung des Drittnutzens wirkt über die damit verbundene Erhöhung des Gesamtnutzens unmittelbar auf die Höhe der installierten Basis, da ceteris paribus mehr Letztverbraucher als bisher einen positiven Gesamtnutzen generieren können. Dieser Zusammenhang drückt sich in einer Linksverschiebung des Diffusionsverlaufs aus. Dadurch erfolgt der Eintritt in die Stabilitätsphase ceteris paribus früher, da sich die absolute Höhe der marktbezogenen Kritischen Masse nicht verändert.

Darüber hinaus ergibt sich aus der Parallelverschiebung die Notwendigkeit zur Definition einer zweiten Kritischen Masse. Sie bezeichnet die Untergrenze zur Entstehung des Drittnutzens. Modelltheoretisch ist es dabei ausreichend, die höchste Untergrenze der installierten Basis aus der Perspektive der Adopter zweiter Ord-

nung als marktbezogene Kritische Masse einer Markterschließung im Kooperationsmodell anzunehmen.³⁰⁵ Sie variiert in Abhängigkeit der gewählten Konstellation.

3.2.4. Defizite der aktuellen Ansätze

In der bisherigen Literatur werden Kritische-Masse-Systeme vor allem für verhältnismäßig einfache Netzprodukte untersucht. Insgesamt weist der konzeptionelle Rahmen mit Blick auf die Besonderheiten des Kritische-Masse-Systems für intelligente Strommesssysteme vier wesentliche Defizite auf, die die Defizite der Nutzenkonzepte ergänzen:

- (1) Die Betrachtung von Kritische-Masse-Systemen erfolgt i.d.R. für Monopole oder Wettbewerb zwischen ähnlichen Systemen. Die Betrachtung wechselseitiger Abhängigkeiten erfolgt lediglich im Rahmen des indirekten Netznutzens und erfordert damit die Bewertbarkeit durch den Nachfrager.
- (2) Produkte, die Bestandteile der drei Nutzendimensionen Singulärnutzen, direkter und indirekter Netznutzen aufweisen, werden derzeit nicht zum Untersuchungsbereich von Kritische-Masse-Systemen gerechnet. Die Besonderheiten für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme legen jedoch nahe, die Definition von Kritische-Masse-Systemen dahingehend zu erweitern, dass das Vorhandensein direkten Netznutzens zwar konstitutiv, nicht jedoch entscheidend für die Adoptionsentscheidung sein muss.
- (3) Die aktuelle Nutzenfunktion ist durch ein eingeschränktes Verständnis der durch den Nachfrager bezifferbaren Nutzen gekennzeichnet. Eine Internalisierung des Drittnutzens findet derzeit nicht statt. Die Optionen der Preisdifferenzierung als Maßnahme zur Reduzierung der Bedeutung der installierten Basis beschränken sich auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Anbieters. Dessen Erschließung neuer Erträge aus Kooperationen ist bis dato nicht Gegenstand der Betrachtung, erscheint jedoch notwendig für eine Auflösung des Investitionsdilemmas.

³⁰⁵ Diese Vereinfachung stellt insgesamt höhere Anforderungen an diese zweite Kritische Masse, ist jedoch aus Praktikabilitätsgründen und für die Beherrschbarkeit des Gesamtmodells sinnvoll. Etwaige Mischeffekte können im Rahmen einer praktischen Ausgestaltung einer speziellen Einführungsstrategie berechnet werden.

- (4) Der Schalenansatz zur Bewertung des Netznutzens stellt bislang die flexibelste Form zur Modellierung individueller Kritischer Massen dar. Allerdings setzt auch dieser Ansatz die vollständige Bewertbarkeit des entstehenden Nutzens durch den Adopter voraus, weshalb die Internalisierung des Drittnutzens nur über die Kosten der Adoption erfolgen kann. Der Schalenansatz allein reicht für die Internalisierung des Drittnutzens nicht aus.

3.3. Kosten- und Ertragszuteilung in der Spieltheorie

3.3.1. Relevanz der Kostenzuteilung für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme

Die Diffusion von Netzprodukten, zu denen auch intelligente Strommesssysteme zählen, ist als Summe von Adoptionsentscheidungen abhängig von deren Gesamtnutzenbewertung durch jeden Konsumenten.³⁰⁶ Neben Singulär- und Netznutzen sind die Kosten der Adoption für den Adopter entscheidend. Die Entstehung des Drittnutzens aus einem Smart Grid im Rahmen einer Einführung ohne Zwang zeigt, dass Marktteilnehmer von der Diffusion profitieren können, die in den aktuellen Ansätzen nicht an den Kosten beteiligt werden.³⁰⁷

Aus der Einordnung intelligenter Strommesssysteme als multidimensionales Kritische-Masse-System folgt, dass die Internalisierung des Drittnutzens zur Absenkung der Adoptionskosten für die Letztverbraucher von dem Zusammenspiel mehrerer Marktteilnehmer abhängt.³⁰⁸ Die Auseinandersetzung mit „Entscheidungssituationen, in denen eine Partei ihr Ergebnis nicht alleine herbeiführen kann, sondern in denen ihr Ergebnis abhängig von dem Verhalten anderer Parteien ist“, ist Gegenstand der Spieltheorie.³⁰⁹ Konkret geht es um die Fragestellung, welche Vertei-

³⁰⁶ Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 3.1 und 3.2.

³⁰⁷ Vgl. hierzu ERNST & YOUNG (2013 und 2014) sowie die Darstellung in Kapitel 3.2.3.

³⁰⁸ Vgl. hierzu Kapitel 3.2.3.

³⁰⁹ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 1. Als Grundstein der Spieltheorie gilt das Werk von NEUMANN UND MORGENSTERN (1944). Die Parteien werden dabei als Spieler bezeichnet, denen für die Erreichung ihrer individuellen Ziele verschiedene Handlungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Diese werden auch als Strategien bezeichnet. Da die Entscheidungen eines Spielers

lung der Kosten und Erträge eine freiwillige Kooperation der Parteien sicherstellen kann. Die Antwort darauf geben Zuteilungsverfahren, deren Eignung für eine praktikable Lösung mit den Instrumenten der Spieltheorie bewertet werden kann.³¹⁰ Die Prämisse der Freiwilligkeit einer solchen Kostenteilung legt für die Identifikation einer geeigneten Lösung eine Konzentration auf die *kooperative* Spieltheorie nahe. Sie unterscheidet sich von der *nicht-kooperativen* Spieltheorie dadurch, dass die Spieler Absprachen über die Wahl ihrer Strategien treffen können.³¹¹

Für die Internalisierung des Drittnutzens müssen mehrere Spieler ein kooperatives Spiel spielen, um die Adoptionskosten für den Letztverbraucher zu senken. Dazu zählen neben dem Messstellenbetreiber Dritte, deren Geschäftstätigkeit nicht auf das Marktrollenmodell der Energiewirtschaft beschränkt ist. Das gemeinsame Ziel besteht darin, dass sich möglichst viele Letztverbraucher für die Adoption intelligenter Strommesssysteme entscheiden. Derartige Spiele werden auch als *n*-Personenspiele bezeichnet und berücksichtigen die Möglichkeit zur Aufteilung von Gewinnen ebenso wie zur Bildung von Koalitionen.³¹² Dabei wird eine Kostenzutei-

Einfluss auf die Zielerreichung der anderen Spieler haben, wird „die Spieltheorie auch als ‚Wissenschaft des strategischen Denkens und Handelns‘ bezeichnet.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 1-2. Relevanz besitzt die Spieltheorie u.a. für Fragestellungen „in den Wirtschaftswissenschaften, der Psychologie, der Soziologie und der Biologie.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 1 sowie LINDSTÄDT UND MÜLLER (2010), BERNINGHAUS, EHRHART UND GÜTH (2010), RASMUSEN (2004), BERNINGHAUS, EHRHART UND VÖLKER (1996), DIXIT UND NALEBUFF (1993) und BINMORE (1992).

³¹⁰ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 1.

³¹¹ Diese Absprachemöglichkeit entfällt bei nicht-kooperativen Spielen. Der bekannteste Vertreter dieser Kategorie ist das Gefangenendilemma. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 2, BERNINGHAUS, EHRHART UND GÜTH (2010), S. 14-15 und FROMEN (2004), S. 67. Die Unterscheidung zwischen kooperativen und nicht-kooperativen Spielen geht auf NASH (1951) zurück. Für eine Einführung in die kooperative Spieltheorie vgl. u.a. PELEG UND SUDHÖLTER (2007), WIESE (2005) und HOLLER UND ILLING (2003). Weitere vertiefende Analysen zu kooperativen Spielen finden sich u.a. bei PONCELA CASASNOVA (2012), JARKE (2012), STRANGMEIER UND FIEDLER (2011), FROMEN (2004), LI (1996) und KRANÜCHEL (1986).

³¹² In diesem Zusammenhang spricht man auch von kooperativen Koalitionsspielen mit transferierbarem Nutzen. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 2. Demgegenüber betrachtet die Verhandlungstheorie die Gewinnaufteilung zwischen zwei Spielern. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014),

lung als Lösung angestrebt, bei der kein Spieler einen Anreiz hat, aus dem Spiel auszutreten.³¹³ „Das Anliegen der kooperativen Spieltheorie darf dadurch jedoch nicht missverstanden werden: Obwohl sich eine Kooperation nach außen hin harmonisch darstellen kann bzw. soll, unterliegt sie streng rationalen Kriterien und wird von jedem Spieler auf seinen individuellen Vorteil hin ausgereizt.“³¹⁴

3.3.2. Kostenzuteilung aus Sicht der kooperativen Spieltheorie

In dem n-Personenspiel der Einführung intelligenter Strommesssysteme wird das Gesamtergebnis durch alle Spieler erzeugt. Im Rahmen der Aufteilung dieses Ergebnisses treten sogenannte *kooperative Konflikte* auf, die ihre Ursache in der Gewinnmaximierung der Einzelspieler haben. Diese Konflikte unterminieren dann nicht die Kooperation, wenn diese für jeden Spieler das beste Ergebnis erzeugt.³¹⁵

Die Bewertung der Eignung von Zuteilungsverfahren erfolgt über Akzeptanz und Anreizwirkung. Dabei können vier Kerneigenschaften bei der Akzeptanz und drei bei der Anreizwirkung unterschieden werden.³¹⁶

S. 2 und BERNINGHAUS, EHRHART UND GÜTH (2010), S. 157-229, sowie die Grundlagenarbeiten von NASH (1950 und 1953) und RUBINSTEIN (1982).

³¹³ „Die Untersuchung eines kooperativen Spiels der Kostenzuteilung ist in der Literatur als Kostenteilungsspiel (cost-allocation game) bekannt.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 3 und allgemein YOUNG (1994).

³¹⁴ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 2. Für die Darstellung zur Nicht-Trivialität der Lösung Verteilungsproblemen vgl. u.a. ZELEWSKI (2009), S. 1-9 sowie 67-71.

³¹⁵ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 3.

³¹⁶ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 18-26. Für einen erweiterten Kriterienkatalog vgl. u.a. FROMEN (2004), S. 153-191. Im Bezug auf die Fragestellung dieser Arbeit reicht der Kriterienkatalog von SELDERS allerdings aus, da die zusätzlichen Kriterien von FROMEN als gegeben vorausgesetzt werden können. Hinzu kommt, dass die Kriterien bei FROMEN unterschiedliche Ebenen betreffen, wohingegen eine wechselseitige formale Abhängigkeit der Kriterien bei SELDERS gegeben ist. Vor diesem Hintergrund wird der Darstellung SELDERS' gefolgt. FROMEN verweist in diesem Zusammenhang auf weitere Kriterienkataloge u.a. bei YOUNG (1985a), S. 65ff., PELEG (1986), S. 187ff., ZELEWSKI (1987), S. 35ff. DRIESEN (1991), S. 43ff, WISSLER (1997), S. 36ff, SUDHÖLTER UND PELEG (1998), S. 386 sowie POTTERS UND SUDHÖLTER (1999), S. 100. Diese Kriterienkataloge sind gegenüber FROMEN weniger umfangreich und zeigen ebenfalls nicht die wechselseitige formale Abhängigkeit wie die Kriterien von SELDERS. Ebenfalls

Von der Akzeptanz einer Zuteilung kann in der kooperativen Spieltheorie dann ausgegangen werden, wenn vier Kerneigenschaften erfüllt sind:

- (1) Individuelle Rationalität: Sie besagt, dass die Kostenzuteilung im Vergleich zur Nicht-Teilnahme am Spiel für keinen Spieler höher ausfallen darf. „Da eine Teilnahme am Spiel den Spieler nicht schlechter stellt als seine Nichtteilnahme, hat er keinen Anreiz, aus dem Spiel auszutreten oder die Zuteilung abzulehnen.“³¹⁷ Umgekehrt formuliert bedeutet dies: „Zuteilungen, die nicht individuell rational sind, verhindern jedwede Kooperation und sind bei den Spielern nicht durchsetzbar.“³¹⁸
- (2) Koalitionsrationalität: Sie besagt, dass in einer freiwilligen Kooperation für keine Koalition ein Anreiz bestehen darf, die Zuteilung abzulehnen. Dabei stellt eine Koalition eine Teilmenge von Spielern der Kooperation dar. Es darf also keine Koalition im Vergleich zu ihrer Eigenständigkeit durch die Teilnahme am Spiel schlechter gestellt werden. Die Koalitionsrationalität schließt für eine Einerkoalition die individuelle Rationalität mit ein, stellt aber gegenüber dieser eine stärkere Bedingung dar, da nicht alle individuell rationalen Verteilungen gleichzeitig auch die Bedingung der Koalitionsrationalität erfüllen.³¹⁹
- (3) Effizienz: Sie besagt, dass das niedrigste Kostenniveau sichergestellt sein und eine vollständige Kostenaufteilung erfolgen muss. Kommt es zu einer Abweichung von dieser Kostenaufteilung durch Gewinnerzielung oder Sub-

allgemeiner gehalten ist der Kriterienkatalog bei ZELEWSKI (2009). Er unterteilt vier Basisanforderungen für faire Verteilungen: Rationalitäts-, Akzeptabilitäts-, Kommunizierbarkeits- und Existenz- und Eindeutigkeitsanforderung. Der Autor weist zu Recht selbst darauf hin, dass die Kommunizierbarkeitsanforderung bei Erfüllung der Akzeptabilitätsanforderung implizit miterfüllt sei. Vgl. hierzu ZELEWSKI (2009), S. 67-71.

³¹⁷ In der Verhandlungstheorie wird sie auch als „Drohpunkt“ bezeichnet. Vgl. hierzu und zu dieser Definition SELDERS (2014), S. 18.

³¹⁸ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 26-27.

³¹⁹ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 18-19.

ventionierung, so gilt diese als ineffizient. Die Erfüllung dieser Prämisse kann auch als Gerechtigkeitsaspekt interpretiert werden.³²⁰

- (4) Subventionsfreiheit: Sie besagt, dass mindestens die durch den Eintritt einer Koalition in ein kooperatives Spiel verursachten Zusatzkosten durch diese Koalition zu tragen sind. Im Falle der Einerkoalition entsprechen diese den Grenzkosten bzw. inkrementellen Kosten. Ist diese Kerneigenschaft nicht erfüllt, subventioniert sich die Koalition auf Kosten der Kooperation und läuft Gefahr deswegen ausgeschlossen zu werden.³²¹ Für die Internalisierung des Drittnutzens bedeutet dies, dass diejenigen Spieler, die einen Nutzen aus der Einführung intelligenter Strommesssysteme ziehen, einen Kostenbeitrag leisten müssen, der so hoch anzusetzen ist, dass die Letztverbraucher das Ergebnis dieser Spieler nicht quersubventionieren.

Sind die Kerneigenschaften (1) bis (3) erfüllt, handelt es sich um eine (strategisch) stabile Zuteilung, die wiederum Bedingung (4) per definitionem erfüllt. „Stabile Zuteilungen zeichnen sich dadurch aus, dass kein einzelner Spieler und keine Koalition die Möglichkeit besitzen, die vorgeschlagene Zuteilung in der Form zu ‚blockieren‘, als dass sie in der Lage sind, sich aus eigener Kraft ein besseres Ergebnis zu sichern.“ Somit besteht kein Anreiz, das Spiel zu verlassen bzw. die vorgeschlagene Zuteilung abzulehnen.³²²

Als Imputation werden in diesem Zusammenhang Zuteilungen bezeichnet, die die Bedingungen der individuellen Rationalität und der Effizienz erfüllen. Sie sind insofern von Bedeutung, als dass das Fehlen der individuellen Rationalität die Verweigerung zur Teilnahme mindestens eines Spielers bedeutet und das Fehlen der Effizienz dem Sinn der vollständigen Kostenteilung entgegensteht. Zuteilungen, die nicht auch Imputationen sind, können somit keine Lösung der Aufgabenstellung darstellen.³²³ „Eine Imputation garantiert jedoch nicht, dass die große Koalition ge-

³²⁰ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 19-20 sowie YOUNG (1994), S. 1229. Zur Problematik der Ausgrenzung einer Gewinnerzielungsabsicht vgl. u.a. Kapitel 3.3.3 und 3.3.4.

³²¹ Der Test auf Subventionsfreiheit wird auch Zusatzkostentest genannt. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 20.

³²² Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 22.

³²³ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 26-28.

bildet wird. Sie stellt zwar alle Spieler einzeln gesehen besser, garantiert jedoch noch nicht die Koalitionsrationalität.³²⁴

Die Anreizwirkung hängt dagegen von den Monotonie-Eigenschaften des jeweiligen Zuteilungsverfahrens ab und erweitert das statische Konzept der Akzeptanz um die Dynamik von Kooperationen. Denn es ist davon auszugehen, dass die Bildung von Kooperationen die Koalitionswerte verändert, was wiederum Einfluss auf die Zuteilung hat. „Für Koalitionsspiele werden drei verschiedene Arten der Anreizorientierung durch die Konzepte der Monotonie definiert“:³²⁵

- (1) Monotonie im Aggregat: Sie besagt, dass „bei einer Verminderung der Kosten der großen Koalition kein Spieler mehr Kosten zu tragen hat als vorher, und dass mindestens ein Spieler weniger Kosten trägt.“ Diese Anreizwirkung unterstützt Kostensenkungsbereitschaft und Mehrkostenübernahmebereitschaft gleichermaßen, sofern die Zuteilung die Spieler nicht schlechter stellt als vorher.³²⁶
- (2) Koalitionsmonotonie: Sie stellt die Verallgemeinerung der Monotonie im Aggregat dar, indem sie die Veränderung jedes beliebigen Koalitionswertes berücksichtigt. Allerdings belohnt sie „kostensparendes Verhalten eines Spielers nur dann, wenn dieses nicht durch gegensätzliches Verhalten anderer Spieler überkompensiert wird.“³²⁷
- (3) Strenge Monotonie: Sie besagt, dass ein Spieler aufgrund des Verhaltens eines anderen Spielers nicht schlechter gestellt werden darf. „Die strenge Monotonie schließt die Koalitionsmonotonie ein, die Koalitionsmonotonie schließt die Monotonie im Aggregat ein, andersherum gilt dies jedoch nicht. Die strenge Monotonie ist demnach die strengste Monotonieeigenschaft und belohnt produktives Verhalten bzw. bestraft unproduktives Verhalten. Wenn

³²⁴ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 28.

³²⁵ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 24-26 sowie YOUNG (1985a) und WISSLER (1997).

³²⁶ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 24-25. Die große Koalition umfasst dabei die Gesamtmenge N aller Spieler. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 13.

³²⁷ Diese Sichtweise berücksichtigt das Koalitionsverhalten, das im Verständnis der Monotonie im Aggregat als Konstante angesehen wird. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 25.

sie von einem Zuteilungsverfahren erfüllt wird, spricht man von einem anreizkompatiblen Zuteilungsverfahren.³²⁸

Stabilität und strenge Monotonie stellen somit die Eckpfeiler für die Identifikation einer freiwilligen Lösung dar.³²⁹ Eindeutigkeit eines Zuteilungsverfahrens ist gegeben, wenn es genau eine Lösung gibt, die für alle Spieler der großen Koalition das beste Ergebnis erzielt.³³⁰

Die Grundlage von Zuteilungsverfahren bildet oftmals die sogenannte *charakteristische Funktion*, die jedem Spieler und jeder Koalition für jedes Spiel einen entsprechenden Wert zuordnet. Aufgrund der exponentiellen Komplexität ergibt sich ein Berechnungsproblem, das im Kern dazu führt, dass derartige spieltheoretische Lösungsverfahren in der Praxis ungeeignet sind.³³¹ Als Bewertungskriterium für die Eignung eines Zuteilungsverfahrens stellt die Praktikabilität auf die Abhängigkeit des Verfahrens von der Nutzung einer charakteristischen Funktion ab und ist somit ein digitales Kriterium: Praktikabilität kann somit nur gegeben oder nicht gegeben sein.

Abbildung 25 gibt einen Überblick über die spieltheoretische Bewertung der in der Literatur diskutierten Verfahren unter besonderer Berücksichtigung von Stabilität, strenger Monotonie und Praktikabilität.

³²⁸ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 26.

³²⁹ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 172.

³³⁰ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 24. Aufgrund der strategischen Äquivalenz der Ergebnisverteilung zwischen Kostenteilungsspielen und Gewinnspielen sind die Kriterien zur Bewertung der Zuteilungsverfahren für beide Perspektiven relevant. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 14.

³³¹ Die Komplexität beträgt 2^n , wobei n die Anzahl der Spieler ist. Bei 20 Spielern gibt es bereits mehr als 1 Mio. Kombinationen. Vgl. hierzu Selders (2014), S. 4.

Eigenschaft	Kostenzuteilung in Koalitionsspielen						Kostenzuteilung einer Produktion
	Mengenkonzepte			Wertkonzepte			
	Kern	Nucleolus	Shapley-Wert	T-Wert	ACA-Methode	Proportionale Verfahren	
Effizienz	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Individuelle Rationalität	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Koalitionsrationalität	✓	✓	(✓)				✓
Stabilität ¹	✓	✓	(✓)				✓
Monotonie im Aggregat			✓		✓	✓	✓
Koalitionsmonotonie			✓		✓		(✓)
Strenge Monotonie ²			✓				(✓)
Eindeutigkeit		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Praktikabilität	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Bewertung	Keine Eignung für die Praxis aufgrund der Komplexität der charakteristischen Funktion sowie fehlender Freiwilligkeit und/oder Anreizkompatibilität						Spieltheoretisch geeignet und praktikabel

- 1 Stellt die Freiwilligkeit der Kooperation sicher und erfüllt zugleich die Eigenschaft der Subventionsfreiheit.
 - 2 Stellt die Anreizkompatibilität sicher, da produktives Verhalten belohnt und unproduktives bestraft wird.
 - 3 Die Anwendung des Aumann-Shapley Preismechanismus erfordert Konvexität des Spiels und Kostenkomplementarität der Kostenfunktion, dann ist auch die strenge Monotonie erfüllt; ohne Anwendung des Aumann-Shapley Preismechanismus stellt die Kostenzuteilung über subventionsfreie Preise immer noch das überlegene Verfahren zur Maximierung der Freiwilligkeit dar.
- (✓) Eigenschaft erfüllt bei konvexen Spielen.

Abbildung 25: Spieltheoretische Bewertung von Zuteilungsverfahren

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 178 und 172-184.

Die Zuteilungsverfahren lassen sich in Mengen- und Wertkonzepte unterteilen.³³² In den Bereich der Mengenkonzepte fallen Kernzuteilungen und der Nucleolus.³³³ Sie grenzen die Menge der Zuteilungen auf nicht-dominierte Imputationen ein, so dass diese auch die Eigenschaft der Koalitionsrationalität erfüllen und somit die Entstehung einer stabilen Kooperation im Sinne der großen Koalition begünstigen.³³⁴

Der Kern bündelt damit die Menge von Kernzuteilungen, die eine freiwillige Kooperation sicherstellen. Bei diesen Zuteilungen gibt es für keinen Spieler und für keine Koalition einen Anreiz, nicht an dem Spiel teilzunehmen.³³⁵ Eine Variation des Kerns entsteht aus der Lockerung bzw. Verschärfung der Koalitionsrationalität. Diese modifizierte Menge wird als ϵ -Kern bezeichnet. Mit Einführung des ϵ lassen sich Subvention und Gewinnerzielung operationalisieren, so dass der ϵ -Kern möglichst wenige, im Optimalfall genau eine Zuteilung als Lösung enthält.³³⁶ Diese

³³² Verfahren, bei denen die die Analyse von Lösungsmengen und –räumen im Vordergrund des Interesses steht, werden als Mengenkonzepte zusammengefasst. Steht dagegen die Eindeutigkeit der Lösungsverfahren im Vordergrund, spricht man von Wertkonzepten. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 34.

³³³ Vgl. zu Kernzuteilungen u.a. SELDERS (2014), S. 28-32. Das Kern-Konzept geht auf GILLIES (1953) zurück und wurde u.a. von OWEN (1982) verfeinert. Zum Nucleolus vgl. u.a. SELDERS (2014), S. 32-34. An dieser Stelle wird der Wertung von SELDERS gefolgt, der die übrigen Mengenkonzepte aufgrund der fehlenden Überlegenheit gegenüber Kernzuteilungen und Nucleolus nicht betrachtet. Der Vollständigkeit halber seien diese Verfahren hier nachrichtlich erwähnt: Die *Verhandlungsmenge* im Englischen bezeichnet als *bargaining set*, der *Kernel*, die von *Neumann-Morgenstern Lösung*, den *f-Nucleolus*, den *Modiclus*, den *normalisierten Nucleolus* sowie den *Disruptions-Nucleolus*. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S 34 sowie die dort angegebene Literatur.

³³⁴ Die Dominanz einer Imputation besagt, dass von einer Koalition eine Imputation dann bevorzugt wird, wenn sie diese Koalition *ceteris paribus* besser stellt als eine andere Imputation. Gibt es aus der Menge von Imputationen keine Imputation mehr, die die bevorzugte Imputation dominieren würde, so stellt diese die nicht-dominierte und damit für alle Koalitionen beste Imputation dar. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 28.

³³⁵ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 29.

³³⁶ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 30 und SHUBIK (1985), S. 84-88. Das Konzept des ϵ -Kern geht auf SHAPLEY UND SHUBIK (1966) zurück.

Menge wird auch als Kleinst-Kern bezeichnet.³³⁷ Die Modellierung kann zu Überschüssen führen, die als *Koalitionsüberschüsse* bezeichnet werden.³³⁸ Ihre Maximierung ist positiv mit der Zufriedenheit einer Koalition korreliert. Dabei schränkt der Kleinst-Kern den Kern auf diejenigen Zuteilungen ein, die „die minimalen Koalitionsüberschüsse maximieren“.³³⁹ Den Nachteil der fehlenden Eindeutigkeit bei Gleichheit dieses Überschusses bei mindestens zwei Lösungen versucht der Nucleolus auszugleichen. Dazu wird der Koalitionsüberschuss derjenigen Koalition maximiert, die den niedrigsten Wert aufweist, damit diese „nicht das Bestehen der großen Koalition gefährdet“.³⁴⁰ Der Nucleolus existiert immer, liegt im Kern, sofern dieser nicht leer ist, und liefert eine eindeutige Lösung. Allerdings erfüllt er aufgrund der fehlenden Monotonie im Aggregat keine der Anforderung der Anreizkompatibilität.³⁴¹

Zu den Wertkonzepten zählen vor allem der Shapley-Wert, der τ -Wert, die Alternate Cost Avoided Method (ACA-Methode) sowie die proportionale Kostenzuteilung.³⁴²

³³⁷ MASCHNER ET AL. (1979) führen den Kleinst-Kern als *Least Core* ein. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 30.

³³⁸ PELEG UND SUDHÖLTER bezeichnen diesen als *excess*. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 31 und PELEG UND SUDHÖLTER (2007), S. 58.

³³⁹ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 32 und KARAGÖK (2006), S. 35.

³⁴⁰ Dabei werden alle Koalitionsüberschüsse aller Koalitionen als Vektor θ dargestellt und lexikografisch aufsteigend geordnet. Auf diese Weise ist der jeweils erste Wert dieses Vektors der kleinste Wert, den es zu maximieren gilt. Vgl. hierzu und zur Zuordnung des Nucleolus zu den Mengenkonzepten trotz der Eindeutigkeit der Lösung u.a. SELDERS (2014), S. 32-33 sowie allgemein HOLLER UND ILLING (2003).

³⁴¹ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 33.

³⁴² An dieser Stelle wird der Wertung von SELDERS gefolgt, der die übrigen Wertkonzepte aufgrund der fehlender Stabilität und strenger Monotonie nicht betrachtet. Dazu zählen die *Allokationen von Moriarity und Louderback bzw. Jensen*, die *equal charge method (EC-method)* und die *separable cost remaining benefits method (SCR-method)*, die auf der Auftrennung von Kostenbestandteilen beruhen sowie die sogenannten *Machtindizes*. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S 37 sowie die dort angegebene Literatur.

Der Shapley-Wert variabilisiert den Zutrittszeitpunkt der einzelnen Spieler (Anonymitätseigenschaft), minimiert die Kostenvorteile durch neu hinzutretende Spieler (Dummy-Eigenschaft) und fordert die Additivität der Zuteilungen zweier Koalitionsspiele bei deren Vereinigung (Additivität). Die Eigenschaft der strengen Monotonie fasst dabei Dummy-Eigenschaft und Additivität zusammen, was dazu führt, dass der Shapley-Wert das einzige Zuteilungsverfahren darstellt, das alle Eigenschaften der Anreizwirkung erfüllt. Andererseits ist er nicht stabil, da die Koalitionsrationalität nicht erfüllt ist.³⁴³

Der τ -Wert stellt einerseits auf die Grenzkosten im Zutrittszeitpunkt des Spielers zur Koalition (Minimalwert), andererseits auf die Residualkosten ab, die für den Fall entstehen, dass alle anderen Spieler ihre Grenzkosten im Zutrittszeitpunkt realisieren konnten (Maximalwert). Er stellt die Linearkombination dieses Wertepaares für jeden Spieler dar. Durch seine fehlende Koalitionsrationalität und strenge Monotonie erfüllt der τ -Wert weder Stabilität noch Anreizwirkung. Diesen Nachteil hat er auch mit der ACA-Methode und den proportionalen Verfahren gemein.³⁴⁴

Bei der ACA-Methode erfolgt die Kostenzuteilung auf Basis einer Unterscheidung *separierbarer Kosten* von sogenannten *Overhead-Kosten*. Erstere entsprechen den Grenzkosten aus dem Zutritt des Spielers, zweitere werden über einen Schlüssel auf die Spieler verteilt, der sich an den *vermiedenen Kosten* des jeweiligen Spielers orientiert. Dieses Vorgehen führt zu der Erfüllung der Eigenschaften Monotonie im Aggregat sowie Koalitionsmonotonie.³⁴⁵

Die proportionalen Verfahren schlagen eine Zuteilung über Gewichte vor, die in Summe Eins betragen oder auf Eins normiert sind. Sie zeichnen sich im Gegensatz zu allen anderen Wertkonzepten dadurch aus, dass sie durch Verzicht auf die charakteristische Funktion die Eigenschaft der Praktikabilität erfüllen. Allerdings erfül-

³⁴³ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 34-37 und SHAPLEY (1953), S. 309–312,

³⁴⁴ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 37-39 und zur Einführung JAMES UND LEE (1971). Für eine Anwendung des τ -Wertes in der Energiewirtschaft vgl. ZELEWSKI (1988) sowie allgemeiner ZELEWSKI (1987 und 2009).

³⁴⁵ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 39-40 sowie FRANK (2003), S. 159–162 und YOUNG (1994), S. 1202.

len diese Zuteilungsverfahren weder die Eigenschaft der Stabilität noch die der Anreizwirkung.³⁴⁶

Der Nucleolus verbindet als Vertreter der Mengenkonzeppte Stabilität und Eindeutigkeit, der Shapley-Wert dagegen Eindeutigkeit und Anreizwirkung. Beide Verfahren sind aufgrund der Verwendung der charakteristischen Funktion nicht praktikabel. Dieses Dilemma aus der Notwendigkeit der Festlegung auf Stabilität oder Anreizkompatibilität löst SELDERS (2014) durch seinen Vorschlag auf.³⁴⁷

Für die Sicherstellung einer freiwilligen Kooperation ergänzt SELDERS (2014) die Verfahren aus Koalitionsspielen um die der Kostenzuteilung einer Produktion und die damit verbundenen Preismechanismen. Der von ihm als Lösung angeführte proportionalisierte Aumann-Shapley Preismechanismus stellt eine Anpassung des Shapley-Wertes dar und erweitert die Durchschnittskostenbetrachtung eines Einproduktmonopols auf die Situation des Mehrproduktmonopols.³⁴⁸ Er „bestimmt den Preis für ein Gut über die *gemittelten Grenzkosten* [, ...die] an jeder Stelle [...] mit gleichem Gewicht berücksichtigt [werden].“³⁴⁹ Seine Praktikabilität ergibt sich daraus, dass für seine Berechnung lediglich die Kostenfunktion und die nachge-

³⁴⁶ Aufgrund der fehlenden Berücksichtigung strategischen Verhaltens sind derartige Verfahren zwar praxistauglich aber keine Zuteilungsverfahren im Sinne der Spieltheorie. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 40-42.

³⁴⁷ Damit wird er der Forderung gerecht, die Gegenstand seiner Untersuchung ist und in der Literatur eingefordert wird: Sein Zuteilungsverfahren erfüllt alle Eigenschaften und ist damit gleichermaßen „effizient, stabil und anreizorientiert“. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 46 und 172 sowie allgemein WISSLER (1997), YOUNG (1994), S. 1229, YOUNG (1985b), S. 760-61.

³⁴⁸ Der proportionalisierte Wert teilt Fixkosten ebenfalls zu, wodurch Anwendbarkeit und Praxis-tauglichkeit gegenüber dem Aumann-Shapley Wert nochmals verbessert werden. Vgl. SELDERS (2014), S. 79-85 und MIRMAN ET AL. (1983), S. 146-147 sowie BILLERA UND HEATH (1982), S. 34, MIRMAN ET AL. (1985), S. 121 und YOUNG (1994), S. 1222. Zur Einführung vgl. u.a. AUMANN UND SHAPLEY (1974) und zur erstmaligen Übertragung auf ein Kostenteilungsspiel im Kontext der Bestimmung von Verbindungspreisen für Telefongespräche BILLERA ET AL. (1978).

³⁴⁹ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 82. Dieser Preismechanismus erfüllt die Eigenschaften der *Effizienz* (vollständige Kostenaufteilung), *Additivität* (unabhängig von der Buchhaltungs- bzw. Organisationsweise), *Aggregations-Invarianz* (unabhängig von den Messeinheiten der Produkte) sowie *Nichtnegativität* (ausschließlich positive Preise). Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 80-81.

fragte Gesamtmenge bekannt sein muss: „Insbesondere werden nicht die Mengen der einzelnen Nachfrager oder die Nachfragefunktionen an sich benötigt. Es werden keine Kenntnisse über die Abhängigkeiten der Nachfragefunktionen untereinander benötigt, die Nachfrager können ihre Entscheidungen dezentral und autonom treffen.“³⁵⁰ Hinzu kommt, dass Aumann-Shapley Preise Marktträumung garantieren.³⁵¹

Voraussetzung für die Erfüllung der spieltheoretischen Bewertungskriterien und somit der Anwendbarkeit des Aumann-Shapley Preismechanismusses zur Lösung des Kostenteilungsproblems ist die Konvexität des Spiels und damit die Kostenkomplementarität der Kostenfunktionen.³⁵² Sind diese Voraussetzungen an das Spiel nicht erfüllt, so verbleibt mit Blick auf Praktikabilität und Freiwilligkeit das Zuteilungsverfahren über subventionsfreie Preise, das dann die Anreizkompatibilität verliert, dennoch gegenüber den anderen Zuteilungsverfahren der kooperativen Spieltheorie und der Praxis überlegen ist.³⁵³

Mit Blick auf die Etablierung einer freiwilligen Kooperation ist die Erfüllung von Stabilität und Anreizkompatibilität von besonderer Bedeutung. Während fehlende Stabilität zu einer Selbstoptimierung der Spieler auf Kosten der großen Koalition führen kann, fehlt ohne Anreizkompatibilität die Belohnung produktiven bzw. die Bestrafung unproduktiven Verhaltens.³⁵⁴

³⁵⁰ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 83.

³⁵¹ „Es lässt sich zeigen, dass in der Tat ein Outputniveau [...] existiert, zu dem Nachfrage und Angebot gleich sind, wenn der Aumann-Shapley Preismechanismus zur Bepreisung der Produkte eingesetzt wird.“ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 83 sowie YOUNG (1994), S. 1223.

³⁵² Koalitionsspiele heißen konvex, wenn ihre charakteristischen Funktionen submodular sind, d.h. wenn Größenvorteile mit der Koalitionsgröße zunehmen. Die Eigenschaft der Submodularität entspricht der Kostenkomplementarität für Kostenfunktionen. Konvexe Kostenteilungsspiele haben einen nichtleeren Kern und somit immer eine Lösung. Shapley-Wert und Aumann-Shapley-Wert bestimmen bei konvexen Spielen immer eine Kernzuteilung und erfüllen damit die Stabilität. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 16, 52 und 71 sowie TOPKIS (2009), S. 208–209, MIRMAN ET AL. (1985), S. 117 und SHARKEY UND TELSER (1978), S. 33–34.

³⁵³ Vgl. SELDERS (2014), S. 177–181.

³⁵⁴ „In instabilen (nicht-kooperativen) Situationen muss also unter Umständen ein Mechanismus eingeführt werden, um ein möglichst zufrieden stellendes Ergebnis zu erreichen.“ Damit be-

3.3.3. Mehrproduktmonopole und weitere Erfolgsvoraussetzungen

Die Internalisierung des Drittnutzens zur Senkung der Adoptionskosten erfordert eine Kooperation verschiedener Rollen. Mit Blick auf Praxistauglichkeit und spieltheoretische Fundiertheit von Freiwilligkeit und Anreizkompatibilität bietet sich eine Zuteilung von SELDERS (2014) anhand subventionsfreier Preise an, die auf Basis des proportionalisierten Aumann-Shapley Preismechanismusses kalkuliert werden und lediglich die Kenntnis der Kostenfunktion und der externen Gesamtnachfrage erfordern.³⁵⁵

Für die Anwendbarkeit des Zuteilungsverfahrens müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- (1) Mehrproduktmonopole: Innerhalb der Kooperation werden die zu erstellenden Leistungen in Monopolen erbracht, d.h. jede Leistung wird nur von einem Spieler angeboten, kann aber von mehreren Spielern nachgefragt werden. Da ein Spieler mehrere Leistungen anbieten kann, wird das Produktangebot als Mehrproduktmonopol bezeichnet. Jeder Spieler nimmt dabei die Rolle eines Produzenten ein, wobei der kooperative Markt den Zusammenschluss dieser als selbständige Einheiten darstellt (Föderation). Die Leistungszusammenhänge zwischen den Spielern sind „möglichst realitätsnah“ abzubilden (Prozesssicht im Netzwerk) und die Abbildung von Erzeugung und Verbrauch der Leistungen je Spieler erfolgt mit dem Ziel, „dass jeder Spieler selbständig (dezentral und autonom) seine strategischen Entscheidungen treffen kann“ (Transparenz).³⁵⁶

schäftigen sich u.a. auch Prinzipal-Agenten-Modelle, Second-Best-Lösungen und Hidden-Action bzw. Hidden-Information Situationen. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 47.

³⁵⁵ Vgl. zu dieser Herleitung der Internalisierung des Drittnutzens Kapitel 3.2.3 und zur Auswahl des Zuteilungsverfahrens Kapitel 3.3.2.

³⁵⁶ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 120. Für die Abbildung von Erzeugung und Verbrauch schlägt Selders eine Matrixdarstellung gemäß der Input-Output-Analyse vor, in der die Zeilen der Matrix die Lieferungen eines Spielers bezogen auf seine eigene Leistungserzeugung und die Spalten die den Leistungsverbrauch eines Spielers bezogen auf die Leistungserzeugung von anderen Spielern zeigen. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 130. Aufgrund dieser Prämisse wird die Contestable Market Theory relevant, als dass es darum geht, durch das Zuteilungsverfahren innerhalb der Kooperation zu erreichen, dass kein Spieler von außen in das Mehrpro-

(2) Subventionsfreie Preise: Sie sind gegeben, sobald die Kosten des Produzenten „zum geforderten Output gerade gedeckt sind [...], es keinem Konkurrenten möglich ist, in das Mehrproduktmonopol einzudringen [und es keine Quersubventionierung zwischen den Leistungen eines Spielers gibt]“. Diese Voraussetzung sichert somit ab, dass alle Spieler die Vorteilhaftigkeit der Kooperation mit dem Mehrproduktmonopol erkennen, weil sie „anderweitig [zur Bedarfsdeckung] nur auf höhere Preise stoßen [... werden]“.³⁵⁷ Subventionsfreie Preise gelten dabei innerhalb der Kooperation, was die Gewinnerzielungsabsicht auf die Interaktion mit dem – aus Sicht der Kooperation – externen Markt verlagert. Die Gewinnmaximierung wird damit zu einer Aufgabe der Kooperation, die durch Maximierung der „Differenz der monetären Bewertung abgegebener und bezogener Leistungen“ zu erzielen ist.³⁵⁸ Die Ermittlung der Preise sollte auf der Basis des proportionalisierten Aumann-Shapley Preismechanismus erfolgen, der insbesondere auch die Berücksichtigung von Fixkosten ermöglicht.³⁵⁹

duktmonopol ohne Verlust einbrechen kann und sich alle Spieler als die jeweils besten Lieferanten ansehen. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 64-73 und S. 166. „Diese Sichtweise stellt die Umformulierung der Stabilität in eine geeignete testbare Bedingung dar, und geht zurück auf FAULHABER (1975), PANZAR UND WILLIG (1977), TELSER (1978) und SHARKEY UND TELSER (1978).“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 10. Die besondere Eignung der Input-Output-Analyse gegenüber der prozesstechnischen Analyse stellt auch WEBER heraus: Sie eignet sich besonders gut zur Abbildung monetärer Verflechtungen und ist „geprägt vom Gedanken des volkswirtschaftlichen Kreislaufes“. Vgl. hierzu WEBER (1999), S. 184. Zur Abbildung der Umweltauswirkungen des Konsumentenverhaltens führt er eine gemischt monetär-energetische Input-Output-Analyse ein, die im Rahmen dieser Arbeit aufgrund des spieltheoretischen Schwerpunktes nicht weiter verfolgt wird. Vgl. hierzu WEBER (1999), S. 183-197.

³⁵⁷ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 75. Das Quersubventionierungsverbot bedeutet, dass ein Spieler „seine Produkte nicht so bepreisen darf, dass zwar seine Gesamtkosten gedeckt sind, für eine seiner Leistungen jedoch mehr bezahlt werden muss, als [... ihn] deren Erstellung kostet, wodurch diese Leistung andere Leistungen [... des Spielers] subventionieren würde.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 140.

³⁵⁸ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 153 und S. 139-142 sowie zu der Problematik der Ausschusses der Gewinnerzielungsabsicht innerhalb der Kooperation Kapitel 3.3.4.

³⁵⁹ Die Berücksichtigung von Fixkosten ist insbesondere im Rahmen der Markterschließung im Kooperationsmodell relevant. Für die Zusammenhänge zwischen diesen Fixkosten und den

- (3) Vollständige Information: Als Grundlage des kooperativen Spiels wird die Abzählbarkeit der Spieler (atomares Spiel), die Transferierbarkeit der Kosten (Seitenzahlungen), die Zulässigkeit und Bindungswirkung von Absprachen zwischen den Spielern (kooperatives Verhalten) sowie das Fehlen von Informationsasymmetrien unterstellt (Transparenz).³⁶⁰
- (4) Netzwerkmodellierung: Die Interdependenzen aus der Vernetzung mehrerer Produzenten führen zu einer strategischen Entscheidungssituation, in der die einzelnen Produzenten zu Spielern im Sinne der Spieltheorie werden. Diese Modellierung bildet zudem die Grundlage der Variabilität in der Umsetzung des entwickelten Lösungsvorschlags.³⁶¹
- (5) Leistungsberechnung statt Kostenzuteilung: Sie stellt sicher, dass jeder Spieler in der Lage ist, seine strategische Entscheidung über den Bezug der Leistung zu fällen. Sie ist damit eine Grundlage der Stabilität sowie der Betrachtung des kooperativen Marktes als „virtuelles Unternehmen“.³⁶²
- (6) Trennung von extern- und internorientierten Spielern: Sie schlägt die Brücke zwischen der Kostenminimierung innerhalb des kooperativen Marktes (über subventionsfreie Preise) und der Preismaximierung der Kooperation am externen Markt und ist somit Bedingung der Gewinnmaximierung der Kooperation.³⁶³

Anforderungen aus der Internalisierung des Drittnutzens und den damit verbundenen Kritischen Massen vgl. hierzu u.a. Selders (2014), S. 168-176 sowie die Darstellung in Kapitel 3.3.2.

³⁶⁰ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 95. Insbesondere in dieser Voraussetzung wird der Gegensatz zu nicht-kooperativen Spielen deutlich, wie sie u.a. in der Prinzipal-Agenten-Theorie untersucht werden. Vgl. hierzu auch die Abgrenzung in Kapitel 3.3.2.

³⁶¹ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 137.

³⁶² Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 134. SELDERS (2014) beweist formal, dass Kostenteilung im Koalitionsspiel und Leistungsberechnung ineinander überführt werden können. Der Beweis erfolgt auf der Grundlage der Erkenntnis, dass „eine Kostenzuteilung anhand subventionsfreier Preise eine Kernzuteilung im zugehörigen Koalitionsspiel induziert.“ Damit beweist er die Existenz subventionsfreier Preise. Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 154-166 sowie MOULIN (1988).

³⁶³ Sie dient vor allem der Vereinfachung der Modellierung des Lösungsvorschlags und ist in der Kooperation zwischen eigenständigen Unternehmen eine Einschränkung der Anwendbarkeit des Modells. Zur Problematik dieser Einschränkung vgl. die Darstellung in Kapitel 3.3.4. Diese

(7) Vernetztes Kostenteilungsspiel: In kooperativen Märkten ist unter der Bedingung von Mehrproduktmonopolen jeder Spieler zugleich Anbieter und Nachfrager. Die Produktionen beeinflussen sich wechselseitig. Dieser Besonderheit trägt die Vernetzung einzelner Kostenteilungsspiele dadurch Rechnung, dass „die Zuteilungen eines Spiels die Zuteilungen der anderen Spiele [beeinflussen].“³⁶⁴

Abbildung 26 verdeutlicht diese Zusammenhänge der Voraussetzungen des Zuteilungsverfahrens von SELDERS (2014).

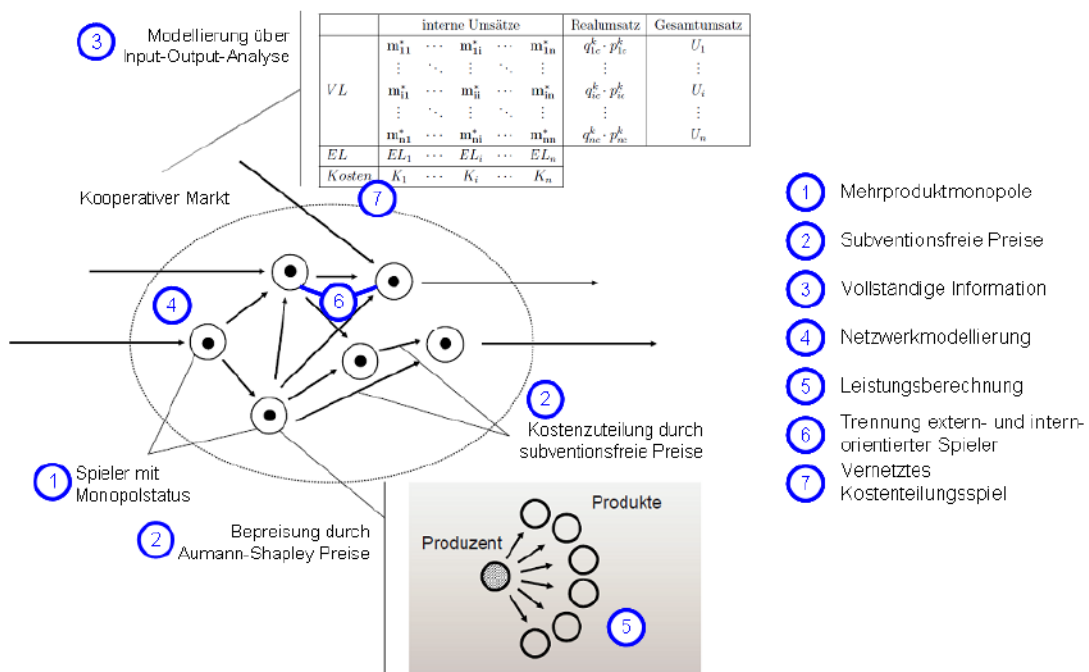


Abbildung 26: Voraussetzungen des Zuteilungsverfahrens von SELDERS

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 116 und 130.

Prämisse „steht nicht im Widerspruch zur Subventionsfreiheit, da nur die externen Preise maximiert werden und die eigenen Kosten minimiert werden. [...] Durch möglichst geringe interne Preise maximieren [...] die internorientierten Spieler] den zu verteilenden Ausschüttungsbetrag – und damit ihren eigenen Anteil.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 153. Diese Trennung ist in nicht-kooperativen Märkten nicht umsetzbar, da dann die Kostenminimierung für den Spieler nicht mit einer Belohnung verbunden ist, in Aussicht derer er subventionsfreie Preise anbietet. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 153.

³⁶⁴ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 163-166.

3.3.4. Defizite der aktuellen Verfahren

Die Arbeit von SELDERS zeigt, dass es für „wirtschaftliche Entscheidungssituationen, in denen durch Kooperation Kostenvorteile entstehen, bindende Absprachen eingegangen werden können und in denen die Teilnehmer der Kooperation sich wechselseitig beeinflussen“, weder aus dem Bereich der Koalitionsspiele noch aus mit der Produktion assoziierten Kostenfunktionen Kostenzuteilungsverfahren gibt, die die spieltheoretischen Anforderungen der Effizienz, Freiwilligkeit, Anreizorientierung und Praktikabilität erfüllen.³⁶⁵ Vor diesem Hintergrund schlägt er das Zuteilungsverfahren über subventionsfreie Preise unter Nutzung des proportionalisierten Aumann-Shapley Preismechanismusses vor, das diese Anforderungen erfüllt. Insofern ist sein Modell im Vergleich mit den bisher in der Literatur diskutierten Verfahren am besten geeignet zur Identifikation einer freiwilligen und in der Praxis umsetzbaren Lösung zur Einführung intelligenter Strommesssysteme.³⁶⁶

Obwohl er darauf verweist, dass seine Lösung für alle kooperativen Märkte anwendbar ist, gibt es sechs wesentliche Defizite, die die Defizite der Nutzenkonzepte und Kritische-Masse-Systeme ergänzen:

- (1) Aufbauend auf der Erkenntnis, dass die Diffusion intelligenter Strommesssysteme mit Blick auf die Nutzenbewertung des Adopters aufgrund ihrer Negativität derzeit ohne Zwang nicht durchsetzbar erscheint, gewinnt die Internalisierung des Drittnutzens an Bedeutung. In der Anbieter-Nachfrager-Konstellation in Deutschland muss dies die Aufgabe des Messstellenbetreibers sein (Anbieter), da der Letztverbraucher (Nachfrager) weder über das Wissen noch über die Fähigkeit verfügt, diesen Drittnutzen wirtschaftlich für sich zu erschließen. Da allerdings auch nicht davon ausgegangen werden kann, dass der Messstellenbetreiber über dieses Wissen und diese Fähigkeit verfügt, werden Kooperationen relevant. Als Vertragspartner vieler Letztverbraucher kann der Messstellenbetreiber die Bündelung der Internalisierung des Drittnutzens zur Adoptionskostenminderung unter Nutzung von Skaleneffekten mit weiteren Marktteilnehmern betreiben. Dies verletzt allerdings die im Modell von SELDERS verankerte Trennung in rein intern- und

³⁶⁵ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 189 und 119 sowie die Darstellung in Kapitel 3.3.2.

³⁶⁶ Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3.

rein externorientierte Spieler. Denn in diesem Rollenverständnis erbringt der Messstellenbetreiber Leistungen sowohl für den Letztverbraucher (externorientierte Sicht) als auch für seine Kooperationspartner (internorientierte Sicht).

- (2) Für eine breite Variabilität in der Umsetzung der Einführungsstrategie bildet die Kooperation zwischen Unternehmen die Grundlage. Dadurch wird die Perspektive „virtueller Unternehmen innerhalb eines Unternehmens“ verlassen. Dies führt einerseits zu einer Steigerung der Komplexität in der Zusammenarbeit, andererseits gewinnen die Stabilität des Spiels und damit die Freiwilligkeit zur Zusammenarbeit an Bedeutung. Dies vor allem dann, wenn die Gründung eines Joint Ventures für die Markterschließungsstrategie nicht zu einer Bedingung des Modells werden soll, sondern im Sinne der Flexibilitätsmaximierung auch reine Liefer- und Leistungsbeziehungen abgebildet werden sollen.³⁶⁷
- (3) Eine Kooperation zwischen Unternehmen muss als Realitätsprämisse ein Mindestmaß an Gewinnerzielungsabsicht auch im Rahmen der Leistungserbringung innerhalb des kooperativen Marktes zulassen können. Dies steht zunächst im Konflikt zur Erfüllung der Prämisse subventionsfreier Preise innerhalb der Kooperation. Allerdings stellt das Leistungsangebot an einen Kooperationspartner in einem solchen Modell aus Sicht des Mehrproduktmonopols eine externorientierte Geschäftstätigkeit dar, ist aber aus Sicht des kooperativen Marktes internorientiert. Dieser Fall taucht aufgrund der Anwendung auf die Kostenzuteilung in einem Unternehmen bei SELDERS nicht auf.
- (4) Die Gewinnmaximierung besteht in SELDERS Grundmodell in der Maximierung der Differenz zwischen Vorleistungskosten und Verkaufserlösen. Mit Blick auf die Zielsetzung der Markterschließung im Kooperationsmodell ergibt sich eine Dichotomie der Preisstrategien: Entsprechend der Nutzenfunktion des Adopters müssen die Adoptionskosten sinken, um die Diffusion zu erhöhen. Der Umfang der Adoptionskostensenkung hängt dagegen von der Maximierung der Kapitalisierung des Drittnutzens sowie dessen Vertei-

³⁶⁷ Vgl. zu Darstellung des Ansatzes virtueller Unternehmen u.a. SELDERS (2014), S. 134.

lung innerhalb des kooperativen Marktes ab. Es tritt also die Situation ein, dass eine Abhängigkeit zwischen den Produkten der Kooperation im Modell abgebildet werden muss, die die Gewinnerzielungsabsicht aller Kooperationspartner und die Durchreichung der Kostenvorteile aus der Kooperation an den Letztverbraucher im Sinne einer Reduktion der Adoptionskosten berücksichtigt.

- (5) Auch der Begriff der Freiwilligkeit muss erweitert werden. Im vorgeschlagenen Modell von SELDERS bezieht sich die Freiwilligkeit auf die Teilnahme aller Spieler am Kostenteilungsspiel. Hinzu kommt die Leistungsabgabe der Kooperation in Kritische-Masse-Systeme. Die Modellierung dieser Beziehung folgt aufgrund ihrer Konzentration auf die Nutzenmaximierung der Adopter der nicht-kooperativen Spieltheorie. Zwar ist die Vernetzung beliebig vieler Kostenteilungsspiele in seinem Modell verankert, die Implikationen aus der Vernetzung kooperativer Märkte mit Kritische-Masse-Systemen werden allerdings nicht betrachtet.
- (6) An die Modellierung der exogen gegebenen Nachfrage werden im Modell von SELDERS keine weiteren Prämissen geknüpft. Mit Blick auf die Abhängigkeit der Drittnutzenentstehung von der Erreichung einer marktbezogenen Kritischen Masse muss in dieser Hinsicht eine Einschränkung des Modells erfolgen. Der Zusammenhang zwischen der Kritischen Masse zur Drittnutzenmaximierung und der Beschleunigung des Diffusionsverlaufs muss in der Einführungsstrategie berücksichtigt werden.

4. Das erweiterte Kooperationsmodell für eine freiwillige Lösung

Die Einschränkungen der Bewertbarkeit des Nutzens sowie der Teilhabe an der Nutzenentstehung aus dem Einsatz intelligenter Strommesssysteme für den Letztverbraucher begründen in Verbindung mit der Höhe der Adoptionskosten das Investitionsdilemma der Energiewirtschaft. Dennoch bleibt die Identifikation einer Marktlösung Kernziel der Politik: Die Option einer Ausweitung der Einbauverpflichtung in Gesetzen und Verordnungen wird aufgrund der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse in Deutschland nicht gewählt. Diese Ausgangslage führt zu einer Pattsituation bei den Entscheidern: Letztverbraucher treffen keine Adoptionsentscheidung, Messstellenbetreiber treffen keine Investitionsentscheidung. Die Internalisierung des Drittnutzens kann dieses Dilemma auflösen. Damit die Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber dauerhaft gesichert ist, muss dieser bindende Absprachen mit Kooperationspartnern treffen. Die Modellierung der Abhängigkeiten innerhalb des kooperativen Marktes unter Berücksichtigung des multidimensionalen Kritische-Masse-Systems resultiert in dem erweiterten Kooperationsmodell für eine freiwillige Lösung eines solchen Investitionsdilemmas. Die Variabilität für eine Umsetzung ist dabei umso höher, je modularer die Anforderungen an die Spieler sind: Ein Rollenmodell bietet sich dafür in Analogie zum Marktrollenmodell der Energiewirtschaft an.³⁶⁸

³⁶⁸ Vgl. hierzu auch den Beitrag von MÖLLERING (2010). Er „relativiert gängige Vorstellungen von Kooperation als Wettbewerbsverhinderung oder als Reaktion auf Marktversagen und argumentiert, dass Kartelle, Konsortien und andere Formen der Kooperation zwischen Marktakteuren die Voraussetzungen für einen Marktwettbewerb schaffen, der nicht auf den Transaktionswettbewerb zwischen individuellen Marktakteuren beschränkt ist, sondern auch den Wettbewerb zwischen Akteursverbänden (Netzwerkwettbewerb) und den Wettbewerb um Partner (Bindungswettbewerb) einschließt. Gerade in der von hoher Ungewissheit geprägten Marktentstehungsphase kann Strategisches Management durch die Gestaltung von Bindungshorizonten, -intensitäten und -dynamiken die Position eines Unternehmens auf einem neuen Markt wie auch die Entwicklung der konstitutiven Elemente des neuen Marktes insgesamt beeinflussen.“ Vgl. hierzu MÖLLERING (2010), S. 770.

4.1. Eckpfeiler des Kooperationsmodells

4.1.1. Grundannahmen

Die Diffusion intelligenter Strommesssysteme stellt in erster Linie ein Kritische-Masse-System dar. Letztverbraucher sind die Nachfrager, Anbieter ist der Messstellenbetreiber. Zur Beeinflussung der Diffusion stehen dem Anbieter drei Stellgrößen zur Verfügung: Singulärnutzen, Netznutzen und Preismodell. Jeder Nachfrager bewertet seinen Gesamtnutzen als Differenz aus Singulär- und Netznutzen sowie den Adoptionskosten, die ihm im Wesentlichen aus dem Preismodell des Anbieters entstehen. Diese Gesamtnutzenbewertung entspricht der individuellen Kritischen Masse und lässt sich als nicht-kooperatives Spiel interpretieren.³⁶⁹

Für die Modellierung des kooperativen Spiels als Teil des Gesamtmodells werden folgende Grundannahmen getroffen:

- (1) Die Markterschließung erfolgt durch eine Kooperation aus drei Spielern: Der Messstellenbetreiber übernimmt zunächst keine weitere Marktrolle der Energiewirtschaft und konzentriert sich auf die Absatzmaximierung. Der zweite Spieler stellt die Produktionskostenminimierung sicher, der dritte Spieler hat die Aufgabe der Erlösmaximierung. Die Trennung in die extern- und internorientierten Spieler wird zugunsten der Kostenminimierung innerhalb des Kooperativen Marktes aufgegeben. Die Spieler dieses Kooperationsmodells können ihre Leistungen somit sowohl intern als auch extern anbieten.³⁷⁰

³⁶⁹ Vgl. hierzu Kapitel 3.2.1. „Die Diskriminierung zwischen nicht-kooperativer und kooperativer Kostenzuteilung findet in der Annahme über die Nachfragen der Spieler statt: sind diese endogen und strategisch wählbar, d. h. werden die Spieler mit Nutzenfunktionen ausgestattet, anhand derer sie zwischen nachgefragten Mengen und zu tragenden Kosten abwägen, bietet sich die nicht-kooperative Modellierung an. Ist jedoch [...] die interne Nachfrage der Spieler durch die exogen vorgegebene Nachfrage eindeutig determiniert, bietet sich die kooperative Modellierung an.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 91.

³⁷⁰ Diese Grundannahme impliziert zudem, dass Anbieter, die nicht den Weg eines Kooperationsmodells gehen, an der Diffusion der vollständig kompatiblen intelligenten Messsysteme mindestens nur begrenzt teilnehmen. Dies begünstigt wiederum die Entstehung eines neuen Monopols in der Marktrolle des Messstellenbetriebs. Die Erkenntnisse über Netzwerkmärkte

- (2) Alle Spieler stellen im kooperativen Markt Mehrproduktmonopole mit subventionsfreien Preisen dar. Eine Quersubventionierung wird ausgeschlossen.³⁷¹
- (3) Alle Datenschutzstandards und BSI-Auflagen werden erfüllt. Deren Internalisierung erfolgt über die Produktionskosten.³⁷²
- (4) Die Erlösmaximierung wird nur durch die Verwertung der Verbrauchsdaten erreicht. Die Internalisierung weiterer Drittnutzen wie bspw. des volkswirtschaftlichen Nutzens, z.B. durch Beteiligung des Staates an den Investitionskosten, ist für die Praxis relevant, wird aus Vereinfachungsgründen allerdings bei der Modellierung nicht berücksichtigt.³⁷³ Dies gilt ebenso für die Verwertung der Verbrauchsdatentransparenz gegenüber den übrigen Marktrollen der Energiewirtschaft.³⁷⁴ Sie bleiben externorientierte Aufgaben der Kooperation im Rahmen der Umsetzung. Durch diese Einschränkung sind Absprachen zwischen den Kooperationspartnern ausreichend für die Umsetzbarkeit des Modells.³⁷⁵
- (5) Das Tarifmodell sieht zwei Tarife vor: Einen Tarif mit der Erlaubnis zur Datenverwertung (Permission), einen Tarif ohne diese Erlaubnis. Dies stellt sicher, dass der Messstellenbetreiber auch Kunden gewinnen kann, die einer Datenverwertung nicht zustimmen. Der Letztverbraucher darf zwischen diesen Tarifen auch nach der Adoption wechseln. Beide Tarife müssen die Kosten des Messstellenbetreibers decken.³⁷⁶ Die Entgeltfest-

und Kritische-Masse-Systeme finden Anwendung. Vgl. hierzu Kapitel 3.1.2, 3.2.2 und 3.3.4. Für die Variabilität dieser Prämisse vgl. Kapitel 4.3.3.

³⁷¹ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2 und 3.3.3.

³⁷² Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

³⁷³ Vgl. hierzu Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

³⁷⁴ Die Weitergabe dieses Nutzens an den Letztverbraucher erfolgt als indirekter Netznutzen über die Anreizregulation der Messentgelte. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.4.

³⁷⁵ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2. Dadurch erfährt das Modell eine Konzentration auf die Innensicht der Kooperation, die externe Unsicherheiten minimiert.

³⁷⁶ Für den Anbieterwechsel greifen die Wechselprozesse im Messwesen. Vgl. hierzu Kapitel 2.2.4.

setzung der Regulierungsbehörden wird als Preisuntergrenze aufgenommen, da sie die Leistungserbringung des Messstellenbetreibers für herkömmliche Zähler bewertet, die zusätzlichen Angebote aus der Nutzung intelligenter Strommesssysteme jedoch noch nicht berücksichtigt.

- (6) Das Ausloten der Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher über die regulierten Entgelte hinaus sowie die Gewinnmaximierung aus der Datenverwertung ist eine externorientierte Aufgabe der Kooperation im Rahmen der Umsetzung des Modells.³⁷⁷
- (7) Die exogene Nachfrage des kooperativen Marktes entspricht derjenigen installierten Basis, die eine Erlösmaximierung der Verbrauchsdatenverwertung erlaubt. Diese Kritische Masse muss nicht identisch sein mit derjenigen, die den Eintritt in die Stabilitätsphase für das multidimensionale Kritische-Masse-System markiert.³⁷⁸ Dies stellt sicher, dass das Angebot ab dem ersten Adopter gilt und die mit dem Diffusionsverlauf verbundenen Risiken eines Marktflops durch die Kooperation getragen werden.³⁷⁹

³⁷⁷ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.3.

³⁷⁸ Die Kosten der Markterschließung lassen sich dabei aus Sicht der Kooperation als Fixkosten interpretieren, die zur Erreichung der Kritischen Masse zur Internalisierung des Drittnutzens anfallen. Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2. Zur Differenzierung der Nachfrage vgl. u.a. SELDERS (2014), S. 91.

³⁷⁹ Vgl. hierzu Kapitel 3.2.2.

4.1.2. Charakterisierung der Spieler und Rollenmodell der Kooperation

Die Spieler des kooperativen Marktes stellen die Absenkung der Adoptionskosten innerhalb des Kooperationsmodells sicher. Die Etablierung des Rollenmodells folgt der Wertschöpfung dieser Spieler und schafft damit die Basis für die Modifikation in der Praxis sowohl hinsichtlich der Spieleranzahl als auch der Rollenverteilung. Im Wesentlichen sind drei Spieler für das Kooperationsmodell erforderlich:³⁸⁰

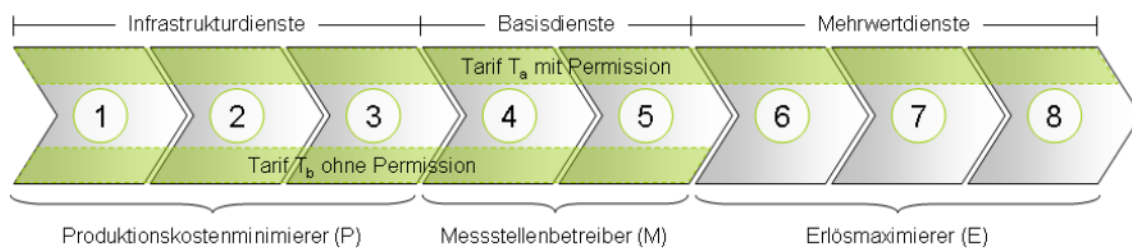
- (1) Der Produktionskostenminimierer (P): Er ist verantwortlich für die Beschaffung und Bereitstellung der Infrastrukturkomponenten, für die Installation sowie für die Datenübertragung und Speicherung. In diesen Verantwortungsbereich fallen auch Aufbau und Betrieb einer gemeinsamen Vermarktungs- und Verwertungsplattform (Mehrwertportal).³⁸¹
- (2) Der Messstellenbetreiber (M): Er ist der Vertragspartner des Letztverbrauchers zur Übernahme von Messstellenbetrieb und Messung sowie zur Datenverwertung (Permission). In dieser Rolle verantwortet er die Belieferung der Markttrollen der Energiewirtschaft und des Erlösmaximierers mit den Verbrauchsdaten sowie die Aufbereitung und Visualisierung der Daten für den Eigenbedarf des Letztverbrauchers.
- (3) Der Erlösmaximierer (E): Er übernimmt alle Aufgaben, die mit der Nutzung der Verbrauchsdaten verbunden sind und nicht durch den Messstellenbetreiber wahrgenommen werden.³⁸² Dazu zählen die Datenaufbereitung, -anreicherung und -veredelung, die Datenverwertung sowie der Datenverkauf. Ebenfalls ihm zugewiesen sei die Verwertung des Mehrwertportals.

³⁸⁰ Für den Extremfall, dass der Messstellenbetreiber alle Rollen alleine ausfüllen kann, greift das ursprüngliche Zuteilungsverfahren von SELDERS (2014) mit der Modellierung der Zusammenarbeit virtueller Unternehmen. Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.

³⁸¹ Diese Rolle könnte bspw. durch ein Telekommunikationsunternehmen wahrgenommen werden, dessen Erfahrungswerte und Kapazitäten aus dem Telekommunikationsmarkt auf diese Weise unter Nutzung von Synergiepotenzialen für den Elektrizitätsmarkt erschließbar werden.

³⁸² Diese Rolle könnte bspw. durch einen spezialisierten Datenverwerter wahrgenommen werden, dessen Erfahrungswerte und Kapazitäten aus dem Datengeschäft auf diese Weise unter Nutzung von Synergiepotenzialen für den Elektrizitätsmarkt erschließbar werden.

Abbildung 27 stellt die Wertschöpfungskette sowie das Rollenmodell dar.



Wertschöpfungsstufe	Beschreibung	Initialverantwortung
1) Beschaffung und Bereitstellung der Infrastruktur	- Einkauf aller Systemkomponenten des intelligenten Strommesssystems sowie der übrigen Infrastruktur - Bereitstellung und Betrieb von Hard- und Software (inkl. Portal)	P
2) Installation	- Terminvereinbarung mit den Letztverbrauchern - Durchführung der Installation mit Logistik und Abrechnung	P
3) Speicherung und Datenübertragung	- Umsetzung des BSI-Schutzprofils und der Technischen Richtlinien - Erstellung, Anpassung und Pflege von Routinen zur Datenübertragung an berechnigte Dritte	P
4) Messstellenbetrieb und Messung	- Übernahme der originären Rolle des Messstellenbetriebs und der Messung mit zwei Tarifen: (T_a) mit Permission, (T_b) ohne Permission - Abrechnung Messentgelte über die und mit der Elektrizitätswirtschaft	M
5) Visualisierung für Eigenbedarf Letztverbraucher	- Bereitstellung eines Zugangs zur Eigendatenvisualisierung für den Letztverbraucher (Portalzugang)	M
6) Aufbereitung, Anreicherung & Veredelung Daten	- Vorbereitung der Verbrauchsdaten zur Verwertung durch Anonymisierung und Verschnitt mit Daten aus anderen Quellen - Aufbau und Pflege einer Systematik zur Interpretation der Daten	E
7) Datenverwertung	- Nutzung der Daten als Grundlage der eigenen Wertschöpfung (z.B. Durchführung von Vermarktungskampagnen auf Basis der Daten) - Akquise und Betreuung von Mehrwertpartnern (inkl. Portalnutzung)	E
8) Datenverkauf	- Identifikation der Informationsbedarfe Dritter aus Verbrauchsdaten - Abgabe und Abrechnung der anonymisierten Daten an Drittverwerter	E

Abbildung 27: Wertschöpfungskette und Rollenmodell der Kooperation

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Erschließung der installierten Basis aller Messstellenbetreiber zur Maximierung der Skaleneffekte der Kooperation erfolgt über die Positionierung des Produktionskostenminimierers und des Erlösmaximierers: Deren Leistungen werden am Markt weiteren Dritten ohne Weitergabe des Kooperationsvorteils angeboten.³⁸³

³⁸³ Diese Positionierung setzt Grundprämisse (16) aus Kapitel 4.1.1 um. Die Darstellung von Wertschöpfungsketten geht auf PORTER (1989) zurück.

4.1.3. Kritische Masse und kooperativer Markt – das erweiterte Kooperationsmodell

Das Angebot des Messstellenbetreibers an den Letztverbraucher setzt sich aus zwei Tarifen zusammen: Einer der Tarife bietet die Leistung des Messstellenbetriebs und der Messung zu Marktpreisen an, unter Berücksichtigung der Regulierungsvorgaben und ohne Internalisierung des Drittnutzens. Der andere Tarif unterscheidet sich dadurch, dass der Abgabepreis für dieselbe Leistung die Internalisierung des Drittnutzens enthält und die Erteilung der Permission zur Verbrauchsdatenverwertung durch den Letztverbraucher voraussetzt. Abbildung 28 illustriert auf Basis der getroffenen Grundannahmen das erweiterte Kooperationsmodell in seiner einfachsten Form und bettet dieses ein in den Marktkontext. Es wird deutlich, dass die Funktionsfähigkeit des kooperativen Marktes die Erreichung zweier Kritischer Massen erfordert, für deren Gewinnung zwei der drei Kooperationspartner verantwortlich sind.

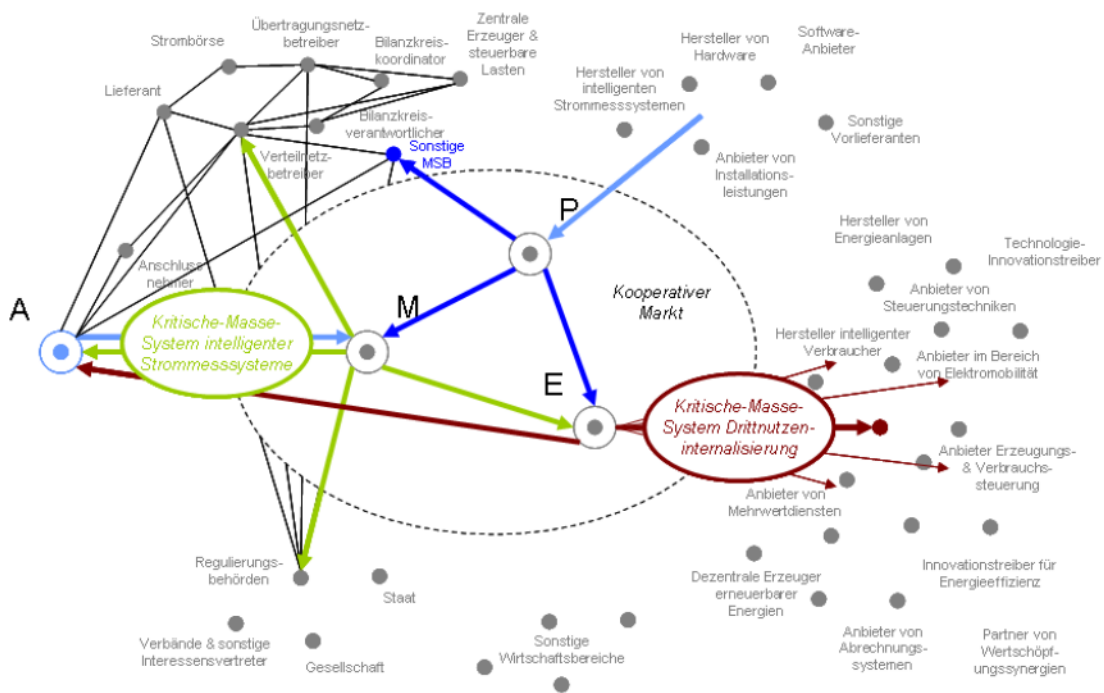


Abbildung 28: Das erweiterte Kooperationsmodell

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 116.

4.1.4. Optimierungsaufgaben für die Markterschließung im Kooperationsmodell

Optimierungsaufgaben bestehen für diejenigen Beziehungen, die einen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit des Modells haben. Aus der Reduktion des erweiterten Kooperationsmodells ergeben sich insgesamt drei externe und zwei interne Optimierungsaufgaben, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- (1) Maximierung der Diffusion: Die Erweiterung des Angebots des Messstellenbetreibers um einen Tarif, der die Internalisierung des Drittnutzens in der Preissetzung berücksichtigt, beeinflusst auf Seiten der Letztverbraucher die individuelle Kritische Masse im Zielzustand so, dass für alle Letztverbraucher eine Adoptionsentscheidung in Betracht kommen kann. Die Optimierungsaufgabe besteht für diesen Aspekt darin, die Weitergabe der Drittnutzeninternalisierung vor dem Hintergrund der Gewinnerzielungsabsicht der Kooperation so zu minimieren, dass das Erreichen der marktseitigen Kritischen Masse für die Tarife des Messstellenbetreibers nicht gefährdet wird.
- (2) Absicherung der Drittnutzenentstehung: Eine Strategie zur Markterschließung muss die Maximierung der Drittnutzeninternalisierung zunächst aus Sicht der Kooperation berücksichtigen. Die Mindestanforderung an die installierte Basis ergibt sich dann aus derjenigen marktbezogenen Kritischen Masse, die diese Maximierung absichert. Risikominimierung aus Sicht der Kooperation erfordert allerdings auch die Identifikation derjenigen Kritischen Masse, deren Drittnutzeninternalisierung gerade die Kosten der Kooperation deckt. Die Optimierungsaufgabe besteht darin, die risikominimale Kritische Masse zu identifizieren. Sie stellt den Maßstab für die Messung des Erfolgs der Strategieumsetzung dar.
- (3) Minimierung der Produktionskosten: Sie ergibt sich im Wesentlichen aus der Optimierung im Vorleistungsbezug und der Bepreisung der erbrachten Eigenleistungen. Unter der Prämisse, dass dieser Spieler vergleichbare Leistungen auch anderen Messstellenbetreibern anbieten darf, treten Skaleneffekte aus der Bedarfsbündelung hinzu. Kern dieser Optimierungsaufgabe ist die Minimierung der Leistungspreise innerhalb der Kooperation sowie die Maximierung der Leistungspreise außerhalb der Kooperation. Dabei

muss das Preisniveau am externen Markt so gewählt werden, dass die erzielbaren Skaleneffekte für die Kooperation erschlossen werden können.

- (4) Subventionsfreie Preise innerhalb der Kooperation: Sie betreffen die Leistungserbringung des Spielers P für Spieler M und E sowie die des Spielers M für Spieler E. Mit Blick auf die Kooperation eigenständiger Unternehmen lässt sich die spieltheoretische Anforderung subventionsfreier Preise nicht ohne Weiteres umsetzen. Daher besteht die Optimierungsaufgabe darin, ein Preisniveau innerhalb der Kooperation zu erreichen, dass sicherstellt, dass keiner der Spieler die Leistungen günstiger beschaffen kann.
- (5) Schließlich besteht die letzte Optimierungsaufgabe darin, den Gewinn für die Kooperationspartner zu maximieren und so zu verteilen, dass die Bedingung der Stabilität für die Kooperation nicht gefährdet ist. Auch dieses Zuteilungsverfahren, das als Gewinnspiel interpretiert werden kann, darf für keinen Spieler einen Anreiz setzen, aus dem Spiel auszutreten.

Abbildung 29 bietet eine Übersicht dieser Zusammenhänge auf Basis des erweiterten Kooperationsmodells aus Kapitel 4.1.3.

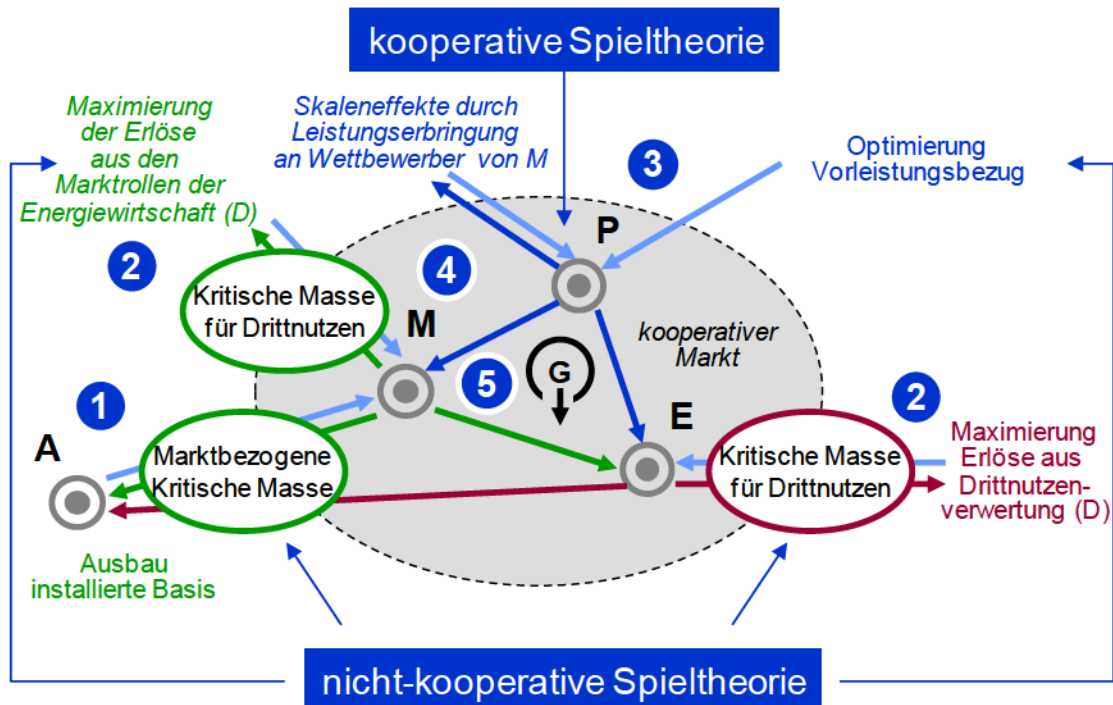


Abbildung 29: Optimierungsaufgaben im erweiterten Kooperationsmodell

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 116.

4.2. Das vernetzte Kostenteilungsspiel mit Kritischer Masse

4.2.1. Die Kostenteilungsspiele des Kooperationsmodells

In dem kooperativen Markt gibt es drei Spieler: Produktionskostenminimierer, Messstellenbetreiber und Erlösmaximierer. Sie werden als „selbständig entscheidende Einheiten betrachtet, die füreinander Leistungen erbringen. Insbesondere verfügt jede Einheit über eine eigene Produktionstechnologie, die beliebige Inputs der anderen Einheiten und vom externen Markt einsetzen kann, und aus der eine Mehrzahl von Gütern hervorgeht, die von den anderen Einheiten oder vom externen Markt nachgefragt werden.“³⁸⁴

Entsprechend der Grundannahmen stellen diese Spieler Mehrproduktmonopole dar, d.h. innerhalb der Kooperation besteht Exklusivität bei der Leistungserbringung. Für die Darstellung der Leistungszusammenhänge ist das Rollenmodell zunächst in eine Produktsicht zu übersetzen, die zudem Aufschluss darüber gibt, welche Produkte intern- und/oder externorientiert angeboten werden.³⁸⁵ Für die Spieler bedeutet dies:

Produktionskostenminimierer (Spieler 1 mit 10 Produkten):

- (1) Bereitstellung und Betrieb intelligenter Strommesssysteme: Dieses Produkt fasst alle Leistungen zusammen, die über die Produktlebensdauer hinweg anfallen. Die dahinter stehende Leistung beginnt mit der Identifikation der passenden Geräte und geht über Beschaffung, Lagerhaltung, Logistik, Garantie- und Serviceabwicklung bis hin zu Retourenmanagement und Austausch.

³⁸⁴ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 120 sowie Kapitel 4.1.4. Die Beschränkung des Modells auf drei Spieler erfolgt lediglich aus Vereinfachungsgründen. Sowohl hinsichtlich der Anzahl der Spieler als auch der Produktanzahl und Leistungsbeziehungen ist dieses Modell beliebig erweiterbar. Für den formalen Beweis vgl. SELDERS (2014), 120ff.

³⁸⁵ Aus Gründen der Darstellbarkeit werden die Produkte soweit aggregiert, dass aus ihrer Benennung die Vollständigkeit der Wertschöpfungskette abgelesen werden kann. Für eine Umsetzung erfordert die Darstellung der Leistungszusammenhänge eine höhere Granularität und Realitätsnähe.

- (2) Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Hardware): Analog Produkt (1) ist hier die gesamte Wertschöpfungskette über die Produktlebensdauer der Hardware umfasst, die nicht Bestandteil des intelligenten Strommesssystems ist. Die Integration der Restriktionen des Kritische-Masse-Systems „intelligente Strommesssysteme“ sowie die Maximierung von Skaleneffekten durch intern- und externorientierte Leistungsabgabe erfordern diese Aufteilung der Hardware-Produkte.
- (3) Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Software): Dieses Produkt bündelt alle Tätigkeiten, die mit dem Aufbau einer Software-Infrastruktur für die Leistungserbringung der Kooperationspartner oder externer zusammenhängen. Dazu zählen Projekte zur Abbildung der Datenverarbeitung und -übermittlung innerhalb der Marktrollen der Energiewirtschaft ebenso wie Konzeption, Programmierung und Betreuung einer Portallösung, die im einfachsten Fall die Verbrauchsdaten der Letztverbraucher visualisiert (für den Tarif mit und ohne Permission) oder Mehrwerte anbietet (nur für den Tarif mit Permission).
- (4) Installation: Mit diesem Produkt werden alle Tätigkeiten gebündelt, die mit einer Leistungserbringung beim Letztverbraucher verbunden sind, die Hardwarekomponenten mit den Softwarekomponenten verbinden und die Einbindung der Zähler in das Kommunikationsnetz sicherstellen.
- (5) Speicherung und Datenübertragung: Die Bündelungen dieser Tätigkeiten sichert die Datenverfügbarkeit für alle Anwendungsfälle ab. Sie umfasst sowohl die Verfügbarkeit der Daten einschließlich der Erstellung von Sicherheitskopien beim Letztverbraucher vor Ort als auch die Übertragung in die Systeme der einzelnen Berechtigten über das Kommunikationsnetz.

Diese Produkte werden durch Spieler 1 sowohl intern- als auch externorientiert angeboten. Da die Darstellung der Leistungszusammenhänge im kooperativen Markt eine Trennung dieser beiden Spieler-Orientierungen fordert, erfolgt die Spiegelung dieser Produkte für den externen Markt. Damit bietet Spieler 1 insgesamt zehn Produkte an, die alle die Grundannahme der Datenschutz- und BSI-Schutzprofil-Konformität erfüllen.³⁸⁶

³⁸⁶ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 130.

Messstellenbetreiber (Spieler 2 mit 5 Produkten):

- (1) Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher ohne Permission: Dieses Produkt umfasst alle Tätigkeiten, die mit der Vertragsabwicklung im Zusammenhang stehen. Diese schließen auch diejenige Mess- und Verbrauchsdatenbereitstellung an die Marktrollen der Energiewirtschaft ein, die aufgrund von Gesetzen und Verordnungen mit der Übernahme dieser Marktrolle verbunden sind. Dieses Produkt entspricht dem *Tarif ohne Permission* und repräsentiert den Anwendungsfall, der Grundlage der Kosten-Nutzen-Analyse ist.
- (2) Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher mit Permission: Dieses Produkt unterscheidet sich von Produkt (1) nur dadurch, dass dieser *Tarif mit Permission* günstiger ist, da der Letztverbraucher dem Messstellenbetreiber und mit diesem in Vertragsbeziehung stehenden Kooperationspartnern eine außerhalb der originären Messdienstleistung liegende Verwertung seiner Verbrauchsdaten gemäß den Grundannahmen erlaubt.
- (3) Visualisierung der Verbrauchsdaten für den Letztverbraucher: Dieses Produkt wird entsprechend der Neuberechnung der Kosten-Nutzen-Analyse getrennt betrachtet, da es sich hierbei um eine Option handelt. Sie kann u.a. entweder per App oder per abgesetztem Display in der Wohnung seitens des Letztverbraucher gewählt werden.³⁸⁷
- (4) Messdatenbereitstellung für die Marktrollen der Energiewirtschaft: Bestandteil dieses Produktes sind alle Datenprodukte, die nicht in den durch Gesetze und Verordnungen vorgegebenen Leistungsumfang des Messstellenbetreibers fallen. Es handelt sich dabei um Informationen, für die die Zahlungsbereitschaft der Marktrollen der Energiewirtschaft im freien Wettbewerb ausgehandelt werden kann.
- (5) Bereitstellung der Verbrauchsdaten: Sie umfasst die Weitergabe derjenigen Daten an den Erlösmaximierer, für deren Verwertung Spieler 2 eine Permission des Letztverbraucher vorliegt. Da der Letztverbraucher sowohl das Recht auf Tarifwechsel als auch die Option des Anbieterwechsels be-

³⁸⁷ Vgl. hierzu u.a. ERNST & YOUNG (2014) sowie Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

sitzt, ist von diesem Produkt auch die Validierung der Permission vor jeder Datenweitergabe umfasst.

Alle für seine Geschäftstätigkeit erforderlichen Vorleistungen bezieht der Spieler 2 innerhalb des kooperativen Marktes und damit vom Mehrproduktmonopol des Spielers 1. Seine Produkte (1) bis (4) bietet Spieler 2 externorientiert, Produkt (5) innerhalb der Kooperation an.

Erlösmaximierer (Spieler 3 mit 3 Produkten):

- (1) Aufbereitung, Anreicherung und Veredelung der Daten: Dieses Produkt bündelt alle Tätigkeiten, die mit der Vorbereitung zur Datenverwertung verbunden sind. Von diesem Produkt hängt die Erlösmaximierung der Verbrauchsdaten ab. Insbesondere die Interpretation der Daten stellt bei diesem Produkt eine wesentliche Tätigkeit dar.
- (2) Datenverwertung: Sie umfasst alle Tätigkeiten, die mit einer Kommerzialisierung der Daten unter Nutzung weiterer Dienstleistungen des Spielers 3 verbunden sind. Dazu zählt u.a. die Durchführung von Marktforschungen oder Vertriebskampagnen für externe Kunden von Spieler 3, die dieser vollständig oder teilweise erbringt, ohne dabei die genutzten Daten in Rechnung zu stellen. Deren Berechnung erfolgt über Produkt (3). Dieses Produkt weitet die Wertschöpfung des kooperativen Marktes zur Internalisierung des Drittnutzens um die Erzielung von Provisionen und anderen Vermarktungsumsetzen aus.
- (3) Datenverkauf: Dieses Produkt umfasst alle Datenpakete, die Spieler 3 mit oder ohne weitere Dienstleistungen an seine Kunden verkauft. Die mit der Erstellung der Datenpakete verbundenen Einzelkosten für Aufbereitung, Anreicherung und Veredelung sind in den Preisen der Datenpakete inkludiert.

Die Besonderheit an der Leistungserbringung von Spieler 3 besteht in der Eigenabnahme von Produkt (1). Diese Leistung ist eine Grundvoraussetzung zur Maximierung der Drittnutzeninternalisierung, da erst durch die Anreicherung der Verbrauchsdaten mit anderen Verbraucher-, Markt- und Geoinformationen der Wert der Verbrauchsdaten maximiert werden kann. Diese Vorarbeit schafft die Voraussetzung für die Produkte (2) und (3), stellt jedoch Rüstkosten dar, die ggf. nicht ausschließlich durch die Preise der Produkte (2) und (3) gedeckt werden können und somit als Fixkosten der Kooperation interpretiert werden können.

Abbildung 30 fasst die Produkte der einzelnen Spieler des kooperativen Marktes sowie deren Orientierung zusammen.

Spieler	Bezeichnung	k	Produktbeschreibung	Spielerorientierung	
				intern	extern
1	P	1	Bereitstellung und Betrieb intelligenter Strommesssysteme	✓	
		2	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Hardware)	✓	
		3	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Software)	✓	
		4	Installation	✓	
		5	Speicherung und Datenübertragung	✓	
		6	Bereitstellung und Betrieb intelligenter Strommesssysteme		✓
		7	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Hardware)		✓
		8	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Software)		✓
		9	Installation		✓
		10	Speicherung und Datenübertragung		✓
2	M	11	Bereitstellung der Verbrauchsdaten	✓	
		12	Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher ohne Permission		✓
		13	Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher mit Permission		✓
		14	Visualisierung der Verbrauchsdaten für den Letztverbraucher		✓
		15	Messdatenbereitstellung für Marktrollen der Energiewirtschaft		✓
3	E	16	Aufbereitung, Anreicherung und Veredelung der Daten	✓	*)
		17	Datenverwertung (eigene Kommerzialisierung)		✓
		18	Datenverkauf (ohne eigene Kommerzialisierung)		✓

*) Die Leistungen kann E auch extern anbieten, ist aber nicht Fokus des Modells

Abbildung 30: Leistungskatalog der Spieler im Kostenteilungsspiel

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Blick auf die Mechanik des Zuteilungsverfahrens sind für jeden Spieler die internorientierten Leistungen an den Anfang der Leistungskataloge der Spieler gestellt. Entsprechend des Leistungskatalogs aus Abbildung 30 seien mit k den Leistungen der Spieler eindeutige Nummern zugewiesen, wobei

$k = 1, 2, \dots, 10$ die Leistungen von Spieler 1 (P),

$k = 11, 12, \dots, 15$ die Leistungen von Spieler 2 (M) und

$k = 16, 17$ und 18 die Leistungen von Spieler 3 (E) seien.

Die Kostenzuteilung innerhalb des kooperativen Marktes verfolgt die Kostenminimierung und stellt daher auf die Leistungsverflechtung zwischen den internorientierten Spielern ab. Die externorientierten Spieler hingegen haben die Aufgabe der Marktpreismaximierung für den Output der Kooperation. Da keiner der Spieler im erweiterten Kooperationsmodell rein internorientiert ist, betrifft die Forderung nach subventionsfreien Preisen nur die Leistungen, die die Spieler für ihre Kooperationspartner erbringen. Der Sonderfall der Eigenverwertung kann dabei ausgeklammert werden, da er nicht zu einer Kostendeckung des Spielers beiträgt. Diese Kosten sind als Fixkosten der Kooperation bei der späteren Gewinnverteilung zu berücksichtigen.³⁸⁸

Zur Sicherstellung subventionsfreier Preise innerhalb des kooperativen Marktes sind somit zwei Kostenteilungsspiele zu modellieren: Für den Produktionskostenminimierer (Spieler 1) und den Messstellenbetreiber (Spieler 2).³⁸⁹ Die Kritische Masse aus den Grundannahmen bestimmt dabei die Untergrenze der exogenen Nachfrage des kooperativen Marktes.

³⁸⁸ Die Allokation der Gemeinkosten bei der Kooperation virtueller Unternehmen innerhalb eines Unternehmens stößt an ihre Grenzen bei der Kooperation realer Unternehmen: In diesem Fall lassen sich die Kosten nicht allen Spielen des kooperativen Marktes zuteilen, da diesen die Rechnungsbegründende Gegenleistung fehlt. Daher erfolgt die Verlagerung des Fixkostenproblems in die Gewinnverteilung der Kooperation. Vgl. hierzu die Darstellung zum proportionalisierten Aumann-Shapley-Preismechanismus bei SELDERS (2014), S. 84 und in Kapitel 3.3.2 sowie zur Gewinnbeteiligung der einzelnen Spieler SELDERS (2014), S. 151-154.

³⁸⁹ Vgl. zur den Einschränkungen der Umsetzbarkeit subventionsfreier Preise bei der Kooperation realer Unternehmen Kapitel 3.3.4 sowie 4.1.1.

Es seien die Mengen des Modells bezogen auf die Anzahl der Letztverbraucher q , wobei

q_P = Anzahl Kunden mit Permission, mit

q_{P^*} = Kritische Masse zur Drittnutzeninternalisierung, wobei

P = Tarif mit Permission

und

q_{nP} = Anzahl Kunden ohne Permission, wobei

nP = Tarif ohne Permission

und

q_A = Anzahl Adopter (Letztverbraucher) als Kunden von Spieler 1, mit

q_{A^*} = marktbezogene Kritische Masse der Diffusion für Spieler 1, wobei

A = Adopter.

Dann gilt für den Zusammenhang zwischen der Kritischen Masse zur Drittnutzeninternalisierung und der Kritischen Masse der Diffusion:

$$q_{A^*} = q_{P^*} + (q_P - q_{P^*}) + q_{nP} \quad , \text{ mit}$$

$$q_{A^*} \geq q_P \geq q_{P^*} \quad \text{und}$$

$$q_{nP} \geq 0 \quad .$$

Für die Umsetzbarkeit des erweiterten Kooperationsmodells bildet q_{P^*} die Schwelle, ab deren Überschreitung die Markterschließung erfolgreich ist und bei deren Unterschreitung diese ein Flopp ist, da dann die Internalisierung des Drittnutzens zur Amortisation des Tarifs mit Permission nicht mehr ausreicht. Der Diffusionsverlauf unterhalb dieser Schwelle kann als *Instabilitätsphase* des Kritische-Masse-Systems bezeichnet werden. Die Kundenentwicklung von q_{P^*} bis q_{A^*} kann aufgrund der Besonderheiten intelligenter Strommesssysteme durch M2M Kommunikation als *Katalysatorphase* bezeichnet werden. In dieser Phase ist das Kooperationsmodell nicht mehr gefährdet und die Internalisierung des Drittnutzens wächst durch die Attrakti-

vitätszunahme der Verbrauchsdatenbasis gegenüber der Untergrenze q_{P^*} . Die Überschreitung von q_{A^*} kann als Eintritt in die *Stabilitätsphase* des Kritische-Masse-Systems aus Anbietersicht bezeichnet werden. Insofern führt die Internalisierung des Drittnutzens zu einer Phasenunterteilung der Instabilitätsphase herkömmlicher Kritische-Masse-Systeme in eine Instabilitätsphase für das Kooperationsmodell und eine Katalysatorphase, in der der Effekt der selbstverstärkenden Nachfrage zwar noch nicht erreicht, das Geschäftsmodell der Kooperation aber im Markt etabliert und das Deadoptionsrisiko aus der Aufgabe der Geschäftstätigkeit des Messstellenbetreibers überwunden ist.³⁹⁰ Abbildung 31 verdeutlicht diese Zusammenhänge anhand des Diffusionsverlaufs von Kritische-Masse-Systemen.

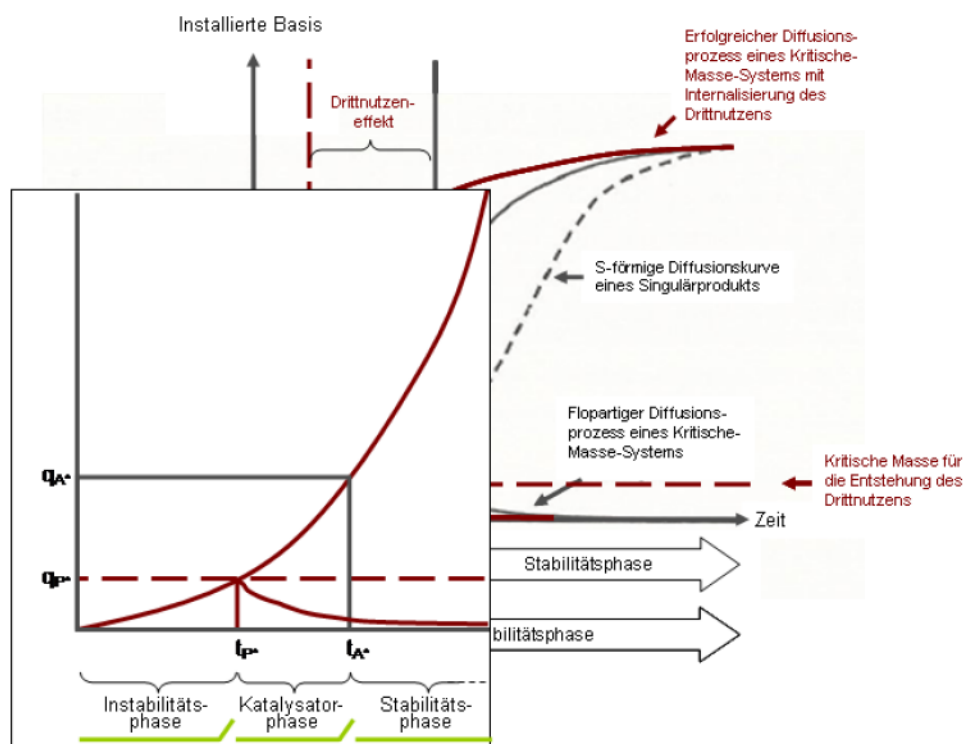


Abbildung 31: Phasenmodell der Kritischen Massen im Kooperationsmodell

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von LIEHR (2005), S. 36.

³⁹⁰ Ohne Internalisierung des Drittnutzens ist $q_{A^*} = q_{P^*}$, so dass die Katalysatorphase entfällt. Es bleiben dann Instabilitäts- und Stabilitätsphase analog der Terminologie in der Literatur zu Kritische-Masse-Systeme bestehen. Vgl. hierzu u.a. LIEHR (2005) sowie Kapitel 3.2.2.

Für die Modellierung des Outputs bedeutet dies, dass sich die Leistungen der Kooperationspartner im Rahmen der Markterschließung in der Instabilitätsphase an q_{P^*} orientieren müssen. Wird q_{P^*} nicht erreicht, scheitert der Markteintritt. In der Katalysatorphase ist q_{A^*} der Grenzwert, an dem sich die Modellierung ausrichtet, wobei q_{P^*} nicht unterschritten werden darf. Die Outputs für Leistungen, die einen Bezug zu der installierten Basis haben, können vor diesem Hintergrund für zwei Abschnitte als Konstante definiert werden:

$$q_i = q_{P^*} \quad \text{für } 0 \leq i \leq i_{P^*} \text{ (Instabilitätsphase), wobei}$$

$i =$ Anzahl der Kunden der installierten Basis

mit

$$q_{nP} = 0$$

und

$$q_i = q_{A^*} \quad \text{für } i_{P^*} < i \leq i_{A^*} \text{ (Katalysatorphase), mit}$$

$$Q_{P^*} \subset Q_{A^*} \quad , \text{ wobei}$$

$Q_{P^*} =$ Menge aller Kunden mit Permission die Kritische Masse des Drittnutzens ist und

$Q_{A^*} =$ Menge aller Kunden von M mit und ohne Permission, die Kritische Masse der selbstverstärkenden Nachfrage ist.

Ab Eintritt in die Stabilitätsphase sind die Outputs keine Konstanten mehr. Es gilt

$$q_i = q_i \quad \text{für } i > i_{A^*} \quad \text{(Stabilitätsphase), mit}$$

$$Q_{P^*} \subset Q_i .$$

Die Anzahl von Kunden ohne Permission q_{nP} unterstützt die Erreichung von q_{A^*} , hat jedoch keinen Einfluss auf die Entstehung des Drittnutzens aus Datenverwertung. Für die Instabilitätsphase werden daher mit $q_{nP} = 0$ diese Kunden zur Vereinfachung der Modellierung vernachlässigt. Dies erschließt sich auch aus der Zielsetzung der Kooperation: Wird q_{A^*} ohne q_{P^*} erreicht, setzt sich das Angebot von M ohne Permission am Markt zwar durch, die Internalisierung des Drittnutzens findet aber nicht statt. In diesem Fall böte für E die Teilnahme an der Kooperation keinen Vorteil.

Die Optimierungsaufgabe der Markterschließung im Kooperationsmodell für Netzprodukte, die die Entstehung von Drittnutzen ermöglichen, lässt sich anhand des Phasenmodells konkretisieren:

- (1) Instabilitätsphase: Konzentration auf die Erreichung der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung (q_{P^*})
- (2) Katalysatorphase: Gewinnung der Kritischen Masse für die Selbstverstärkung der Nachfrage nach den Produkten von M (q_{A^*}) ohne Gefährdung des Drittnutzens (q_{P^*}).
- (3) Stabilitätsphase: Gewinnmaximierung der Kooperation ($q > q_{A^*}$) ohne Gefährdung des Drittnutzens (q_{P^*}).

Diese Mengensicht umfasst alle Kunden von M. Die Preise der Leistungen von P hängen zudem davon ab, wie viele Leistungen P außerhalb des kooperativen Marktes verkaufen kann. Diese exogenen Skaleneffekte müssen sich in den Preisen von P niederschlagen.³⁹¹ Es sei

$$q_{(P)} = q_i + q_{ek} \quad , \text{ wobei}$$

$q_{(P)}$ = Gesamtoutput von P,

q_i = Output des kooperativen Marktes und

³⁹¹ Dies ist eine Voraussetzung für die Gewährung subventionsfreier Preise innerhalb der Kooperation. Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3.

q_{ek} = Output von P der Leistungen k für den externen Markt

mit

$$q_{ek} \geq 0$$

und

$$Q_e \not\subset Q_i$$

, wobei

Q_e = Menge von Kunden A, die von P außerhalb des kooperativen Marktes beliefert werden und

Q_i = Menge aller Kunden A von M in den Tarifen mit und ohne Permission.

Zur Vereinfachung des Modells wird unterstellt, dass die Outputmengen von M mit q_P korreliert sind. Die Outputmengen q_{nP} und q_{ek} sind aufgrund der Abhängigkeit von der Permission zur Datenverwertung für das Ergebnis der Internalisierung des Drittnutzens aus Sicht der Kooperation irrelevant. Zudem wird unterstellt, dass der Output jeder Leistung innerhalb des kooperativen Marktes in direktem Zusammenhang mit der installierten Basis steht.

Für die Preise wird angenommen, dass Sie innerhalb des kooperativen Marktes gerade die Kosten decken und außerhalb dessen der Gewinnerzielung dienen. Unter der Annahme, dass die einzelnen Leistungen mit Ausnahme der Preisgestaltung ansonsten identisch sind, ergibt sich folgender Zusammenhang

$$p_{knk} = p_{kk} + G_k$$

, wobei

p_{knk} = Preis der Leistung k außerhalb des kooperativen Marktes,

p_{kk} = subventionsfreier Preis der Leistung k innerhalb des kooperativen Marktes und

G_k = Gewinn der Leistung k.

Für die Kostenteilungsspiele gilt die „Vorgabe, dass Einnahmen und Ausgaben (Leistung und Gegenleistung) einer Abteilung ausgeglichen sein sollen.“³⁹² Die Übertragung dieser Vorgabe auf das erweiterte Kooperationsmodell erfolgt für alle Spieler, die interne Leistungen erbringen. Dies sind der Produktionskostenminimierer und der Messstellenbetreiber.

Es sei

$$U_{(P)} = U_{(P)K} + U_{(P)e}$$

, wobei

$U_{(P)}$ = Gesamtumsatz von P

$U_{(P)K}$ = Umsatz von P im kooperativen Markt

$U_{(P)e}$ = externer Umsatz von P

mit

$$U_{(P)K} = K_{(P)}$$

, wobei

$K_{(P)}$ = Kosten von P für die erbrachten Leistungen.

$U_{(P)K}$ lässt sich als Skalarprodukt des Mengen- und Preisvektors darstellen. Unter Verwendung des Leistungskatalogs ergibt sich

$$U_{(P)K} = \begin{pmatrix} q_i \\ q_i+q_P \\ q_i+q_P \\ q_i \\ q_i \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} p_{1K} \\ p_{2K} \\ p_{3K} \\ p_{4K} \\ p_{5K} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} q_i * p_{1K} \\ (q_i+q_P) * p_{2K} \\ (q_i+q_P) * p_{3K} \\ q_i * p_{4K} \\ q_i * p_{5K} \end{pmatrix}$$

³⁹² Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 131. Die Darstellung folgt ansonsten dem Modell von SELDERS (2014), S. 120-130.

und damit

$$U_{(P)K} = q_i * p_{1K} + (q_i + q_P) * p_{2K} + (q_i + q_P) * p_{3K} + q_i * p_{4K} + q_i * p_{5K}$$

$$U_{(P)K} = q_i * \sum_{k=1}^5 (p_{kK}) + q_P * \sum_{k=2}^3 (p_{kK}) . \quad (\text{Gleichung 3})$$

Aus den getroffenen Annahmen leitet sich ab, dass die Leistungen Bereitstellung und Betrieb sonstiger Hardware-Infrastrukturkomponenten ($k = 2$) sowie Bereitstellung und Betrieb sonstiger Software-Infrastrukturkomponenten ($k = 3$) mit Blick auf die Kooperationspartner M und E identisch sind. Diese Prämisse stellt jedoch keine Einschränkung des Modells dar, da sie lediglich der Vereinfachung dient.³⁹³

Für den Messstellenbetreiber stellt sich das Kostenteilungsspiel mit Blick auf den Leistungskatalog wie folgt dar: Es sei

$$U_{(M)} = U_{(M)K} + U_{(M)e} \quad , \text{ wobei}$$

$U_{(M)}$ = Gesamtumsatz von M

$U_{(M)K}$ = Umsatz von M im kooperativen Markt

$U_{(M)e}$ = externer Umsatz von M

mit

$$U_{(M)K} = K_{(M)} \quad , \text{ wobei}$$

$K_{(M)}$ = Kosten von M für die erbrachten Leistungen.

³⁹³ Zur Verallgemeinerung der Modellprämissen vgl. Kapitel 4.2.4.

Da M innerhalb des kooperativen Marktes nur eine Leistung anbietet, folgt für $U_{(M)K}$

$$U_{(M)K} = q_P \cdot p_{11K}. \quad (\text{Gleichung 4})$$

Aus der rein externorientierten Leistungserbringung des Erlösmaximierers ergibt sich, dass für diesen kein Kostenteilungsspiel zu modellieren ist. Es gilt

$$U_{(E)} = U_{(E)K} + U_{(E)e} \quad , \text{ wobei}$$

$U_{(E)}$ = Gesamtumsatz von E
 $U_{(E)K}$ = Umsatz von E im kooperativen Markt
 $U_{(E)e}$ = externer Umsatz von E

mit

$$U_{(E)K} = 0$$

und damit

$$U_{(E)} = U_{(E)e} .$$

Hinsichtlich der Optimierungsaufgaben für die Markterschließung im Kooperationsmodell lässt sich folgendes Zwischenfazit ziehen:³⁹⁴

- (1) Die abschnittsweise Mengendefinition entlang des Phasenmodells sichert die Drittnutzenentstehung ab, da $q_{nP} = 0$ für die Instabilitätsphase und danach $Q_{P^*} \subset Q_i$.³⁹⁵

³⁹⁴ Vgl. hierzu Kapitel 4.1.4.

³⁹⁵ Vgl. hierzu die Darstellung in Abbildung 31 dieses Kapitels.

- (2) Durch die Integration der Vorgabe $U = K$ werden subventionsfreie Preise innerhalb des kooperativen Marktes sichergestellt.³⁹⁶
- (3) Noch offen sind die Maximierung der Diffusion, die Produktionskostenminimierung sowie die Gewinnmaximierung. Die Lösung dieser Optimierungsaufgaben erfordert die Berücksichtigung der externen Leistungserbringung der Kooperationspartner sowie deren Wechselwirkungen mit der Leistungserbringung innerhalb des kooperativen Marktes.³⁹⁷

Abbildung 32 fasst diese Zusammenhänge zusammen und erweitert damit die Darstellung aus Kapitel 4.1.4.

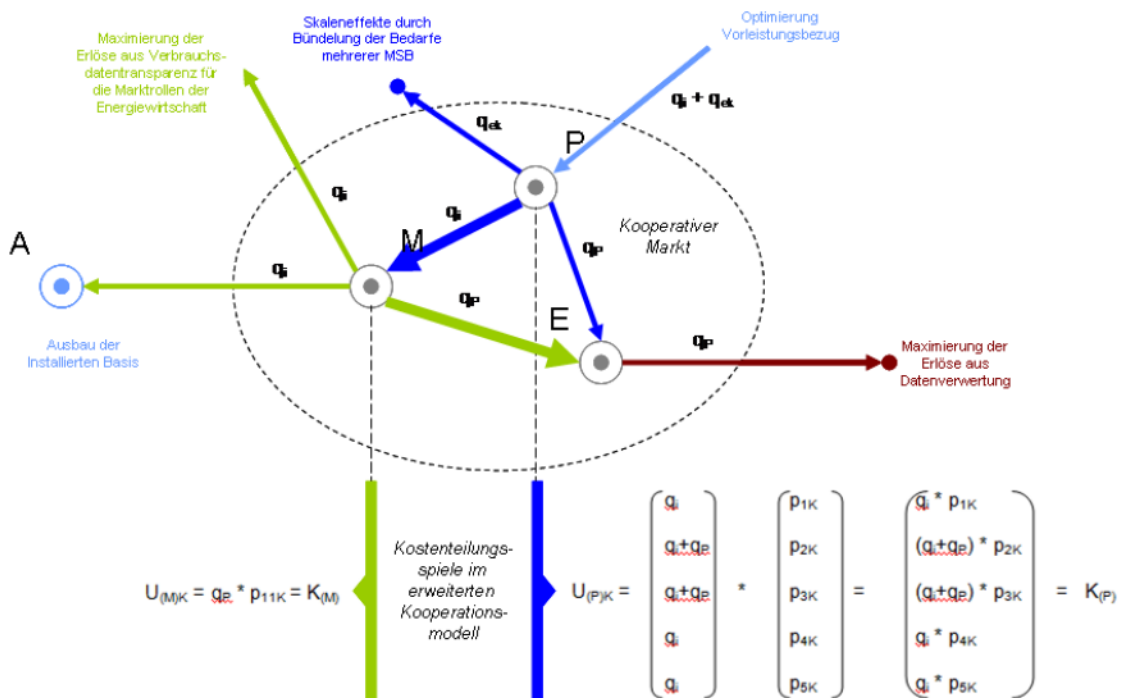


Abbildung 32: Mengenflüsse und Kostenteilungsspiele im Kooperationsmodell

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 116.

³⁹⁶ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 131.

³⁹⁷ Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 4.1.3 und 4.1.4.

4.2.2. Das Gleichungssystem der Gesamtoptimierung

Die Erweiterung der Kostenteilungsspiele zum Gesamtmodell erfordert einerseits die Berücksichtigung der externen Skaleneffekte zur Produktionskostenminimierung und andererseits die Internalisierung des Drittnutzens.

Die Skaleneffekte mit Bezug zur installierten Basis im Markt setzen sich zusammen aus der Kundenentwicklung von M sowie der Belieferung weiterer Messstellenbetreiber durch P. Es sei

$$q_S = q_i - q_P + q_e \quad , \text{ wobei}$$

q_S = Gesamtoutput für alle Kunden A, die von M und P ohne Permission bedient werden.

Dann gilt für den Skaleneffekt

$$G_{qS} = G_{qS(M)} + G_{qS(P)} \quad , \text{ wobei}$$

G_{qS} = Gewinn aus Skaleneffekt Menge ohne Permission

$G_{qS(M)}$ = Gewinn aus Skaleneffekt für M

$G_{qS(P)}$ = Gewinn aus Skaleneffekt für P

mit

$$G_{qS(M)} = (q_i - q_P) * (p_{12nK} + p_{13nK})$$

und

$$G_{qS(P)} = \sum_{k=6}^{10} ((q_i - q_P + q_{ek}) * p_{knK}) \quad , \text{ so dass}$$

$$G_{qS} = (q_i - q_P) * (p_{12nK} + p_{13nK}) + \begin{pmatrix} (q_i - q_P + q_{e6}) * p_{6nK} \\ (q_i - q_P + q_{e7}) * p_{7nK} \\ (q_i - q_P + q_{e8}) * p_{8nK} \\ (q_i - q_P + q_{e9}) * p_{9nK} \\ (q_i - q_P + q_{e10}) * p_{10nK} \end{pmatrix} .$$

Die Preise stellen in diesem Zusammenhang nicht die Abgabepreise von M und P dar, sondern die Werte, die als Skaleneffekte in der Kalkulation der Preise für den kooperativen Markt berücksichtigt werden können. Solche Skaleneffekte sind insofern stabil, als dass sie auf der Annahme beruhen, dass eine steigende Produktmenge mit sinkenden Stückkosten produziert werden kann. Daher haben die durch die Kooperationspartner am externen Markt verkauften Mengen Einfluss auf die Gesamtkosten der Leistungserbringung.

Hinzu kommt der Effekt der Messdatenbereitstellung für Marktrollen der Energiewirtschaft. Dieser hängt ebenfalls von der installierten Basis ab, hat aber einen anderen Adressaten als A. Es sei

$$G_{MD} = q_i * p_{15nK}$$

, wobei

G_{MD} = Gewinn aus Messdatenbereitstellung für Marktrollen der Energiewirtschaft.

Die Internalisierung des Drittnutzens erfolgt über die Leistungen von E. Es sei

$$G_D = q_P * (p_{17nK} + p_{18nK} - p_{16nK})$$

, wobei

G_D = Gewinn aus der Internalisierung des Drittnutzens.

Dabei wird vorausgesetzt, dass die Aufbereitung, Anreicherung und Veredelung von Daten durch E dem Grundsatz subventionsfreier Preise folgt, auch wenn diese Leistung ($k = 16$) als Eigenleistung nicht für die anderen Kooperationspartner erbacht wird.³⁹⁸

Unter der Prämisse, dass die Spieler P, M und E des kooperativen Spiels den Gewinn gemeinsam erwirtschaften, ergibt sich daraus die Gewinnfunktion des Gesamtmodells.

Es folgt

$$G = G_{qS} + G_{MD} + G_D \quad , \text{ wobei}$$

$G =$ Gewinn des erweiterten Kooperationsmodells.

Der Beitrag der einzelnen Spieler ergibt sich aus

$$G_P = G_{qS(P)} \quad , \text{ wobei}$$

$G_P =$ Gewinnbeitrag von P

$$G_M = G_{qS(M)} + G_{MD} \quad , \text{ wobei}$$

$G_M =$ Gewinnbeitrag von M

$$G_E = G_D \quad , \text{ wobei}$$

$G_E =$ Gewinnbeitrag von E.

Dieser Kooperationsgewinn kann nun dazu verwendet werden, die Adoptionskosten für die Kunden mit Permission zu senken und Kosteneffizienz der Spieler zu belohnen.

³⁹⁸ „Die Kosten der ‚Selbstbedienung‘ müssen nur anteilmäßig auf die Empfänger der Leistungen [des Spielers] verteilt werden.“ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 128 i.V.m. KAPLAN (1973).

Für die Gewinnverteilungsfunktion bedeutet dies

$$G = G_P/G * (G - K_D) + G_M/G * (G - K_D) + G_E/G * (G - K_D) + K_D, \text{ wobei}$$

$K_D =$ Absenkung der Adoptionskosten für A

mit

$$K_D = q_P * D$$

, wobei

$D =$ Drittnutzen

und

$$G_P \geq 0, G_M \geq 0, G_E \geq 0, K_D \geq q_P * D > 0 .$$

Die Berücksichtigung der Adoptionskostenabsenkung für Kunden mit Permission führt zu einer Normierung der Gewinnanteile der Kooperationspartner analog der Selbstbedienung.³⁹⁹ Die Verteilung des Kooperationsgewinns auf Basis der erreichten Effizienzgewinne erfüllt die Anreizkompatibilität, da produktives Verhalten belohnt, unproduktives bestraft wird. Dieser Anreiz wächst mit q_P und stellt insofern die Attraktivität zur Teilnahme am Spiel sicher, als dass ohne die Internalisierung des Drittnutzens der adressierbare Markt der Kooperation aufgrund der individuellen Kritischen Massen auf Kunden mit einem Jahresverbrauch ab 6.000 kWh begrenzt ist.⁴⁰⁰ Wird durch die Kooperation der Preis auf das Niveau herkömmlicher Messeinrichtungen reduziert, steht der Gesamtmarkt als adressierbarer Markt zur

³⁹⁹ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 128 mit Verweis auf KAPLAN (1973).

⁴⁰⁰ Vgl. hierzu die Darstellung zum Investitionsdilemma der Energiewirtschaft in Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

Verfügung.⁴⁰¹ Die Preisvorgaben der Regulierungsbehörden stellen somit die Preisuntergrenze in diesem Markt dar.⁴⁰²

Mit Blick auf die Gewinnerzielungsabsicht der Kooperation lautet die Optimierungsaufgabe

$$\text{Kooperation} = \min (K_D) \quad \text{unter der Zielsetzung}$$

$$\text{Kooperation} = \max (q_P)$$

so dass schließlich für den Gewinn nach Internalisierung des Drittnutzens gilt

$$G_{(A)K} = q_P * (p_{12nK} + p_{14nK}) \quad , \text{ wobei}$$

$G_{(A)K}$ = Gewinn durch Adopter
mit Permission bei M mit

$$p_{14nK} = p_{13nK} - D .$$

Durch die Öffnung der Leistungserbringung aller Spieler für den externen Markt werden die Skaleneffekte maximiert. Diese Modellierung berücksichtigt die Effekte der externen Leistungserbringung und integriert die Kritische-Masse-Systeme. Die in der Gewinnverteilungsfunktion verankerte Anreizmechanik begrenzt einerseits die Produktionskostenminimierung in dem Umfang, der zur Diffusionsmaximierung erforderlich ist und belohnt produktives Verhalten im Sinne der Gewinnmaximierung der Kooperation.⁴⁰³ Abbildung 33 stellt diese Zusammenhänge als Verflechtungsmatrix der Input-Output-Analyse dar.

⁴⁰¹ Zu den Effekten auf die Erfolgsfaktoren der Umsetzung in der Praxis vgl. Kapitel 4.3.4.

⁴⁰² Diese Preisuntergrenze kann nicht als Konstante interpretiert werden, da die Arbeit der Regulierungsbehörden das Ziel verfolgt, den Markt zu öffnen und Monopolgewinne im Sinne der Letztverbraucher abzuschmelzen. Insofern muss im Rahmen einer Umsetzung des Modells diese Preisuntergrenze als Risikofaktor berücksichtigt werden.

⁴⁰³ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1.

Spieler	Bezeichnung	k	Produktbeschreibung	Interne Umsätze der Spieler			Realumsatz	Gesamtumsatz
				1	2	3		
1	P	1	Bereitstellung und Betrieb intelligenter Strommesssysteme	0	$q_i * p_{1k}$	0	0	$U_{(P)K} = q_i * \sum_{k=1}^6 (p_{kk}) + q_p * \sum_{k=2}^3 (p_{kk})$
		2	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Hardware)	0	$q_i * p_{2k}$	$q_p * p_{2k}$	0	
		3	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Software)	0	$q_i * p_{3k}$	$q_p * p_{3k}$	0	
		4	Installation	0	$q_i * p_{4k}$	0	0	
		5	Speicherung und Datenübertragung	0	$q_i * p_{5k}$	0	0	
		6	Bereitstellung und Betrieb intelligenter Strommesssysteme	0	0	0	0	
		7	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Hardware)	0	0	0	0	
		8	Bereitstellung und Betrieb sonstiger Infrastrukturkomponenten (Software)	0	0	0	0	
		9	Installation	0	0	0	0	
		10	Speicherung und Datenübertragung	0	0	0	0	
2	M	11	Bereitstellung der Verbrauchsdaten	0	0	$q_p * p_{11k}$	0	$G_{(S)(P)} = \sum_{k=2}^{10} ((q_i - q_p) * q_{ek}) * p_{1kk}$
		12	Visualisierung der Verbrauchsdaten für den Letztverbraucher	0	0	0	0	
		13	Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher ohne Permission	0	0	0	0	
		14	Messstellenbetrieb und Messung für Letztverbraucher mit Permission	0	0	0	0	
		15	Messdatenbereitstellung für Marktrollen der Energiewirtschaft	0	0	0	0	
3	E	16	Aufbereitung, Anreicherung und Veredelung der Daten	0	0	0	0	$U_{(M)K} = q_p * p_{11k}$
		17	Datenverwertung (eigene Kommerzialisierung)	0	0	0	0	
		18	Datenverkauf (ohne eigene Kommerzialisierung)	0	0	0	0	
Eigenleistung				EL_1	EL_2	EL_3	$G_D = q_p * (p_{17kk} + p_{18kk} - p_{16kk})$	
Kosten				K_1	K_2	K_3		

Abbildung 33: Verflechtungsmatrix des erweiterten Kooperationsmodells

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 130.

4.2.3. Regelungsbedarfe zwischen den Spielern im kooperativen Markt

Absprachen zwischen den einzelnen Spielern gehören zu den Gestaltungsmöglichkeiten in der kooperativen Spieltheorie. Sie sind in der nicht-kooperativen Spieltheorie ausgeschlossen.⁴⁰⁴ Insofern beschränken sich die Regelungsbedarfe des erweiterten Kooperationsmodells auf die Spieler des kooperativen Marktes.⁴⁰⁵

Aus der Integration der Kritischen Massen zur Internalisierung des Drittnutzens sowie der Selbstverstärkung der Diffusion lassen sich entlang des Phasenmodells die Regelungsbedarfe differenzieren.⁴⁰⁶

In der *Instabilitätsphase* kommt der Vereinbarung der Kritischen Masse zur Internalisierung des Drittnutzens eine Schlüsselrolle zu. Sie legt die Anzahl derjenigen Kunden mit Permission-Tarif fest, die eine Datenverwertung absichert, die ihrerseits das Tarifangebot dauerhaft ermöglicht. Alle weiteren Absprachen sind auf diese Kundenzahl auszulegen. Dazu zählen:

- (1) Zeit: Die Festlegung der Dauer bis zur Erreichung der Zielkundenanzahl betrifft sowohl die Dimensionierung der Produktionsplanung als auch der Vermarktungsmaßnahmen. Sie beeinflusst die Freiheitsgrade der Risikominimierung sowie die Dauer der Instabilitätsphase. So steigen bei der Hardwarebeschaffung die Risiken, je schneller die Zielkundenanzahl erreicht werden soll. Andererseits erzwingt eine Verfehlung der Absatzziele die Grundentscheidung über die Einstellung des Geschäftsmodells oder eine Verlängerung des Vermarktungszeitraums.
- (2) Rollenmodell: Auf Basis der Annahme, dass jeder Spieler auch außerhalb des kooperativen Marktes Leistungen anbietet, ergibt sich die Chance, durch eine gemeinsame Markterschließung die Dauer der Instabilitätsphase zu verkürzen. Gegenstand der Absprachen muss also sein, in welchem Rollenmodell die Marktbearbeitung erfolgt und wie die entsprechenden Kosten

⁴⁰⁴ Vgl. hierzu SELDERS (2014), S. 2 mit Verweis auf HOLLER UND ILLING (2003), S. 267.

⁴⁰⁵ Vgl. hierzu Kapitel 4.1.4.

⁴⁰⁶ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1.

zu tragen sind. Ein aktiver Marktangang über den Messstellenbetreiber ist somit keine Prämisse des erweiterten Kooperationsmodells.

- (3) **Kosten:** Die Preise für die Leistungen der einzelnen Spieler sind auf die Einheiten zur Erreichung der Zielkundenanzahl auszulegen. In dieser Phase geht es vor allem um Planungssicherheit für die Spieler, weshalb es sich anbietet, Skaleneffekte aus der Zielmenge auf die Leistungen ab dem ersten Kunden zu verteilen. Diese Kosten stellen die Grundlage zur Kalkulation des Tarifs ohne Permission dar und bilden den Bezugspunkt zur Internalisierung des Drittnutzens.
- (4) **Erlöse aus Datenverwertung:** Die Erreichung der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung ist die Grundlage zur Erzielung von Erlösen aus der Datenverwertung. Da diese Erlöse wiederum Treiber für die Absenkung der Adoptionskosten sind, sollten sie im Sinne einer Untergrenze festgelegt werden.
- (5) **Gewinnaufteilung:** Die Stabilitätsanforderung zur Absicherung der Freiwilligkeit der Teilnahme der Spieler an der Kooperation erfordert die Gewährung subventionsfreier Preise innerhalb des kooperativen Marktes.⁴⁰⁷ Der darin verankerte Gewinnverzicht lohnt sich für die Spieler nur dann, wenn die Kooperationsgewinne entsprechend aufgeteilt werden. Die Regelungen zur Gewinnaufteilung sind somit eine Erfolgsvoraussetzung des Gesamtmodells und hängen von der Art der Spieler ab. Die Gewinnerzielungsabsicht der Kooperation ergibt sich dabei aus der Summe der Spielerinteressen und beschränkt die Gewinnverwendung zur Absenkung der Adoptionskosten.
- (6) **Höhe der Drittnutzeninternalisierung:** Die Höhe der Drittnutzeninternalisierung hat einen Einfluss auf die Diffusionsgeschwindigkeit. Diese ist umso höher, je niedriger die Adoptionskosten sind. Dies kollidiert allerdings mit der Gewinnerzielungsabsicht der Kooperation. Insofern sind Absprachen zu treffen, die die Internalisierung des Drittnutzens so beschränken, dass diese die Stabilität des Spiels nicht gefährdet.
- (7) **Risikoverteilung:** Wird die Kritische Masse zur Entstehung des Drittnutzens verfehlt, scheitert das Geschäftsmodell der Kooperation. Der Tarif mit

⁴⁰⁷ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.

Permission zur Datenverwertung kann nicht ohne Verlust angeboten werden. Die Deadoptioensentscheidung der Letztverbraucher muss dann zur Risikominimierung durch die Kündigung des Tarifes erzwungen werden. Die Risiken des Scheiterns sind im Vorfeld zu regeln. Vor allem im Bereich der Produktionsplanung sind Vorlaufzeiten und Pönalenregelungen geeignete Instrumente, um Risiken für die Kooperation abzufedern. Die Risikoverteilung stellt damit die Kehrseite der Gewinnverteilung dar. Ihre Regelung selbst mindert wiederum die Risiken aus einer ungeordneten Geschäftsaufgabe.

In der *Katalysatorphase* steht die Erreichung der marktbezogenen Kritischen Masse im Vordergrund, ab der die Nachfrage einen Selbstverstärkungseffekt zeigt. Aus der Besonderheit der Produkteigenschaften intelligenter Strommesssysteme und der Bedeutung der Adoption vor der Nutzung folgt eine Konzentration auf die Kundenakquise für den Tarif mit Permission.⁴⁰⁸ Die Risiken der Instabilitätsphase sind in diesem Marktstadium überwunden, der Tarif kann ohne Verlust angeboten werden. Für die Aspekte, zu denen Absprachen für die Instabilitätsphase zu treffen sind, bedeutet dies:

- (1) Zeit: Die Festlegung der Dauer bis zur Erreichung der selbstverstärkenden Nachfrage lässt sich vor allem durch die Produktionsplanung eine Gewinnmaximierung für die Kooperation verankern. Da das Geschäftsmodell nicht mehr gefährdet ist, nehmen die Freiheitsgrade für die Modellierung des Produktionsoptimums zu.
- (2) Rollenmodell: Auch für diese Phase muss das Rollenmodell festgelegt werden. Aus dem Nachweis der Tragfähigkeit des Tarifmodells kann die Kooperation schrittweise um weitere Partner ausgeweitet werden. Auch kann die Kundenbasis der Kooperation für die Datenverwertung ausgeweitet werden. Auch in dieser Phase ist ein aktiver Marktengang über den Messstellenbetreiber keine Prämisse des erweiterten Kooperationsmodells.
- (3) Kosten: Es bietet sich an, in dieser Phase die Preise der Leistungen der einzelnen Spieler an den Output der Kooperation, hier Permission-Tarif, zu koppeln. Je nach Leistungsverflechtung ergeben sich weitere Vorteile aus

⁴⁰⁸ Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

Leistungsbündelung, die in dieser Phase durch die Kooperationspartner realisiert werden können. In diesem Zusammenhang empfiehlt sich ein regelmäßiger Review der Preise des Tarifmodells, um die Attraktivität des Angebots zu erhalten. Ansonsten besteht die Gefahr des Einstiegs von Wettbewerbern in den Markt, da trotz einer Preisabsenkung mit Gewinn in das Monopol eingebrochen werden könnte.⁴⁰⁹

- (4) Erlöse aus Datenverwertung: Die Regelungen zur Untergrenze der Erlöserzielung behalten ihre Relevanz aufgrund ihrer Treiberrolle zur Absenkung der Adoptionskosten. Es steht zu erwarten, dass der Grenznutzen aus zusätzlichen Nutzerdaten mit der Kundenanzahl abnimmt. Insofern sind die Geschäftsmodelle der Datenverwertung der installierten Basis und den Bedürfnissen der Drittnutzer anzupassen.
- (5) Gewinnaufteilung: Die Regelungen zur Gewinnverteilung sind auch im Wachstum der Kooperation Grundlage der Kooperationsstabilität und Freiwilligkeit zur Teilnahme an der Kooperation. Dies umso mehr, je mehr Kooperationspartner zu dem kooperativen Markt hinzustoßen. In der Phase des wachsenden Markterfolgs der Kooperation kann zudem ausgelotet werden, wie hoch die Gewinnaufteilung zwischen den Spielern sein kann, ohne den Markterfolg zu gefährden. Die Bedeutung der Gewinnthesaurierung durch die Kooperation im Sinne einer Begrenzung der Internalisierung des Drittnutzens nimmt in dieser Phase zu.
- (6) Höhe der Drittnutzeninternalisierung: Sie beeinflusst unverändert die Diffusionsgeschwindigkeit. Absprachen zu diesem Aspekt sind demnach auch für die Erreichung der Selbstverstärkung der Nachfrage zu treffen.
- (7) Risikoverteilung: Ihre Bedeutung nimmt in dieser Phase ab und beschränkt sich darauf, die Risiken der Produktionsplanung zu verteilen. Das Risiko eines Einbruchs der Datenverwertbarkeit durch unvorhergesehene Ereignisse bleibt bestehen und sollte ebenfalls Gegenstand bindender Absprachen sein.

In der *Stabilitätsphase* des erweiterten Kooperationsmodells kommt der Ausweitung der Kooperation um weitere Spieler eine zentrale Bedeutung zu. Die Risiko-

⁴⁰⁹ Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 10 und 50ff..

komponenten nehmen ab, die Potenziale zur Gewinnmaximierung nehmen zu. In Abhängigkeit von der Existenz weiterer Anbieter vergleichbarer Geschäftsmodelle kann es in dieser Phase zur Bildung eines neuen Monopols kommen, dessen Marktmacht wiederum den Einstieg von Wettbewerbern erschwert.

In allen Phasen des erweiterten Kooperationsmodells sind Regelungen für den Ausstieg von Kooperationspartnern sowie die Beendigung der Kooperation zu treffen. Sie sichern kooperatives Verhalten bis zum Ende der Kooperation ab. Es bietet sich an, die Regelungen für alle Phasen zu Beginn der Kooperation zu treffen und im Verlauf der Zusammenarbeit unter dem Eindruck der Erfahrungswerte aus der Marktbearbeitung zu verbessern. Reviews auf der Basis von Kennzahlen bieten sich dabei als Gestaltungsoption ebenso an wie die Festlegung eines Szenariorahmens.

4.2.4. Verallgemeinerung des Kooperationsmodells

Das Gleichungssystem der Gesamtoptimierung berücksichtigt den kooperativen Markt ebenso wie die Effekte zweier Kritischer Massen.⁴¹⁰ Die Verallgemeinerung des Kooperationsmodells muss darüber hinaus folgende Bedingungen erfüllen:

- (1) Ausweitung auf n Kooperationspartner und damit Aufhebung der Beschränkung auf drei Spieler
- (2) Erweiterung auf m Leistungen innerhalb des kooperativen Marktes zur Variablisierung der Leistungserbringung der Spieler

Erst deren Erfüllung ermöglicht die Übertragung des Modells auf beliebige Konstellationen. Für die Modellierung der Kostenteilungsspiele werden diese beiden Bedingungen erfüllt, wenn für den Gesamtumsatz innerhalb des kooperativen Marktes gilt (Gleichung 5)

$$U_K = \sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^m (q_{iks} * p_{kk})$$

, wobei

U_K = Gesamtumsatz innerhalb des kooperativen Marktes

q_{iks} = Menge der Leistung k für einen Spieler s

⁴¹⁰ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1 und 4.2.2.

mit der Nebenbedingung für subventionsfreie Preise

$$U_{Ks} = K_{Ks}$$

, wobei

U_{Ks} = Umsatz eines Spielers innerhalb des kooperativen Marktes

K_{Ks} = Kosten eines Spielers innerhalb des kooperativen Marktes.

Gleichung 5 berücksichtigt, dass die Leistungen k der Spieler S von beliebig vielen Spielern nachgefragt werden können. Die Prämisse der Leistungserbringung in Mehrproduktmonopolen bleibt erhalten, weshalb auf eine Indizierung der Leistungserbringung nach den Spielern verzichtet werden kann.⁴¹¹ Die Kosten einer Eigenverwertung werden in die Gewinnverteilung der Kooperation verlagert. Im Rahmen der Ausgestaltung der Verflechtungsmatrix für eine Übertragung des Modells in die Praxis bleibt die Menge der Eigenverwertung daher Null.⁴¹²

Für die Modellierung der Gewinnmaximierung der Kooperation außerhalb des kooperativen Marktes werden die Bedingungen für eine Verallgemeinerung erfüllt, wenn gilt

(Gleichung 6)

$$G_K = \sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^m (q_{Sks} * p_{knk}) + \sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^m (q_{Pks} * p_{knk}) \quad , \text{ wobei}$$

q_{Sks} = Output k eines Spielers s für Kunden ohne Permission

q_{Pks} = Output k eines Spielers s in Abhängigkeit der Kundenanzahl mit Permission

⁴¹¹ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.3.

⁴¹² Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1.

mit Beibehaltung der Optimierungsaufgabe für die Internalisierung des Drittnutzens

$$\text{Kooperation} = \min (K_{Dks})$$

, wobei

K_{Dks} = Kosten aus der Absenkung der Adoptionskosten für die Leistung k eines Spielers s

unter den Nebenbedingungen

$$K_{Dks} = \sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^m (q_{Pks} * D_{Pks})$$

, wobei

q_{Pks} = Output der Leistungen k eines Spielers s für Kunden mit Permission

D_{Pks} = Internalisierung des Drittnutzens für Leistungen k eines Spielers s für Kunden mit Permission

und

$$K_{Dks} \leq G_k$$

Gleichung 6 bündelt alle Aktivitäten der Kooperationspartner außerhalb des kooperativen Marktes, die einen Beitrag zur Gewinnerzielung leisten. Dazu zählen die Skaleneffekte aus der Leistungserbringung für Kunden ohne Permission sowie die

Kapitalisierung des Drittnutzens aus der Datenverwertung.⁴¹³ Für die Preise der Leistungen der Spieler wird in diesem Zusammenhang unterstellt, dass es sich nicht um Abgabepreise sondern um die an die Kooperation durchgereichten Gewinne aus Skaleneffekten und Drittnutzenkapitalisierung handelt. Darüber hinaus wird für die Preise der Leistungserbringung für eine Eigenverwertung unterstellt, dass diese negativ sind und damit den Gewinn der Kooperation absenken.

Die Variabilisierung entlang aller Spieler ermöglicht zudem, dass die beiden Kritische-Masse-Systeme des erweiterten Kooperationsmodells durch mehr als einen Spieler bedient werden können. Diese Öffnung des Modells ist eine Voraussetzung für die Gewinnung weiterer Kooperationspartner im Diffusionsverlauf.⁴¹⁴

Die Gewinnverwendung zur Absenkung der Adoptionskosten ist in der Nebenbedingung von Gleichung 6 verankert. Die Verallgemeinerung des Modells erlaubt eine Ausweitung der Anzahl von Produkten, deren Adoptionskosten durch die Internalisierung des Drittnutzens gesenkt werden sollen. Die Beschränkung der Tarifspreizung mit und ohne Permission auf den durch die Kooperation erzielten Gewinn stellt dabei sicher, dass kein Angebot unter Kosten durch einen Kooperationspartner unterbreitet wird. Damit gilt für den Preisvergleich der Leistungen der Spieler für Kunden mit und ohne Permission, dass

$$p_{Pk_s} = p_{nPks} - D_{Pk_s}$$

, wobei

p_{Pk_s} = Preis der Leistung k eines Spielers s für einen Kunden mit Permission

p_{nPks} = Preis der Leistung k eines Spielers s für einen Kunden ohne Permission.

⁴¹³ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.2.

⁴¹⁴ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.3. Eine Verallgemeinerung der Mengensicht erfolgt nicht, da hierdurch keine weiteren Vorteile entstehen. Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1.

4.2.5. Bewertung anhand der spieltheoretischen Kriterien

Das Investitionsdilemma der Energiewirtschaft kann durch eine Markterschließung im Kooperationsmodell ohne Zwang aufgelöst werden, sofern die Zusammenarbeit der Spieler den spieltheoretischen Anforderungen der Akzeptanz und der Anreizwirkung genügt und die Praktikabilität des Modells gegeben ist. Sind die Anforderungen der Akzeptanz erfüllt, erfolgt die Zusammenarbeit freiwillig, d.h. kein Spieler hat einen Anreiz, die Kooperation zu verlassen. Die Anforderungen der Anreizwirkung sind die Voraussetzung dafür, dass im Rahmen des Diffusionsverlaufs alle Spieler im Sinne der Gewinnmaximierung ihre Produktivität maximieren. Die Praktikabilität des Modells ist gegeben, sobald die Abhängigkeiten mit vertretbarem Aufwand modelliert werden können.⁴¹⁵

Für die Bewertung der Akzeptanz-Tauglichkeit sind vier Kriterien für den kooperativen Markt als Teil des Gesamtmodells zu überprüfen:

(1) Effizienz: Sie erfordert das niedrigste Kostenniveau bei vollständiger Kostenaufteilung. Da jeder Spieler seine Leistungen intern- und externorientiert anbieten darf, sind für die Bewertung nur die Leistungen innerhalb des kooperativen Marktes relevant. Der Freiheitsgrad aus der Kooperation unabhängiger Unternehmen ohne Erfordernis zur Gründung eines Joint Ventures hat zur Folge, dass aus Sicht des Spielers seine Leistungserbringung immer externorientiert ist und insofern einen Beitrag zur Gewinnmaximierung seines Unternehmens leisten muss. Dies ist mit Blick auf die Realitätsnähe des Modells keine Einschränkung, sondern eine Notwendigkeit für die Umsetzbarkeit in der Praxis.⁴¹⁶

a. Abbildung in der Modellierung: Die Absenkung der Gewinnmargen für die Leistungsströme innerhalb des kooperativen Marktes ist einerseits in der Spreizung der Preise p_{KK} versus p_{KnK} verankert. Andererseits erfolgt die Berücksichtigung der Skaleneffekte aus der Leistungserbringung der Spieler außerhalb der Kunden mit Permission,

⁴¹⁵ Entsprechend der Einordnung von SELDERS stellt die Praktikabilität auf die Abhängigkeit von der Nutzung einer charakteristischen Funktion ab und ist insofern digital. Vgl. hierzu und zur Darstellung der spieltheoretischen Bewertungskriterien Kapitel 3.3.2.

⁴¹⁶ Vgl. zu den Grundannahmen Kapitel 4.1.1.

so dass die Leistungspreise innerhalb der Kooperation unter Berücksichtigung des Gesamtoutputs der Spieler definiert werden. Damit ist die Gewinnerzielungsabsicht zwischen den Spielern minimiert, eine Subventionierung eines Spielers zu Lasten eines anderen Spielers ausgeschlossen.

- b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Die Orientierung der Produktionsplanung an den Kritischen Massen des Geschäftsmodells ermöglicht die Nutzung von Skaleneffekten zwischen den Spielern ab dem ersten Stück. Die damit verbundenen Risiken bei der Zielmengenverfehlung werden innerhalb der Nebenabreden der Kooperation im Vorfeld so verteilt, dass die Fairness für alle Spieler auch bei Risikoeintritt gegeben ist.
- c. Differenzierung im Phasenmodell: Die vollständige Kostenaufteilung als Grundlage der Effizienz ist in der Katalysator- und Stabilitätsphase über die Leistungspreise, in der Instabilitätsphase über die Nebenabrede zur Risikoübernahme bei Verfehlung der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung sichergestellt. Die Modellierung der Mengen sowie der Absprachen entlang des Phasenmodells stellt dabei sicher, dass in jeder Phase eine vollständige Kostenaufteilung eines Kostenminimums hergestellt wird, die von jedem Spieler im Sinne des Gerechtigkeitsaspektes mitgetragen werden kann.⁴¹⁷

(2) Individuelle Rationalität: Sie ist gegeben, wenn die Teilnahme am Spiel keinen Spieler schlechter stellt als die Nicht-Teilnahme.

- a. Abbildung in der Modellierung: Innerhalb des Gesamtmodells erfolgt eine Differenzierung nach der Leistungserbringung für Kunden mit und ohne Permission. Aus dem Investitionsdilemma der Energiewirtschaft wird deutlich, dass sich der Einsatz intelligenter Strommesssysteme erst ab einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh Strom rechnet. Ohne die Internalisierung des Drittnutzens und ohne Zwang ist damit die Kundengruppe mit einem niedrigeren Verbrauch keine Zielgruppe für den Marktangang. Erst die Teilnahme an dem

⁴¹⁷ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.

Spiel ermöglicht den Spielern die Erschließung dieser Kundengruppe ohne Verlust, sodass die individuelle Rationalität vorausgesetzt werden kann.

- b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Ihre Verankerung findet sich in der Gewinnverteilung, den Regeln zur Gewinnverwendung zur Absenkung der Adoptionskosten sowie der Risikoverteilung bei Zielmengenverfehlung wieder.
- c. Differenzierung im Phasenmodell: Mit Einstieg in die Katalysatorphase sind die Risiken des Geschäftsmodells überwunden, die Marktteilnahme abgesichert. Für die Instabilitätsphase ergibt sich die individuelle Rationalität aus der Abwägung der Chancen und Risiken, die mit der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung verbunden sind. Überwiegen die Chancen in der Bewertung des Spielers, so ist die Prämisse auch für den Fall des Risikoeintritts erfüllt. Nimmt ein Spieler an dem Spiel teil, bei dessen Bewertung die Risiken überwiegen, so macht der Eintritt in die Kooperation erst ab Eintritt in die Katalysatorphase Sinn.⁴¹⁸

- (3) Koalitionsrationalität: Sie erfordert, dass für keine Koalition von Spielern als Teilmenge aller Spieler ein Anreiz bestehen darf, aus dem Spiel auszutreten. Die Koalition darf im Vergleich zu ihrer Eigenständigkeit durch ihre Teilnahme am Spiel somit nicht schlechter gestellt werden. Eine Schlechterstellung innerhalb des kooperativen Marktes entstünde, wenn eine Koalition weniger Kosten zu tragen hätte, als sie verursacht. Diese Kosten müssten dann von den anderen Koalitionen getragen werden. Diese hätten somit einen Anreiz, aus dem Spiel auszusteigen, weil sie ohne Teilnahme am Spiel ein besseres Ergebnis erzielen könnten.⁴¹⁹

⁴¹⁸ Für die strenge Rationalität der Bewertung zur Teilnahme durch den Spieler vgl. Kapitel 3.3.1. Es darf somit unterstellt werden, dass im Falle der Risikodominanz in der Bewertung keine Teilnahme am Spiel erfolgt.

⁴¹⁹ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2 sowie SELDERS (2014), S. 20.

- a. Abbildung in der Modellierung: Die Verankerung der Subventionsfreiheit durch die Nebenbedingung $U_{KS} = K_{KS}$ in Gleichung 5 stellt sicher, dass die Koalitionsrationalität gewährleistet ist.⁴²⁰
 - b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Die Subventionsfreiheit ist auch in den Regeln zur Zusammenarbeit sowie der Preistransparenz innerhalb der Kooperation abzusichern. Die Berücksichtigung der Zusammenarbeit unabhängiger Firmen im Rahmen des Modells erfordert mit Blick auf die Gewinnerzielungsabsicht eine Verabredung maximaler Margenaufschläge. Auf diese Weise können innerhalb einer Kooperation „quasi-subventionsfreie Preise“ abgesichert werden.⁴²¹
 - c. Differenzierung im Phasenmodell: Die Preisfindung in der Instabilitäts- und Katalysatorphase folgt der Mengenmodellierung als Konstanten der Kritischen Massen. Die Nebenabreden zur Risikoübernahme bei Nichterreicherung dieser Mengen sichert die Koalitionsrationalität ab. In der Stabilitätsphase entfällt die Prämisse der Mengenkonzanz, so dass die Leistungspreise unter der Nebenbedingung von Gleichung 5 zur Absicherung der Koalitionsrationalität ausreichen.
- (4) Stabilität: Sie ist erfüllt, sobald die Kriterien der Effizienz, der individuellen und der Koalitionsrationalität erfüllt sind. Aus ihr resultiert zudem die Erfüllung der Prämisse subventionsfreier Preise. Unter der Berücksichtigung der Modellierung sowie der Vereinbarung von Nebenabreden entlang des Phasenmodells ist die Stabilität als stärkste Prämisse der Akzeptanz somit erfüllt.

⁴²⁰ Für den Beweis, dass subventionsfreie Preise Koalitionsrationalität absichern, vgl. u.a. SELDERS (2014), S. 20 mit Verweis auf FAULHABER (1975), S. 968–969.

⁴²¹ Diese Bewertung erfolgt auf der Basis eines kooperativen Kostenteilungsspiels. Diese Hypothese ist Grundlage des gesamten Modells, da bei einem nicht-kooperativen Spiel die Modellregeln nicht anwendbar sind. Vgl. hierzu u.a. SELDERS (2014), S. 49.

Das erweiterte Kooperationsmodell führt somit zu strategisch stabilen Zuteilungen innerhalb des kooperativen Marktes, die die Absenkung der Adoptionskosten zur Diffusionsmaximierung ab Eintritt in die Katalysatorphase dauerhaft absichern.

Für die Bewertung der Anreizkompatibilität sind drei Kriterien zu überprüfen:

- (1) Monotonie im Aggregat: Sie ist erfüllt, wenn jeder Spieler im Vergleich zur Kostenentwicklung der großen Koalition gleichgerichtet betroffen ist. Eine Kostensenkung eines Spielers darf somit bei keinem Spieler zu einer Kostensteigerung führen.
 - a. Abbildung in der Modellierung: Die Kalkulation der Leistungspreise erfolgt in der Instabilitäts- und Katalysatorphase auf der Basis konstanter Mengen. Damit gibt es innerhalb dieser Phasen für die Leistungserbringung im kooperativen Markt neben der Mengenkonzanz auch eine Preiskonstanz. In der Stabilitätsphase erfolgt keine Mengenfestlegung. Insofern folgen die Preise den Produktionsmengen.
 - b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Sollten für die Zielmengen der Instabilitäts- und Katalysatorphase Staffelpreise von den Spielern bevorzugt werden, sind auch diese vorab in Nebenabreden festgelegt. Die Absicherung der Monotonie im Aggregat resultiert vor allem aus der Festlegung der Mengen und der Zeitdauer für die Phasen der Markterschließung. Kostenänderungsrisiken, die darüber nicht aufgefangen werden, sind Gegenstand der Risikoverteilung bei Mengenverfehlung.
 - c. Differenzierung im Phasenmodell: Die Kalkulation der Leistungspreise über Menge und Zeit folgt dem Muster einer Angebotskalkulation. In Verbindung mit den Nebenabreden zur Risikoverteilung ist die Monotonie im Aggregat in der Instabilitäts- und Katalysatorphase gewährleistet. In der Stabilitätsphase kann sie aus der Erreichung der Selbstverstärkung der Nachfrage als gegeben unterstellt werden, da die resultierenden Skaleneffekte bis zur Marktsättigung keine Kostensteigerungsrisiken bergen, die zu einer Unwucht in der Leistungsberechnung zwischen den Spielern führen könnten.

- (2) Koalitionsmonotonie: Sie ist gegeben, wenn die Effekte der Monotonie im Aggregat nicht durch entgegengesetztes Verhalten einzelner Spieler überkompensiert werden.
- a. Abbildung in der Modellierung: Die Prämisse der Zusammenarbeit unabhängiger Firmen sowie die Festlegung der Preise für die Leistungen der Spieler entlang des Phasenmodells bedingt Kalkulations-sicherheit für jeden Spieler. Die Möglichkeiten zur Kostensteigerung aus Gewinnerzielungsabsicht sind in diesem Vorgehensmodell mini-miert.
 - b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Im Rahmen der Gewinnverteilung wird festgelegt, welchen Einfluss Kostensenkun-gen und Kostensteigerungen für die einzelnen Spieler nach sich zie-hen.
 - c. Differenzierung im Phasenmodell: Die Kombination der Leistungs-preise als Ergebnis des Kostenteilungsspiels im kooperativen Markt sowie der Gewinnverteilung aus den Nebenabreden stellt über alle Phasen hinweg die Koalitionsmonotonie sicher. Der Freiheitsgrad der Spieler, als unabhängige Unternehmen sowohl intern- als auch externorientiert Leistungen anbieten zu können, verstärkt diese Si-cherheit, da die Teilnahme am Spiel Voraussetzung zur Teilnahme an der Markterschließung dieses Kundensegments ist.
- (3) Strenge Monotonie: Sie ist erfüllt, wenn sichergestellt ist, dass kein Spieler aufgrund des Verhaltens eines anderen Spielers schlechter gestellt werden darf.
- a. Abbildung in der Modellierung: Die Verallgemeinerung des Koopera-tionsmodells eröffnet die Möglichkeit zur Aufnahme neuer Spieler und Variablist den Zeitpunkt des Zutritts entlang des Phasenmo-dells. Eine Ausweitung der Kooperationspartner ist dabei ebenso möglich wie die Ausweitung des Leistungskatalogs für den koopera-tiven Markt. Hinzu kommt, dass die Modellierung die Additivität der

Koalitionsspiele umfasst. Diese beiden Eigenschaften werden mit dem Begriff der strengen Monotonie zusammengefasst.⁴²²

- b. Abbildung in den Nebenabreden zur Kooperation: Gegenstand der Nebenabreden ist der Zutritt weiterer Spieler zur Kooperation, so dass in Verbindung mit der Leistungsberechnung die Eigenschaften der strengen Monotonie abgesichert werden.
- c. Differenzierung im Phasenmodell: Die strenge Monotonie umfasst die Koalitionsmonotonie und die Monotonie im Aggregat. Über die Phasen der Markterschließung hinweg erfolgt ihre Absicherung aus der Kombination von Nebenabreden und Leistungsberechnung.

Durch die Erfüllung der strengen Monotonie erfüllt das erweiterte Kooperationsmodell somit auch die Anforderungen der Anreizkompatibilität.

Die Anforderung der Praktikabilität des Modells ist dadurch erfüllt, dass zur Lösung der Kosten- und Ertragszuteilung keine charakteristische Funktion erforderlich ist. Die Identifikation der subventionsfreien Preise erfolgt in der Kombination aus Nebenabrede und Marktpreisbildung dadurch, dass die Spieler als unabhängige Unternehmen der Kooperation beitreten. Je stärker die Bündelung der Leistungen bei einem einzigen Spieler erfolgt, desto relevanter wird die Bestimmung der Preise anhand des Aumann-Shapley-Preismechanismus. Insofern stellt die Abbildung der Drittnutzeninternalisierung durch einen einzigen Spieler den Spezialfall der Kostenzuteilung nach SELDERS dar. Für die Kalkulation der Marktpreise unabhängiger Partner bietet sich aus spieltheoretischer Sicht die Verwendung der Ergebnisse von SELDERS ebenfalls an, ist aber keine Prämisse des Modells.⁴²³

Die Eindeutigkeit des Zuteilungsverfahrens kann insofern als gegeben unterstellt werden, als dass im Sinne eines Verhandlungsergebnisses spätestens mit Abschluss der Kooperationsverträge die Festlegung auf ein gemeinsames Modell erfolgt.

Abbildung 34 fasst die Bewertung des erweiterten Kooperationsmodells entlang des Phasenmodells noch einmal zusammen.

⁴²² Vgl. hierzu die Ausführungen zum Shapley-Wert in Kapitel 3.3.2.

⁴²³ Vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.

Eigenschaft	Kostenzuteilung im erweiterten Kooperationsmodell			
	Kostenzuteilung einer Produktion	Instabilitätsphase (Kritische Masse der Drittnutzenentstehung)	Katalysatorphase (Kritische Masse der Diffusion)	Stabilitätsphase
Subventionsfreie Preise mit Aumann-Shapley Preismechanismus ³	✓	✓*	✓	✓
Effizienz	✓	✓*	✓	✓
Individuelle Rationalität	✓	✓*	✓	✓
Koalitionsrationalität	✓	✓*	✓*	✓
Stabilität ¹	✓	✓*	✓*	✓
Monotonie im Aggregat	✓	✓*	✓*	✓
Koalitionsmonotonie	(✓)	✓*	✓*	✓*
Strenge Monotonie ²	(✓)	✓*	✓*	✓*
Eindeutigkeit	✓	✓	✓	✓
Praktikabilität	✓	✓	✓	✓
Bewertung	Spieltheoretisch geeignet und praktikabel	Spieltheoretisch geeignet und praktikabel	Spieltheoretisch geeignet und praktikabel	Spieltheoretisch geeignet und praktikabel

- 1 Stellt die Freiwilligkeit der Kooperation sicher und erfüllt zugleich die Eigenschaft der Subventionsfreiheit.
 - 2 Stellt die Anreizkompatibilität sicher, da produktives Verhalten belohnt und unproduktives bestraft wird.
 - 3 Die Anwendung des Aumann-Shapley Preismechanismus erfordert Konvexität des Spiels und Kostenkomplementarität der Kostenfunktion, dann ist auch die strenge Monotonie erfüllt; ohne Anwendung des Aumann-Shapley Preismechanismus stellt die Kostenzuteilung über subventionsfreie Preise immer noch das überlegene Verfahren zur Maximierung der Freiwilligkeit dar.
- (✓) Eigenschaft erfüllt bei konvexen Spielen.
 (✓*) Leistungspreise mit der Notwendigkeit zur Ausgestaltung von Nebenabreden.

Abbildung 34: Spieltheoretische Bewertung des erweiterten Kooperationsmodells

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an SELDERS (2014), S. 178.

4.3. Alternative Strategien für eine Markterschließung

4.3.1. Rollenmodell vor Marktangang

Kern des erweiterten Kooperationsmodells ist die Internalisierung des Drittnutzens zur Absenkung der Adoptionskosten und damit die Erschließung des Gesamtmarktes des Messstellenbetriebs mit intelligenten Strommesssystemen. Dies bedingt eine Vermarktung in zwei Richtungen: Letztverbraucher und Dritte. Hinzu kommt, dass die Produktionsplanung der Leistungserbringung der Kooperation im Zusammenspiel mit Partnern, die nicht Kooperationspartner im Sinne des Modells sind, abgebildet werden muss. In Verbindung mit der Übernahme des Messstellenbetriebs und der Messdienstleistung führt dies dazu, dass vier Rollenmodelle vor dem Marktangang zu klären sind:

- (1) Marktbearbeitung zur Internalisierung des Drittnutzens
- (2) Marktbearbeitung zur Diffusion
- (3) Produktionsplanung des Kooperationsoutputs
- (4) Übernahme der Rolle des Messstellenbetreibers

Welcher Spieler dabei welche Rolle übernimmt, kann für jede Konstellation anders festgelegt werden. Die Anzahl der Rollenmodelle weitet sich aus, je mehr Spieler die Kooperation bilden. Durch eine Zunahme der Spezialisierung im Rahmen der Leistungserbringung im kooperativen Markt ist dann das Zusammenspiel zwischen denjenigen Spielern in Form eines Rollenmodells festzulegen, die in einer Liefer-Leistungs-Beziehung stehen.

Das erweiterte Kooperationsmodell formuliert keine Vorgaben an die Übernahme von Leistungen durch festgelegte Rollen. Insofern ist im Rahmen der Markterschließung zu trennen zwischen der Rollenübernahme *de jure* und der Leistungserbringung *de facto*. Dies stellt einen Freiheitsgrad des Modells dar, der die Variabilität der Rollenmodellfestlegung maximiert. Die *de jure* Rollenübernahme stellt dabei das Minimum dar, das ein Spieler erfüllen muss, um der Kooperation beitreten zu können. Alle anderen Leistungen können durch die übrigen Spieler erbracht werden. Am Beispiel des Messstellenbetreibers hieße dies, dass die Wahrnehmung dieser Marktrolle der Energiewirtschaft hinsichtlich der Leistungserbringung vollständig durch Kooperationspartner erfolgen könnte.

4.3.2. Der Messstellenbetreiber im Mittelpunkt

Die Anforderungen an intelligente Strommesssysteme sowie die Rolle des Messstellenbetreibers sind in Gesetzen, Verordnungen, Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgeschrieben. Eine Schlüsselrolle kommt dabei dem Smart Meter Gateway Administrator zu. In seiner Verantwortung liegen Konfiguration und Betrieb, wie bspw. die Einspielung der Verschlüsselung in den Bestandteilen des Messsystems beim Letztverbraucher sowie die Konfiguration der Regelwerke. Der Informationsversand an die jeweiligen Marktteilnehmer wird durch ihn festgelegt und ist für den Letztverbraucher einsehbar. Die Übernahme dieser Rolle durch den Messstellenbetreiber bildet die Grundlage für die Verwertung der gewonnenen Verbrauchsdaten.⁴²⁴

Der Messstellenbetreiber ist über das Markttrollenmodell der Energiewirtschaft Teil eines regulierten Marktes und insofern die Verbindung zwischen der Energiewirtschaft im engeren Sinne und der Drittnutzeninternalisierung. Als Vertragspartner des Letztverbrauchers besetzt er die Schlüsselrolle des Anbieters für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme. Die Absenkung der Adoptionskosten durch Einführung eines Tarifs mit Permission erfolgt in der Außenwahrnehmung der Kooperation durch ihn.⁴²⁵

Im Zusammenspiel mit den Spielern des kooperativen Marktes und mit Blick auf die Trennung von *de jure* und *de facto* Rolle des Messstellenbetriebs sowie der Messdienstleistung lassen sich drei Optionen zur Positionierung des Messstellenbetreibers unterscheiden:

- (1) Minimalintegrierter Messstellenbetreiber: Im Vordergrund steht die Maximierung des Fremdleistungsanteils der Leistungserbringung. Diese Positionierung ist dann erforderlich, wenn die Leistungserbringung vollständig durch die übrigen Spieler des kooperativen Marktes übernommen werden soll, ohne dass diese gleichzeitig die *de jure* Rolle übernehmen können oder wollen.
- (2) Teilintegrierter Messstellenbetreiber: Hier erfolgt die Leistungserbringung als Mischmodell aus Eigenleistung und Fremdleistung. Neben der *de jure*

⁴²⁴ Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

⁴²⁵ Vgl. hierzu Kapitel 2.2.4 und 3.2.3.

Rolle werden also auch Teile der *de facto* Rolle durch den Messstellenbetreiber übernommen. Diese Aufstellung bietet sich an, wenn Skaleneffekte durch Outsourcing gehoben werden sollen, wie z.B. die Übernahme der Installationsleistung durch einen anderen Spieler.

- (3) Vollintegrierter Messstellenbetreiber: Bei dieser Option erfolgt die gesamte Leistungserbringung des Messstellenbetriebs und der Messdienstleistung durch den Messstellenbetreiber selbst. Von der Beschaffung über die Produktionsplanung bis hin zur Auftragsabwicklung, Abrechnung und Kommunikation werden die Leistungen beim Messstellenbetreiber gebündelt. Diese Option ist relevant, wenn ein etablierter Messstellenbetreiber Spieler im Kooperationsmodell werden bzw. ein neuer Marktteilnehmer diese Rolle übernehmen soll. Die *de jure* und *de facto* Rolle entfallen damit auf denselben Spieler.

Für die Ausgestaltung der Kooperation ist die Festlegung des Rollenmodells des Messstellenbetreibers einschließlich seines Leistungsumfangs der Ausgangspunkt, da dies Einfluss auf die Kooperationspartnerwahl hat. Die Übernahme der gesamten Leistungserbringung des erweiterten Kooperationsmodells stellt den Sonderfall der Einerkoalition dar, deren Gewinnmaximierung dem Ansatz von SELDERS folgen kann.⁴²⁶ Abbildung 35 fasst die Optionen der Positionierung des Messstellenbetreibers als Ausgangspunkt des Kooperationsmodells zusammen.

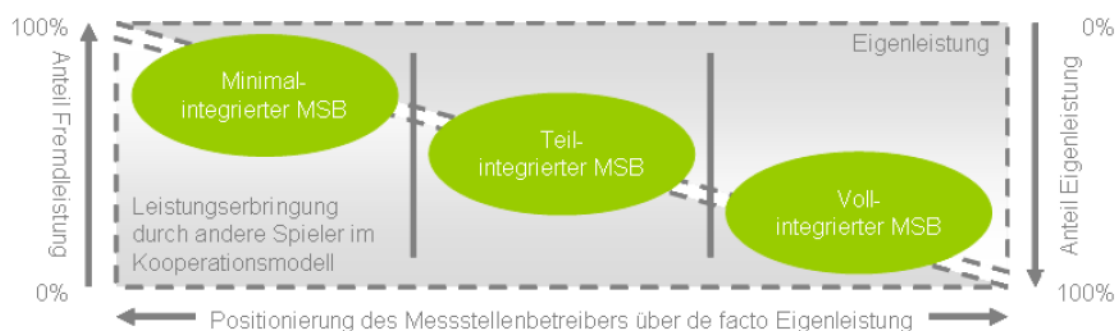


Abbildung 35: Positionierung des Messstellenbetreibers im Kooperationsmodell

Quelle: Eigene Darstellung.

⁴²⁶ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.5.

4.3.3. Drei unterschiedliche Optionen

Für die Illustration der Variabilität des Lösungsansatzes für die Ableitung von Strategien zur Einführung intelligenter Strommesssysteme in der Energiewirtschaft in Deutschland ohne Zwang bietet sich die Beschreibung von Alternativen an. In Anlehnung an die Herleitung des Modells und zur Vergleichbarkeit werden für alle Alternativen folgende Prämissen unterstellt:

- Es treten drei Spieler in die Kooperation ein: Der Produktionskostenminimierer deckt alle Leistungen der Infrastruktur ab, der Messstellenbetreiber tritt als Anbieter zweier Tarife auf (mit und ohne Permission) und wickelt die Kommunikation zwischen den Marktrollen der Energiewirtschaft ab, der Erlösmaximierer kümmert sich um die Verbrauchsdatenverwertung und die Erbringung von Mehrwertdiensten.⁴²⁷
- Durch die Übernahme der Infrastrukturleistungen durch den Produktionskostenminimierer und die Eigenleistung der Kommunikation zwischen den Marktrollen der Energiewirtschaft positioniert sich der Messstellenbetreiber als teilintegriert.⁴²⁸
- Für die Illustration der Marktbearbeitung steht die Granularität der Liefer- und Leistungsbeziehungen des kooperativen Marktes nicht im Vordergrund des Interesses. Der Einfachheit halber wird unterstellt, dass die Leistungserbringung dem Modell entspricht.⁴²⁹
- Hinsichtlich des Rollenmodells erfolgt die Marktbearbeitung zur Internalisierung des Drittnutzens durch den Erlösmaximierer, die Marktbearbeitung zur Diffusion durch den Messstellenbetreiber und die Produktionsplanung durch den Produktionskostenminimierer.⁴³⁰
- Der Fokus der Variabilisierung liegt auf der Rolle des Messstellenbetreibers. Das Rollenmodell für die beiden anderen Spieler wird als konstant angenommen.

⁴²⁷ Vgl. hierzu Kapitel 4.1.2.

⁴²⁸ Vgl. hierzu Kapitel 4.3.2.

⁴²⁹ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.1 und 4.2.2.

⁴³⁰ Vgl. hierzu Kapitel 4.3.1.

- Für den Tarif mit Permission wird unterstellt, dass die Internalisierung des Drittnutzens eine Absenkung der Adoptionskosten auf das Niveau des regulierten Angebots von Ferraris-Zählern ermöglicht. Damit verursacht die Entscheidung für intelligente Strommesssysteme keine Mehrkosten beim Letztverbraucher. Die Einschränkungen der Vorteilhaftigkeit nach Verbrauchsgruppen, wie sie in der Kosten-Nutzen-Analyse für Tarife ohne Permission unterstellt sind, entfallen. Die Gesamtheit aller Haushaltskunden ist somit die Basis des Marktangangs.⁴³¹

Für die Differenzierung von Einführungsstrategien über die Rolle des Messstellenbetreibers können nach dessen Herkunft drei Gruppen unterschieden werden, die mit je einem Beispiel illustriert werden:

- (1) Der etablierte Messstellenbetreiber: Dieser Spieler ist bereits vor Eintritt in die Kooperation in dieser Marktrolle der Energiewirtschaft tätig. Er verfügt über einen etablierten Kundenstamm. Ob er weitere Markttrollen der Energiewirtschaft vor dem Eintritt in die Kooperation übernimmt, beeinflusst nicht seine Zugehörigkeit zu dieser Gruppe.
- (2) Der neue Messstellenbetreiber aus anderen Markttrollen der Energiewirtschaft: Der Spieler dieser Gruppe ist bereits vor dem Eintritt in die Kooperation in einer oder mehreren Markttrollen der Energiewirtschaft tätig. Die Übernahme des Messstellenbetriebs ist für ihn neu. Zu dieser Gruppe zählen auch solche Spieler, deren Geschäftsmodell nicht auf die Energiewirtschaft beschränkt ist.
- (3) Der neue Messstellenbetreiber ohne vorherigen Bezug zu den Markttrollen der Energiewirtschaft: Dieser Spieler übernimmt mit Eintritt in die Kooperation erstmals eine Marktrolle der Energiewirtschaft. Dabei zählen auch diejenigen Spieler zu dieser Gruppe, die mit Eintritt in die Energiewirtschaft weitere Markttrollen übernehmen.

Die Regelungsbedarfe zwischen den Spielern im kooperativen Markt unterscheiden sich je nach Konstellation und Präferenzen der einzelnen Spieler. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Kooperationsmodells erfordert daher immer eine Einzelfallbetrachtung.

⁴³¹ Vgl. hierzu Kapitel 2.3.2 und 2.3.3.

Als Vertreter der ersten Gruppe sei ein Messstellenbetreiber gegeben, der bereits über einen Kundenbestand verfügt, der bei entsprechender Diffusion die Erreichbarkeit der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung ermöglicht. Entsprechend der aktuellen Marktverteilung ist seine Geschäftstätigkeit auf eine Region beschränkt, die je nach seiner Ansässigkeit größer oder kleiner ausfällt. Weiterhin sei unterstellt, dass dieser Spieler gleichzeitig auch die Marktrolle des Lieferanten ausübt. In seinem Gebiet ist er Grundversorger. Aufgrund des Wettbewerbs in Verbindung mit dem Gefälle des Anbieterwechsels zwischen Lieferant und Messstellenbetreiber übersteigt die Anzahl seiner Kunden für den Messstellenbetrieb die seiner Stromkunden.⁴³²

Für die Diffusion intelligenter Strommesssysteme stehen dieser Kooperation folgende Stellhebel zur Verfügung:

- Kundenangang: Die Differenzierung entlang der Kundenbeziehung im Status Quo resultiert in einer Matrix für Bestands- und Neukunden. Eine Bestandskundenbeziehung besteht entweder in der Rolle als Messstellenbetreiber oder als Stromlieferant oder in beiden Rollen. Neukunden sind in keiner der beiden Rollen gebunden. Die Ansprache der Kunden stellt im Falle einer bestehenden Kundenbeziehung für diese Rolle auf einen Tarifwechsel, ansonsten auf einen Neuvertrag ab. Dies entweder mit dem Fokus auf die Rolle des Messstellenbetriebs oder für beide Rollen. Zur Generierung von Erfahrungswerten über die Erfolgsfaktoren der Adoption bietet sich ein Stufenmodell an.
- Synergieeffekte aus dem Tagesgeschäft: Aus der Eigenschaft des Grundversorgers heraus nimmt die Kooperation eine Monopolstellung in der Heimatregion ein. Die Geschäftsprozesse in beiden Markttrollen sind für eine Kundeninteraktion ausgelegt, die entweder vom Kunden oder vom Spieler ausgeht. Beide Kommunikationsrichtungen sind für die Kundenansprache nutzbar. Insbesondere die Standardkommunikation im Rahmen der Leistungserbringung für Bestandskunden bietet Synergiepotenzial für eine regelmäßige Kundenansprache.

⁴³² Die Wahrnehmung des Wahlrechts gem. §21c EnWG erfolgt nicht mit derselben Intensität wie der Anbieterwechsel beim Stromlieferanten. Vgl. hierzu die Marktanalyse des Elektrizitätsmarktes in Kapitel 2.2.4.

- **Tarifspreizung:** Die Kenntnis über den Energieverbrauch der Bestandskunden bietet die Möglichkeit sowohl zur Kundenbindung als auch zur Kunden-selektion. Über die Anlage entsprechender Tarife lässt sich je nach Verbrauchsgruppe die Vorteilhaftigkeit aus Sicht der Kooperation steuern. Für die Kalkulation dieser Tarife können die Prämissen der Kosten-Nutzen-Analyse für Energieeffizienz und Lastverlagerung herangezogen werden. Zudem bildet die Tarifspreizung die Grundlage der Neukundengewinnung. Auch hier lassen sich die Tarife so anlegen, dass die Zielkunden gewonnen und die Nicht-Zielkunden auf Distanz gehalten werden können. Die Kundengewinnung im Tarif mit Permission unabhängig von der Rolle als Lieferant steht im Fokus der Marktbearbeitung, da dies die Gewinnmaximierung der Kooperation begünstigt. Es bietet sich an, bei der Tarifspreizung darauf zu achten, dass die Attraktivität für Kunden mit Permission maximiert wird.
- **Kommunikation:** Der Schwerpunkt der Kommunikation dieser Kooperation liegt auf den Aspekten der Energiewirtschaft im engeren Sinne. Die Notwendigkeit zur Adoption kann unabhängig von den Tarifangeboten durch die Alternativlosigkeit der Energiewende argumentiert werden. Hinsichtlich der Chancen für den Letztverbraucher kann vor allem auf die direkten und indirekten Kostensenkungspotenziale abgestellt werden, die sich aus der Zunahme der installierten Basis für alle Adopter ergeben.⁴³³

In erster Linie geht es in dieser Kooperation um die Erreichung der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung im eigenen Kundenbestand. Die Tarifspreizung in Kombination mit der Kundenansprache im Tagesgeschäft spannt den Raum der Handlungsoptionen dafür auf. Der Eintritt in den Wettbewerb in der Rolle des Messstellenbetreibers bietet darüber hinaus die Möglichkeit, den eigenen Kundenbestand im Stufenmodell auszubauen, solange das Tarifangebot mit Permission ein Alleinstellungsmerkmal aus Sicht der Zielkunden darstellt. Aus der Verbrauchsdatentransparenz und der Kundenbindung durch Mehrwerte lässt sich die Kundengewinnung in der zweiten Stufe auf die Rolle des Lieferanten ausdehnen. Messstellenbetreiber, deren Kundenbestand zur Erreichung der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung alleine nicht ausreicht, können sich auch als Kooperation innerhalb der Kooperation zusammenschließen.

⁴³³ Vgl. hierzu Kapitel 3.1.3.

Als Vertreter der zweiten Gruppe sei ein Messstellenbetreiber gegeben, der noch keinen Kunden für den Messstellenbetrieb in seinem Bestand hat. Analog des Spielers aus der ersten Gruppe übt er bereits die Marktrolle des Lieferanten aus. In dieser Rolle bündelt er allerdings als Teil einer Konzernstruktur den Strombedarf des Konzerns und verrechnet diesen mit den übrigen Konzerngesellschaften. Weiterhin sei unterstellt, dass der Konzern, dessen Bestandteil dieser Spieler ist, einen Zusammenschluss mehrerer Retailgeschäfte darstellt, von denen jedes einzelne an Privatkunden ein breites Produktsortiment als unterschiedlich spezialisierter Filialist anbietet. Der Schwerpunkt der Kundenansprache dieses Spielers liegt somit außerhalb der Marktrollen der Energiewirtschaft. Im Gegensatz zum Spieler der ersten Gruppe ist er weder Grundversorger noch auf eine Region begrenzt.

Durch Eintritt in die Kooperation weitet dieser Spieler sein Geschäftsmodell in zwei Richtungen aus: Einerseits nimmt er die neue Rolle des Messstellenbetreibers ein, andererseits weitet er seine Rolle als Lieferant für den konzernexternen Markt aus. Diese Konstellation verändert die Stellhebel zur Diffusion intelligenter Strommesssysteme im Vergleich zur vorhergehenden Kooperation:

- Kundenangang: Für die Differenzierung entlang der Kundenbeziehung im Status Quo gibt es in dieser Kooperation nur Neukunden. Die Neukundenbeziehung kann dabei drei Ausprägungen haben: Konzentration auf die Rolle als Messstellenbetreiber oder als Stromlieferant oder Kombination beider Rollen. Im Gegensatz zu der Kooperation der ersten Gruppe gibt es nur die Gruppe der Neukunden für den Kundenangang. Eine Differenzierung lässt sich in diesem Fall nur über die Begrenzung der Verfügbarkeit des Angebots entlang der einzelnen Filialisten des Konzerns realisieren. Eine Differenzierung des Angangs nach der Art der angestrebten Kundenbeziehung stellt mit Blick auf die Diffusionsgeschwindigkeit keine Option dar.
- Synergieeffekte aus dem Tagesgeschäft: Hier bietet sich einerseits die Erfahrung aus der Rolle des konzerninternen Lieferanten als Grundlage für die Gestaltung von Einkaufskonditionen und Tarifstruktur zur externen Kundengewinnung an. Andererseits verfügt diese Kooperation auf Tagesbasis über eine Vielzahl von Kundenkontakten über die Retailoberfläche. Alle Werbematerialien können für die Kundenansprache genutzt werden. Ein weiterer Vorteil ist die Steuerbarkeit der Kundenansprache ohne Einschränkung des Vermarktungsgebiets.

- Tarifspreizung: Die Kenntnis über den Energieverbrauch der Bestandskunden steht dieser Kooperation nicht zur Verfügung. Allerdings stehen Informationen über das Kaufverhalten und die Präferenzen zur Verfügung, die für eine Tarifspreizung eingesetzt werden können. Insbesondere bietet sich eine Kombination aus Tarifen mit Kundenzuführungsmaßnahmen an. So könnte beispielsweise die Auslobung eines Einkaufsgutscheins für Retailer des Konzerns Kaufkraft zuführen, die ansonsten zumindest teilweise den Wettbewerbern im Kerngeschäft zufließt. Die Spanne aus Einkaufs- und Verkaufspreis sowie die Angebotskombination aus Leistungen der Energiewirtschaft und des Handels können für die Generierung von Preisintransparenzen genutzt werden, die gegenüber den Anbietern der Energiewirtschaft im engeren Sinne einen Wettbewerbsvorteil bedeuten.
- Kommunikation: Der Schwerpunkt der Kommunikation dieser Kooperation liegt auf den Handelsaspekten des Konzerns. Die Notwendigkeit zur Adoption kann unabhängig von den Tarifangeboten durch das Engagement des Konzerns zur Unterstützung der Energiewende argumentiert werden. Die Kommunikation der Chancen für den Letztverbraucher hinsichtlich der direkten und indirekten Kostensenkungspotenziale fällt in diesem Zusammenhang hinter den Vorteilen aus Gutscheinen zur Belohnung der Adoptionsentscheidung zurück, da deren Unmittelbarkeit greifbarer für die Kunden ist.

In erster Linie geht es in dieser Kooperation um die Erreichung der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung in der Kombination mit dem Retail-Tagesgeschäft. Vor allem der Beitrag zur Markenwahrnehmung als Unterstützer der Energiewende kann ein Treiber für den Eintritt dieser Spieler in die Kooperation sein. Die Möglichkeit zur Kombination von Verbrauchsdaten und Konsuminformationen ist ein Alleinstellungsmerkmal für diese Kooperation. Auch in dieser Gruppe bietet sich unter Umständen eine Kooperation innerhalb der Kooperation zwischen unabhängigen Retailern an, um die Diffusionsgeschwindigkeit zu erhöhen.

Als Vertreter der dritten Gruppe sei ein Messstellenbetreiber gegeben, der weder für den Messstellenbetrieb noch für eine andere Marktrolle der Energiewirtschaft Kunden in seinem Bestand hat. Dieser Spieler übernimmt gleichzeitig mit der Marktrolle des Messstellenbetreibers auch die des Lieferanten. Weiterhin sei unterstellt, dass dieser Spieler ein Vertreter der Wohnungswirtschaft sei, dessen Mieterbestand für die Erreichung der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung aus-

reicht. Analog zum Spieler aus der zweiten Gruppe ist er kein Grundversorger, allerdings mit Blick auf seinen Wohnungsbestand begrenzt. Je nach Verteilung der Immobilien entspricht diese Begrenzung derjenigen des Spielers der ersten Gruppe auf eine Region oder sie verteilt sich über das Bundesgebiet.

Durch Eintritt in die Kooperation weitet dieser Spieler sein Geschäftsmodell um zwei neue Geschäftsfelder aus, die in der Wahrnehmung der beiden Markttrollen der Energiewirtschaft bestehen. Für die Stellhebel zur Diffusion intelligenter Strommesssysteme bedeutet dies:

- Kundenangang: Für die Differenzierung entlang der Kundenbeziehung im Status Quo gibt es in dieser Kooperation analog zur zweiten Gruppe nur Neukunden. Eine Differenzierung in Mieter, Eigentümer und Neukunden lässt sich jedoch in diesem Fall aus der Kundenbeziehung im Kerngeschäft des Spielers ableiten. Insbesondere mit Blick auf die Übertragbarkeit des Wahlrechts gemäß §21c EnWG auf den Anschlussnehmer kommt dem Spieler dieser Kooperation eine besondere Bedeutung im Rahmen der Adoptionsentscheidung zu. Seine Eigentümerkunden können sich von ihren Mietern das Wahlrecht übertragen lassen und damit die Diffusionsgeschwindigkeit im Wohnungsbestand beschleunigen. Dies stellt im Kundenangang im Vergleich zu den anderen Konstellationen ein Alleinstellungsmerkmal dar. Für Neukunden ohne Beziehung zu diesem Spieler ist die Kooperation ein Anbieter im Wettbewerb.
- Synergieeffekte aus dem Tagesgeschäft: Analog zur zweiten Gruppe besteht eine Fülle von Ansprachemöglichkeiten aus dem Vermietungs- und Verwaltungsgeschäft heraus, die für die Kundenansprache genutzt werden können. Zudem bietet sich auf Basis des Flächeneinflusses an, die Einkaufskonditionen für Strom durch den Einsatz von Zwischenspeichern als Grundlage des eigenen Stromtarifs unter Marktschnitt zu senken. Gerade die Zwischenspeicherung z.B. in Batteriepufferspeichern, die als virtuelle Last Steuerbarkeit und Spitzenlastverlagerung für die Markttrollen der Energiewirtschaft erlauben, begünstigt ein Stromangebot, das im Anbieterwettbewerb konkurrenzlos wäre. Alternativ ließe sich die Vereinnahmung dieser

Lastverlagerungspotenziale auch zur Gewinnmaximierung der Kooperation nutzen.⁴³⁴

- **Tarifspreizung:** Auch dieser Kooperation steht die Kenntnis über den Stromverbrauch der Bestandskunden nicht zur Verfügung, da dieser im Gegensatz bspw. zur Heizenergie nicht über die Verwaltungstätigkeit erhoben werden kann. Allerdings stehen Informationen über Haushaltsgröße, Mieterpräferenzen und Zahlungsverhalten zur Verfügung, die für eine Tarifspreizung eingesetzt werden können. Insbesondere bietet sich aus Sicht des Spielers die Absenkung der Nebenkosten zugunsten einer Kaltmietpreissteigerung an, da dies wiederum einen Einfluss auf die Bewertung des Immobilienvermögens ausübt. In Regionen mit Leerstandsproblematik stellt die Absenkung der Nebenkosten wiederum ein Alleinstellungsmerkmal im Wohnungsmarkt dar.
- **Kommunikation:** Der Schwerpunkt der Kommunikation dieser Kooperation liegt auf den Aspekten der Wohnungswirtschaft. Die Notwendigkeit zur Adoption kann unabhängig von den Tarifangeboten durch die Absenkung der Nebenkosten sowie den Beitrag zur Energiewende argumentiert werden. Hinsichtlich der Chancen für den Letztverbraucher kann analog zur ersten Gruppe vor allem auf die direkten und indirekten Kostensenkungspotenziale abgestellt werden, die sich aus der Zunahme der installierten Basis für alle Adopter ergeben.

Bei dieser Kooperation steht die Erreichung der Kritischen Masse der Drittnutzenentstehung im eigenen Mieter- und Eigentümerbestand im Vordergrund. Allerdings bietet es sich in dieser Gruppe – im Gegensatz zu den beiden anderen Gruppen – die Aufstellung als Spezialdienstleister in der Wohnungswirtschaft an, der seinen Geschäftskunden die Kapitalisierung deren Kundenzugangs ohne Komplexitätssteigerung des Geschäfts ermöglicht.

⁴³⁴ Die Möglichkeiten zur Übernahme der Marktrolle der Erzeuger wird der Vergleichbarkeit halber hier ausgenommen, steht jedoch insbesondere in der Wohnungswirtschaft als Option im Raum.

Eine weitere Variabilisierung der Umsetzungsalternativen des Lösungsvorschlags zur Einführung intelligenter Strommesssysteme lässt sich durch die Veränderung der Eingangsprämissen erreichen. Dies betrifft vor allem folgende Parameter:

- Mischformen im Rollenmodell bspw. durch Nutzung der Kundenansprache aller Spieler zur Steigerung der Diffusionsgeschwindigkeit
- Reduzierung des Messstellenbetreibers auf die *de jure* Rolle mit *de facto* Leistungserbringung durch die übrigen Spieler
- Modifikation der Spieleranzahl im Kooperationsmodell durch Konzentration (Absenkung) oder Diversifikation (Ausweitung)

4.3.4. Erfolgsfaktoren für eine Umsetzung in der Praxis

Die Darstellung der drei Optionen für eine Umsetzung des Kooperationsmodells in der Praxis zeigt, dass die Rahmenbedingungen und damit auch die Erfolgsfaktoren von der Anzahl und Ausrichtung der Spieler abhängen.⁴³⁵ Dennoch lassen sich vier Erfolgsfaktoren definieren, die für jede Konstellation gelten:

- (1) Bewusstsein über die Koexistenz von kooperativem und nicht-kooperativem Spiel: Die Umsetzung des Kooperationsmodells setzt die Zusammenarbeit von n Spielern voraus. Jeder dieser Spieler tritt als Anbieter sowohl innerhalb als auch außerhalb des kooperativen Marktes auf. Die Maximierung der Flexibilität in der Umsetzbarkeit sowie die Minimierung der Voraussetzungen für den Eintritt in die Kooperation bedingen, dass die Verbindung zwischen den Spielern durch eine Kooperationsvereinbarung entsteht. Sie stellt die Mindestvoraussetzung dar, damit die Regelungsbedarfe zwischen den ansonsten voneinander unabhängigen Spielern Verbindlichkeit erlangen können. Eine Grundprämisse der kooperativen Spieltheorie ist der Verzicht auf private Informationen. Dies stellt hohe Anforderungen an die Kooperationsdisziplin der Spieler. Die Größenordnung, in der intelligente Strommesssysteme in Deutschland eingeführt werden sollen, erfordert das Zusammenspiel von Unternehmen, die in der Lage sind, diese Komplexität zu bewältigen. Arbeiten diese Firmen im Innenverhältnis auf der Basis des Zuteilungsverfahrens von SELDERS und die Firmen auf Basis des Lösungs-

⁴³⁵ Vgl. hierzu Kapitel 4.3.3.

vorschlags des erweiterten Kooperationsmodells zusammen, so kann von einer Durchgängigkeit des kooperativen Spiels ausgegangen werden. In der Realität gibt es jedoch einen Unterschied zwischen der Zusammenarbeit zwischen Firmen und der Arbeitsteilung innerhalb der Unternehmen. Oftmals führt die Steuerung über Unternehmensziele zu Interessenskonflikten, die sich auf die Handlungsspielräume der Entscheider auswirken. Die Umsetzung eines Kooperationsmodells auf der Basis der kooperativen Spieltheorie hängt damit in der Regel nicht von dem Unternehmen sondern von einzelnen Mitarbeitern ab. Daher ist das Bewusstsein über nicht-kooperative Risiken der Zusammenarbeit eine Erfolgsvoraussetzung. Dieses Bewusstsein muss sich in der Sorgfalt bei der Definition der Spielregeln vor Eintritt in die Kooperation niederschlagen.

- (2) Klare Spielregeln: Sie fassen einerseits die Regelungsbedarfe der Kooperationspartner zusammen und minimieren andererseits die nicht-kooperativen Risiken der Zusammenarbeit. Eine besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang die Spielregeln zur Risiko- und Erfolgsverteilung. Diese sind bei der Zusammenarbeit von Unternehmen, die auf Gewinnmaximierung ausgerichtet sind, die Achillesferse jeder Kooperation.
- (3) Transparente Ausgestaltung der Permission: Die Internalisierung des Drittnutzens hängt davon ab, dass dieser kommerzialisiert werden darf. Die Grundlage dafür bildet die Permission des Letztverbrauchers. Deren Ausgestaltung sowie die Koppelung an den entsprechenden Tarif des Messstellenbetreibers müssen den Datenschutzanforderungen genügen und dürfen die Variabilität der Kooperationsentwicklung nicht beeinträchtigen.⁴³⁶
- (4) Höhe der Drittnutzeninternalisierung zur Adoptionskostensenkung: Die Maximierung der Diffusionsgeschwindigkeit hängt von der Vergleichbarkeit des Preisniveaus mit herkömmlichen Zählern ab. Erst die Absenkung der Adoptionskosten auf das regulierte Niveau minimiert die Streuverluste aus einer Verbrauchsabhängigkeit der Vorteilhaftigkeit und sichert die Verfügbarkeit aller Instrumente der Marktbearbeitung.

⁴³⁶ Vgl. hierzu Kapitel 4.2.4.

5. Fazit und Ausblick

Problemstellungen, bei denen der Markterfolg auf Netzwerkmärkten von der Adoptionsentscheidung vieler Konsumenten abhängt und im Zuge der Diffusion Nutzen für Dritte außerhalb der Anbieter-Nachfrager-Konstellation für dieses Netzprodukt entsteht, können strukturell in ein Investitionsdilemma führen, wenn die Kostenzuteilung über den Preis des Netzproduktes im Sinne der Spieltheorie weder freiwillig noch stabil ist. Die Adoptionskosten sind aus Sicht des einzelnen Konsumenten in diesen Fällen größer als die Summe seiner Singulär- und Netznutzen. Die Bewertung des individuellen Adoptionsnutzens fällt dem Verbraucher dabei umso schwerer, je höher seine „kognitive Limitierung“ ist.⁴³⁷ Ein solches Investitionsdilemma stellt dann ein Diffusionshemmnis dar, für dessen Lösung bisher kein vollständiges und zufriedenstellendes theoretisches Modell vorgestellt wurde.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Defizite der bisherigen theoretischen Mittel für diejenigen Forschungsbereiche herausgearbeitet, die für derartige Problemstellungen geeignete Teilansätze bieten: Netzwerkökonomie, Kritische-Masse-Systeme und Kostenzuteilungen in der kooperativen Spieltheorie.

Die Nutzenbetrachtung in der Netzwerkökonomie erfolgt in der Regel aus der Sicht des Adopters, die Nutzung des Netzprodukts erscheint für den Diffusionsverlauf relevanter als die Adoptionsentscheidung und Anbieter-Kooperationen auf den Netzwerkmärkten werden aus Vereinfachungsgründen nicht betrachtet.⁴³⁸

Die Analyse von Kritische-Masse-Systemen setzt im Wesentlichen bei der Ausweitung des Nutzens aus Sicht des Adopters an, wobei der Nutzen für Dritte durch den einzelnen Adopter weder bewertet noch erschlossen werden kann und das daraus resultierende Kooperationserfordernis auf der Anbieterseite unberücksichtigt bleibt.

Kooperative Kostenteilungsspiele analysieren zwar strategische Entscheidungssituationen unter kooperativer Zusammenarbeit mit Spezialisierung und Arbeitsteilung, unterstellen jedoch zur Modellvereinfachung die Zugehörigkeit der Spieler zu einer Unternehmung und berücksichtigen keine Kritische-Masse-Systeme.

⁴³⁷ Vgl. hierzu u.a. WEBER (1999), S. 130.

⁴³⁸ Eine Ausnahme bilden die Kooperationen im Kontext des Kompatibilitätsmanagements zwischen Anbietern ähnlicher Netzprodukte. Vgl. hierzu LIEHR (2005), S. 73.

Es konnte gezeigt werden, dass die Ausweitung und Modifikation des modelltheoretischen Rahmens einen wissenschaftlichen Beitrag zur Auflösung eines derartigen Investitionsdilemmas leisten kann. Das vorgelegte theoretische Modell zur Markterschließung im Kooperationsmodell löst die Prämisse der Spielerzugehörigkeit zu einer Unternehmung auf, so dass auch unabhängige Unternehmen als Spieler zulässig werden. Die Zugehörigkeit aller Spieler zu einer Unternehmung behält bei dieser Modifikation als ein Sonderfall des erweiterten Spielerverständnisses Gültigkeit. Zur Abbildung der Unternehmertätigkeit jedes Spielers wurde zudem die Spielerorientierung modelltheoretisch geöffnet, d.h. jeder Spieler kann eine internorientierte Rolle innerhalb des kooperativen Marktes sowie eine externorientierte Rolle für die Interaktion außerhalb des kooperativen Marktes einnehmen.

Um die Berücksichtigung des Nutzens für Dritte im Rahmen der Adoptionsentscheidung in dem Modell zu verankern, wurde zunächst der Begriff „Drittnutzen“ eingeführt, dessen Integration innerhalb der Nutzenfunktion des Adopters über die Absenkung der Adoptionskosten erfolgt. Diese Erweiterung der Gesamtnutzenbewertung verlagert die Internalisierung des Drittnutzens als Aufgabe zu den Spielern des kooperativen Marktes, die ihrerseits die Kosten der Preissenkung für die Konsumenten durch entsprechende Angebote bei den Marktteilnehmern mit Drittnutzen allokalieren müssen.

Es konnte gezeigt werden, dass die Internalisierung des Drittnutzens dabei die einzige Option für eine Absenkung der Adoptionskosten darstellt, die aus Sicht der Marktteilnehmer anhand spieltheoretischer Kriterien und auf der Basis des Konzepts subventionsfreier Preise zu einer dauerhaft freiwilligen und stabilen Kostenteilung führt. Dies erfordert die Berücksichtigung zweier Absatzmärkte, die jeweils Charakteristika Kritischer-Masse-Systeme aufweisen und gleichermaßen von der Diffusion des Netzprodukts aus dem Investitionsdilemma abhängen: Der erste Absatzmarkt ist dabei die herkömmliche Anbieter-Nachfrager-Konstellation für das Netzprodukt. Der zweite Absatzmarkt, um den die modelltheoretische Betrachtung erweitert wurde, betrifft die Kritische Masse der Diffusion zur Entstehung des Drittnutzens. Aus dieser Kombination zweier Kritischer-Masse-Systeme für ein Netzprodukt konnte eine Modifikation des Phasenmodells zum Diffusionsverlauf abgeleitet werden, wodurch sich die herkömmliche Instabilitätsphase bis zur Erreichung der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung verkürzt und durch eine Katalysa-

torphase ergänzt wird, die den Diffusionsverlauf bis zur Erreichung der Stabilitätsphase umfasst. Diese bleibt in dem erweiterten Modellrahmen unverändert. Damit beschränkt sich das Flop-Risiko auf die Verfehlung der Kritischen Masse zur Drittnutzenentstehung. Das Deadoptionsrisiko aus mangelnder Nutzung des Netzproduktes konnte durch die Integration einer automatisierten Kommunikation des Netzprodukts in das Nutzungsverständnis insofern reduziert werden, als dass eine Diffusionsumkehr nur noch durch eine Einstellung des Geschäftsmodells erreicht werden kann und damit die Beeinflussung der Adoptionsentscheidung in den Marktbearbeitungsfokus der Spieler rückt.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass die erarbeitete Lösung ein vollständiges und zufriedenstellendes theoretisches Modell vorstellt und durch die Schließung dieser Forschungslücke einen Beitrag zum wissenschaftlichen Fortschritt leistet, was das erste Ziel dieser Arbeit war.

Das zweite Ziel dieser Arbeit bestand darin, aus der Übertragung dieses Modells auf die Einführung intelligenter Strommesssysteme Grundlagen für die Umsetzbarkeit einer Rollout-Strategie ohne Zwang schaffen. Diese zweite Zielsetzung ist insofern von Bedeutung, als dass die Erreichung der drei Kernziele der Energiepolitik in Europa – Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit – unter anderem von der Erfassung von Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie der Möglichkeiten zur Steuerung dezentraler Erzeuger und Verbraucher abhängt. Der Einsatz einer intelligenten Zählerinfrastruktur stellt in diesem Zusammenhang eine Erfolgsvoraussetzung dar und wird in jedem Mitgliedsstaat innerhalb der Leitplanken, auf die sich Europa verständigt hat, und auf Basis der Marktgegebenheiten eigenständig vorangetrieben.

Grundlage der Entscheidung über die Art des Rollouts ist eine Kosten-Nutzen-Analyse, die jeder Mitgliedsstaat auf Basis einheitlicher Standards bis Ende 2013 erstellen musste. Länder, in denen diese Analyse zu einem positiven Effekt für die Volkswirtschaft geführt hat, müssen bis 2020 80% der Haushalte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet haben. In den übrigen Ländern ist auf Basis der Wirtschaftlichkeit zu entscheiden, wie ein Rollout erfolgen soll. Der Vergleich der Mitgliedsstaaten zeigt, dass einer hohen Diffusionsgeschwindigkeit in der Regel eine Einbauverpflichtung im Rahmen von Gesetzen und Verordnungen vorausgegangen ist. Einzige Ausnahme ist Italien, wo sich der Rollout für den Marktführer alleine

durch die Eindämmung der nicht-technischen Verluste gelohnt hat, woraufhin für die übrigen Marktteilnehmer eine Einführungsverpflichtung erlassen wurde.

In Deutschland unterscheidet die Kosten-Nutzen-Analyse zwischen intelligenten Zählern und intelligenten Strommesssystemen. Erstere sind noch nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden, lassen sich jedoch nachrüsten. Die Realisierung des Gesamtnutzens ist den intelligenten Strommesssystemen vorbehalten. Die Vorteilhaftigkeit des Einsatzes intelligenter Zähler ist demgegenüber eingeschränkt, weshalb der Fokus der Betrachtung auf der Schaffung der Voraussetzungen für einen Rollout der Zählerinfrastruktur mit Einbindung in ein Kommunikationsnetz liegt. Auf der Basis der Prämissen der Kosten-Nutzen-Analyse der Bundesregierung lohnt sich der Einsatz dieser Zähler für Letztverbraucher erst ab einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh. Dies betrifft jedoch nur etwa 10% aller Haushaltskunden. Das EU-Rollout-Ziel von 80% aller Zählpunkte ist auf dieser Basis in Deutschland ohne eine Einbauverpflichtung durch den Gesetzgeber nicht umsetzbar.

Im Rahmen dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass der Gestaltungsansatz der Bundesregierung dennoch auf eine Marktlösung abstellt. Ohne Veränderung der Parameter der Kosten-Nutzen-Analyse hängt ein Rollout in Deutschland davon ab, dass eine andere Lösung zur Absenkung der Adoptionskosten gefunden wird. Eine staatliche Subvention wurde als Lösung deshalb nicht weiterverfolgt, da sie keine Marktlösung im Sinne des Gestaltungsansatzes der Bundesregierung darstellt.

Die Einordnung intelligenter Strommesssysteme als Netzprodukte mit den Charakteristika von Kritische-Masse-Systemen bildet den Bezugsrahmen für die Anwendung des theoretischen Modells zur Lösung dieses Investitionsdilemmas. Die Nutzenentstehung für den Letztverbraucher ist in der Kosten-Nutzen-Analyse beschrieben und wurde daher als gegeben unterstellt. Der Drittnutzen zur Absenkung der Adoptionskosten bündelt diejenigen Effekte eines Rollouts, die einen Nutzen für die Volkswirtschaft entfalten, aber durch den Letztverbraucher als den Entscheider über die Adoption nicht bewertet oder gesteuert werden können. Die Existenz dieser Vorteile wird durch die Kosten-Nutzen-Analyse bestätigt, aufgrund der fehlenden Voraussetzungen zur Internalisierung jedoch nicht in der Berechnung berücksichtigt. So entsteht bspw. aus der Bündelung der Verbrauchsdatentransparenz ein neuer Nutzen für Marktteilnehmer außerhalb der Geschäftsprozesse der Energiewirtschaft. Die Kapitalisierung dieser Verbrauchsdaten kann der Letztverbraucher

nicht alleine erreichen, sie stellt jedoch ein Potenzial dar, um die Adoptionskosten außerhalb der Wirkungszusammenhänge der Energiewirtschaft abzusenken. Weitere Drittnutzen sind denkbar, wurden jedoch für die formale Beschreibung des Lösungsansatzes nicht herangezogen.

Im Sinne einer Realitätsprämisse wurde unterstellt, dass etablierte Messstellenbetreiber als Anbieter intelligenter Strommesssysteme einerseits nicht in der Lage sind, die Drittnutzeninternalisierung alleine umzusetzen, andererseits für die Durchführung eines Rollouts nicht alleine über die entsprechenden Ressourcen verfügen. Diese Aufgaben wurden durch zwei Spieler (Produktionskostenminimierer und Erlösmaximierer) erfüllt, die mit dem Messstellenbetreiber einen kooperativen Markt bildeten.

Es konnte gezeigt werden, dass das erweiterte Kooperationsmodell in Abhängigkeit von der Anzahl der Spieler des kooperativen Spiels und deren Präferenzen auf n Spieler und m Leistungen ausgeweitet werden kann und die spieltheoretischen Kriterien der Akzeptanz und der Anreizkompatibilität erfüllt sind. Die Zusammenarbeit der Spieler des kooperativen Marktes erfolgt somit freiwillig und produktives Verhalten wird belohnt. Das Modell von SELDERS stellt in diesem Zusammenhang den Sonderfall für einen einzigen Spieler dar. Es konnte zudem gezeigt werden, dass auch unter der Verwendung von Marktpreisen als Preismechanismus zwischen Unternehmen Subventionsfreiheit innerhalb der Kooperation zur gemeinsamen Gewinnmaximierung und Risikominimierung erreicht werden kann. Dieser zusätzliche Freiheitsgrad für eine Umsetzung in der Praxis mündet in dem Risiko der Koexistenz von kooperativem und nicht-kooperativem Spielverhalten innerhalb der Kooperation, was die Bedeutung der Entstehung von Verbindlichkeit für Absprachen unterstreicht. Auf diese Weise lassen sich die Voraussetzungen für kooperatives Verhalten auch unter Berücksichtigung von Unwägbarkeiten aus einer Unternehmenssteuerung mit Zielkonflikten schaffen, die dann entstehen, wenn die Spieler nicht nach dem Grundmodell von SELDERS arbeiten.

Die Praxisrelevanz des erweiterten Kooperationsmodells ergibt sich einerseits aus der hohen Variabilität der Umsetzbarkeit hinsichtlich Spieleranzahl und Verteilung der Leistungserbringung. Auf der anderen Seite ist dieses Modell auf alle Netzprodukte mit den Charakteristika von Kritische-Masse-Systemen anwendbar, die einen Drittnutzen für Marktteilnehmer außerhalb dieses Systems generieren. Dieses Modell ermöglicht Innovationstreibern auch dann den Eintritt in solche Märkte, wenn

diese hohe Markteintrittsbarrieren zeigen. Ein Beispiel für einen Markt mit ähnlichen Voraussetzungen ist der Logistik-Markt. Auch hier könnte bspw. aus der Diffusion einer intelligenten Infrastruktur für die Annahme von Paketen in Abwesenheit ein Drittnutzen entstehen, der die Adoptionskosten dieser Infrastruktur zur Diffusionsmaximierung senken könnte.

Weitet man die Betrachtung aus, so stellt die Analyse von Märkten und Wirkungszusammenhängen zwischen den Spielern eine Erfolgsvoraussetzung zur Diffusion innovativer Produkte insgesamt dar, so dass Markteintrittsrisiken im Rahmen solcher Kooperationen gegenüber dem herkömmlichen Innovationsansatz von Einzelunternehmen minimiert und damit die Innovationserfolgsrate insgesamt gesteigert werden können. Die Entstehung neuer Märkte wird in Zukunft deutlich stärker von der Kooperation unterschiedlicher Spieler abhängen. MÖLLERING bringt die Chance aus Zusammenarbeit in Kooperationen auf den Punkt: „Gerade in der von hoher Ungewissheit geprägten Marktentstehungsphase kann Strategisches Management durch die Gestaltung von Bindungshorizonten, -intensitäten und -dynamiken die Position eines Unternehmens auf einem neuen Markt wie auch die Entwicklung der konstitutiven Elemente des neuen Marktes insgesamt beeinflussen.“⁴³⁹

Damit ist auch das zweite Ziel dieser Arbeit erreicht, Grundlagen für die Umsetzbarkeit für eine Rollout-Strategie ohne Zwang schaffen.

Für eine Fortsetzung der wissenschaftlichen Untersuchung und Weiterentwicklung dieses Kooperationsmodells bietet sich vor allem die Analyse der Zusammenhänge zwischen den beiden Kritische-Masse-Systemen der Drittnutzeninternalisierung an. Auch die Weiterentwicklung von Mechanismen für eine Absicherung kooperativen Verhaltens der Spieler untereinander bei nicht-kooperativer Unternehmenssteuerung sowie die spieltheoretische Analyse der Verhaltensoptionen der Spielervertreter in diesem Spannungsfeld aus kooperativem Spiel nach außen und nicht-kooperativem Spiel nach innen böte Raum für eine tiefergehende wissenschaftliche Auseinandersetzung. Schließlich könnte auch die Übertragung des Lösungsansatzes sowie des Gangs der Untersuchung auf andere Industrien mit ähnlichen Problemstellungen einen Beitrag zur Weiterentwicklung dieses Kooperationsmodells leisten.

⁴³⁹ Vgl. hierzu MÖLLERING (2010), S. 770.

Anhang

Anhang 1

Geschichte der Energieversorgung in Deutschland.

- 1882 Erste deutsche Blockstation von Paul Reißer in Stuttgart geht in Betrieb (Strom für 30 Glühlampen). Die ersten elektrischen Straßenlampen Berlins erleuchten die Leipziger Straße, den Potsdamer Platz und die Kochstraße.
- 1884 Gründung des ersten öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmens in Deutschland - der AG Städtische Elektrizitätswerke in Berlin (später BEWAG).
- 1885 Bevor am 15. August in der Berliner Markgrafenstraße das erste deutsche Kraftwerk in Betrieb ging, musste der Betreiber mit der Stadt ein Konzessionsvertrags abschließen, der ihm im Umkreis von 800 Meter um den Werderschen Markt das Recht zur Benutzung öffentlicher Straßen für die Verlegung elektrischer Leitungen gewährte.
- 1886 Zur Erhöhung der Übertragungreichweite führt das Elektrizitätswerk Eberfeld das erste Dreileitersystem ein.
- 1887 Friedrich August Haselwander baut einen dreiphasigen Synchrongenerator.
- 1891 Erste Drehstromkraftübertragung über größere Entfernungen von Laufen nach Frankfurt a. M. (Über 175 km ; Wirkungsgrad : 70 %) anlässlich der Elektrotechnischen-Ausstellung realisiert. Das erste größere Drehstromkraftwerk auf Wasserkraftbasis wird in Heilbronn (Lauffen) eingeweiht. Die Gesamtleistung der deutschen Elektrizitätswerke beträgt 11,6 MW.
- 1892 Auf einer Versammlung, die vom 8. Bis 10. Juli in Berlin stattfindet gründen 18 Vertreter von 16 Elektrizitätswerken die Vereinigung der Elektrizitätswerke (VdEW).
- 1894 Gründung der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG (HEW). Die Isarwerke GmbH ist das erste regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Deutschland.

- 1896 Der Verband deutscher Elektrotechniker stellt erste Sicherheitsbestimmungen für elektrische Anlagen auf.
- 1898 Marie und Pierre Curie entdecken die radioaktiven Elemente Radium und Polonium. In Essen wird die Rheinisch Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE) gegründet. Gründung der Oberschlesischen Elektrizitätswerke AG.
- 1900 Im Elektrizitätswerk Eberfeld werden Dampfturbinen zur Stromerzeugung eingesetzt. Zwischen den Städten Bozen und Meran geht das erste 10 kV - Fernkabel zur Stromversorgung in Betrieb.
- 1903 In Mexiko wird das Wasserkraftwerk Necaxa gebaut. Seine sechs Wasserkraftgeneratoren mit je 6250 kVA sind bis zum heutigen Tag im Originalzustand in Betrieb.
- 1905 Inbetriebnahme der ersten deutschen 50 - kV - Leitung zwischen Moosburg und München. Einige deutsche Elektrizitätswerke bieten zur gleichmäßigeren Auslastung der Kraftwerke nachts erheblich billigere Preise an (sog. Doppeltarif).
- 1906 Thury nimmt die erste 125 kV Gleichstromfernübertragung der Welt in Frankreich in Betrieb (448 km, davon 72 km Erdkabel). Als erstes deutsches gemischtwirtschaftliches Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird das kommunale Elektrizitätswerk Mark AG in Hagen gegründet.
- 1909 Inbetriebnahme der ersten 100 - kV Freileitung der Welt in Amerika (Sohshona-Boulder), 290 km.
- 1910 Errichtung eines 110 - kV Freileitungsnetzes in Canada, das mit 132 kV betrieben werden kann (25 Hz; mittlere Spannweite 160 m; Aluminiumleiter).
- 1911 Bau der ersten deutschen 110 - kV Leitung von Lauchhammer nach Riesa (15 MW; 42 mm² Cu; 56 km; 50 Hz; erstmalig Verdrillung). Im Deutschen Reich gibt es 2320 Elektrizitätswerke mit einer Gesamtleistung von 2260 MW.
- 1912 Erster Stromtarif mit Grundgebühr (in Potsdam, Grundgebühr nach Zimmerzahl).
- 1913 Erstes geothermisches Kraftwerk der Welt in Lardanello (Italien).

- 1915 Errichtung des größten Braunkohlekraftwerks der Welt Golpa-Zschornowitz, zunächst 128 MW.
- 1917 Fischinger entwickelt Al / St - Seile für Hochspannungs-Freileitungen. Übernahme der Elektrowerke AG durch das Reich.
- 1918 Gründung der Württembergischen Landes-Elektrizitäts-Gesellschaft mbH (ab 1939 Energieversorgung Schwaben AG). Ernest Rutherford entdeckt die Gesetze des radioaktiven Zerfalls.
- 1920 Einführung der Tonfrequenz auf Hochspannungsfreileitungen TFH.
- 1921 Gründung der Badischen Landes Elektrizitätsversorgungs AG (Badenwerk). Als erstes Landesversorgungsunternehmen wird die Bayernwerk AG mit Sitz in München gegründet. 110 kV Freileitung führt durch Berlin (60 MW; 95 mm² Cu).
- 1922 Erste deutsche 220 kV Übertragung zwischen Letmathe und Ronsdorf (33 km).
- 1923 Inbetriebnahme der ersten 220 kV Freileitung der Welt in Amerika (120 MW; 434 km; Al / St 493 mm²). Erste deutsche Freiluft Schaltanlage in Berlin, 50 kV.
- 1924 Das Walchenseekraftwerk, mit einer Leistung von 124 MW das bislang größte Speicherwasserkraftwerk in Europa, nimmt den Betrieb auf.
- 1925 Das erste Steinkohle Großkraftwerk mit Kohlestaubfeuerung nimmt den Betrieb auf (270 MW Klingenberg der BEWAG, Berlin). Baubeginn der ersten europäischen 220 kV Freileitung, die auf 380 kV umstellbar ist (Vorarlberg - Köln) Fertigstellung 1929 (600 km; 400mm² Cu; Hohlseile). Erstes deutsches 110 kV Kabel im Großkraftwerk Franken in Betrieb genommen 40 MVA; 9,6 km; 185 mm² Cu.
- 1927 Gründung der Preußischen Elektrizitäts AG (Preußenelektra) mit Sitz in Berlin (ab 1947 Hannover).
- 1928 Gründung der AG für Deutsche Elektrizitätswirtschaft (Elektrowerke AG; Preußenelektra Badenwerk). Die erste deutsche Höchstdruckdampfanlage (105 atü, 475 °C) wird im Großkraftwerk Mannheim installiert).

- 1929 Die Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG (VEBA) wird gegründet. Gründung der Westdeutschen Elektrizitätswirtschaft AG mit Sitz in Frankfurt am Main (RWE, VEW, Badenwerk, und andere). Inbetriebnahme des Pumpspeicherwerks Niederwartha an der Elbe (AG sächsische Werke), des ersten großen Pumpspeicherkraftwerks ohne natürlichen Zufluss (143 m, 85 MW).
- 1930 Der deutsche Durchschnittshaushalt verbraucht 5 kW Strom pro Monat. Erste 275 kV Freileitung der Welt in Amerika (Doulder Damm - Los Angeles) in Betrieb genommen.
- 1932 James Chadwick entdeckt das Neutron.
- 1935 Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz unterstellt die Elektrizitätsversorgung der Reichsaufsicht.
- 1938 Der Erlass einer Tarifordnung für elektrische Energie durch den Reichskommissar für die Preisbildung, Josef Wagner, bringt in Deutschland die allgemeine Einführung des Grundpreistarifs. Otto Hahn, Fritz Straßmann und Liese Meitner entdecken die künstliche Kernspaltung.
- 1939 Eine Kilowattstunde Strom kostet im Deutschen Reich etwa 8 Pfennig. Aus der 1918 gegründeten Württembergischen Landes Elektrizitätsgesellschaft mbH geht die Energieversorgung Schwaben AG (EVS) mit Sitz in Stuttgart hervor.
- 1941 Konrad Zuse führt den ersten programmgesteuerten Digitalrechner der Welt vor, den Z3.
- 1945 Die verfügbare Kraftwerksleistung in Deutschland beträgt ende des Jahres 3,5 GW.
- 1946 In einer Oktoberwoche wird das Verbundnetz nur 115 Stunden mit 47,5 Hz betrieben.
- 1947 ENIAC, der erste vollelektronische Mehrzweckrechner geht in Betrieb.
- 1948 Die Deutsche Verbundgesellschaft e.V., ein Zusammenschluss der sieben größten westdeutschen Stromversorger, wird gegründet. Die Energieerzeugung erreicht den Vorkriegsstand von 14 000 GWh.

- 1949 Die in der öffentlichen Energieversorgung verfügbare Kraftwerksleistung liegt bei 5530 MW.
- 1950 Gründung der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW) mit Wirkung ab 1. Januar 1951. Aufnahme des Probetriebes der ersten 200 kV Gleichstromübertragung der Welt in der Sowjet Union (Kashira - Moskau), 30 MW; 112 km; 150mm².
- 1951 Gründung der UCTE , der Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie in Europa. Der Kernreaktor EBR 1 bei Arco im Bundesstaat Idaho wird als erster zur Stromerzeugung eingesetzt.
- 1952 Inbetriebnahme der ersten 380 kV Freileitung der Welt in Schweden (Harspränget - Halsberg), 460 MW; 950 km; 2 * 593 mm² Al / St . Zweileiterbündel; Leiterabstand 12 m Masthöhe 25 m. Der erste 100 MW Turbosatz wird in einem deutschen Kraftwerk (Goldenberg-Werk, RWE) installiert.
- 1954 Trennung des Netzes der DDR und der BRD. Inbetriebnahme des ersten Gleichstromseekabels der Welt von Schweden nach der Insel Gotland, 20 MW; 100 km.
- 1955 Erster deutscher 150 MW Turbosatz im Kraftwerk Weisweiler (RWE) in Betrieb.
- 1956 Als erstes kommerziell genutztes Kernkraftwerk liefert die britische Anlage Calder Hall Strom ins öffentliche Netz.
- 1957 In den USA geht der erste Druckwasserreaktor in Betrieb. Die Hamburgischen Elektrizitätswerke führen als erster bundesdeutscher Stromversorger die Jahresablesung mit monatlichen Abschlagszahlungen bei Tarifkunden ein. Die erste deutsche 380 kV Leitung (über 341 km von Rommerskirchen nach Hoheneck) wird vom RWE in Betrieb genommen.
- 1960 Das erste deutsche Ölkraftwerk in Schilling geht in Betrieb (125 MW).
- 1961 Das erste deutsche Versuchs-Kernkraftwerk bei Kahl am Main geht in Betrieb. Es hat eine elektrische Leistung von 16 MW.

- 1963 Die Verbundnetze Mitte, Ost und West werden zum 1. Juli im VEB Verbundnetz Berlin zusammengefasst.
- 1964 Erste 735 kV Freileitung der Welt in Kanada in Betrieb genommen, 5300 MW, 500 km, Viererbündel 4*640mm² Al / St.
- 1965 Im Kraftwerk Niederaußen (RWE) wird der erste deutsche 300 MW - Satz installiert.
- 1966 Als erstes deutsches Kernkraftwerk in der BRD ist Gundremmingen A fertig gestellt, 237 MW. Der Hochtemperaturreaktor Jülich, eine Versuchsanlage, nimmt den Betrieb auf. Die Wiederaufbereitungsanlage in Le Hague arbeitet.
- 1967 Das Gezeitenkraftwerk St. Malo wird eingeweiht.
- 1971 Der Assuan Staudamm wird eingeweiht. In dem Damm befindet sich ein Wasserkraftwerk mit einer Leistung von 2,1 GW.
- 1974 Der Block A des Kernkraftwerkes Biblis, mit 1,2 GW Leistung, der bisher größte Druckwasserreaktor der Welt, geht in Betrieb. Die Bundestarifordnung Elektrizität tritt in Kraft. Sie löst die Bestimmungen von 1938 ab und schreibt eine stärkere Kostenorientierung und niedrigere Arbeitspreise vor.
- 1977 Die erste großtechnische Rauchgasentschwefelungsanlage in der Bundesrepublik nimmt im Steinkohlekraftwerk Wilhelmshaven (Nordwestdeutsche Kraftwerke AG) den Betrieb auf.
- 1978 Inbetriebnahme des ersten Luftspeicher-Gasturbinenkraftwerks (290 MW, Norddeutsche Kraftwerke AG). Das Badenwerk Karlsruhe setzt als erster Stromversorger Lichtwellenleiterkabel ein (1811m).
- 1979 Der bisher schwerste Störfall in einem westlichen Kernkraftwerk ereignet sich in der US-Anlage Three Mile Island bei Harrisburg. Zwar bleibt letztlich die Freisetzung von Radioaktivität gering; der Unfall verstärkt jedoch die Vorbehalte der Öffentlichkeit gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie. Phillips führt die Compact Disc ein.
- 1980 Die Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden löst die Bestimmungen von 1942 ab. Sie stärkt die Rechte der Kunden.

- 1981 Erste europäische Sonnenkraftwerke auf Sizilien (EURELIOS) und bei Almeria in Spanien sind fertig gestellt. Die Neckarwerke nehmen in Wahlheim die derzeit größte Gasturbinenanlage der Welt in Betrieb (120 MW).
- 1983 Mit der Großfeuerungsanlagenverordnung legt die Bundesregierung strenge Grenzwerte für Emissionen aus fossil gefeuerten Kraftwerken fest. Bis Ende 1991 sind fast alle westdeutschen Kraftwerke mit Anlagen zur Entstickung der Rauchgase versehen, wobei Kosten in Höhe von etwa 22 Mrd. DM entstehen. Erste Verbindungen zwischen dem westeuropäischen UCTE-Netz und dem osteuropäischen Verbundnetz über eine Gleichstrom-Kurzkupplung in Dürnröhr bei Wien. Das Photovoltaikkraftwerk auf der Nordseeinsel Pellworm geht in Betrieb. Die Anlage zur direkten Umwandlung des Sonnenlichts in Strom hat eine Spitzenleistung von 300 kW. Mit GROWIAN, der vom Bundesforschungsministerium geförderten großen Windenergieanlage, erproben HEW, Schleswig und RWE an der schleswig-holsteinischen Nordseeküste (Kaiser-Wilhelm-Koog) ein Konzept zur Stromerzeugung aus Windkraft in einem 3 MW Konverter.
- 1985 In der UdSSR nimmt die 1150 kV Leitung Ekibastus - Tscheljabinsk am 26. August den Betrieb bis Kustanaj auf. Die Preußenelektra und ihre Tochtergesellschaft Norwestdeutsche Kraftwerke AG schließen sich zur PreussenElektra AG mit Sitz in Hannover zusammen.
- 1986 In Tschernobyl kommt es zum bisher schwersten Reaktorunfall: Bei dem Supergau in der Ukraine werden erhebliche Mengen radioaktiver Stoffe freigesetzt. Im Westen nehmen die Proteste gegen dortige Reaktoren - obwohl sehr viel höheren Sicherheitsstandards verpflichtet - sprunghaft zu.
- 1987 In der Bundesrepublik beginnt die Umstellung auf die international vereinbarte neue Nennspannung der Stromnetze (Erhöhung von 220/380 V auf 230/400 V). Im Kaiser-Wilhelm-Koog wird ein Windenergiepark mit einer elektrischen Gesamtleistung von 1 MW errichtet.
- 1989 Zu Gunsten einer europäischen Kooperation mit Frankreich und Großbritannien verzichtet die Bundesrepublik auf die in Wackersdorf geplante

nationale Wiederaufbereitungsanlage für abgebrannte Brennelemente aus Kernkraftwerken.

- 1990 Die Stromversorger der Europäischen Gemeinschaft schließen sich in der EURELECTRIC zur Wahrung ihrer Interessen auf EG-Ebene zusammen. Auf Helgoland - und ein Jahr später - beim Windpark Westküste gehen die beiden größten Windkraftanlagen Deutschlands mit jeweils 1,2 MW elektrischer Leistung in Betrieb.
- 1991 In Südamerika hat Itaipu, das weltgrößte Wasserkraftwerk, mit 12,6 GW Leistung seine volle Ausbaustufe erreicht. Als neuntes Verbundunternehmen in Deutschland wird für die Versorgung der fünf neuen Bundesländer mit Strom die VEAG Vereinte Energiewerke AG mit Sitz in Berlin gegründet. Nach den Stromverträgen werden Bayernwerk , Preussen-Elektra und RWE Energie die Aktienmehrheit übernehmen. Im Rahmen der Forschungen für einen Fusionsreaktor zur Stromerzeugung gelingt bei JET in Culham ein Zwischenschritt: Erstmals wird mit einer kontrollierten Kernverschmelzung Fusionsenergie im Megawattbereich freigesetzt.
- 1992 Europas größtes Kraftwerk zur direkten Umwandlung des Sonnenlichts in Strom steht in der Schweiz auf dem Mont Soleil. Es leistet maximal 560 kW. Mehr als 700 der 900 Stromversorger in Deutschland sind Mitglieder der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW). Dazu gehören regionale Unternehmen wie z.B. Stadtwerke, regionale und Verbundunternehmen.
- 1999 Das für eine Öffnung des Strommarktes geänderte Energiewirtschaftsgesetz tritt am 28. April in Kraft.

Quelle: LANGHAMMER, GÜNTER (2015)

Anhang 3

Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.

Energieträger	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ¹⁾	
	Mrd. kWh																									
Braunkohle	170,9	158,3	154,5	147,5	146,1	142,6	144,3	141,7	139,4	136,0	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	145,9	150,1	160,7	160,9	155,8	
Kernenergie	152,5	147,4	158,8	153,5	151,2	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0	99,5	97,3	97,1	
Steinkohle	140,8	149,8	141,9	146,2	144,6	147,1	152,7	143,1	153,4	143,1	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	116,4	121,7	109,0	
Erdgas	35,9	36,3	33,0	32,8	36,1	41,1	45,6	48,1	50,7	51,8	49,2	55,5	56,3	62,9	63,0	72,7	75,3	78,1	89,1	80,9	89,3	86,1	76,4	67,5	58,3	
Mineralölprodukte	10,8	14,8	13,2	10,1	10,1	9,1	8,1	7,4	6,7	6,3	5,9	6,1	8,7	10,3	10,8	12,0	10,9	10,0	9,7	10,1	8,7	7,2	7,6	7,2	6,0	
Erneuerbare	19,7	17,5	20,5	21,2	23,0	25,1	23,0	24,2	26,3	29,1	37,9	38,9	46,1	45,6	56,6	62,5	71,6	88,3	93,2	94,9	104,8	123,8	143,8	152,4	160,6	
darunter																										
- Windkraft onshore	k.A.	0,1	0,3	0,6	0,9	1,5	2,0	3,0	4,5	5,5	9,5	10,5	15,8	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,6	38,6	37,8	48,9	50,7	50,8	54,7	
- Windkraft offshore																									0,9	1,3
- Wasserkraft ²⁾	19,7	15,9	18,6	19,0	20,2	21,6	18,8	19,0	19,0	20,7	24,9	23,2	23,7	17,7	20,1	19,6	20,0	21,2	20,4	19,0	21,0	17,7	22,1	23,0	20,5	
- Biomasse	k.A.	0,3	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,6	3,3	4,5	6,6	8,2	11,1	14,8	19,8	23,1	26,3	29,6	32,8	39,7	41,2	43,0	
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,1	4,4	6,6	11,7	19,6	26,4	31,0	34,9	
- Hausmüll ³⁾	k.A.	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	2,2	2,3	3,3	3,9	4,5	4,7	4,3	4,7	4,8	5,0	5,4	5,4	6,1	
Übrige Energieträger	19,3	16,2	16,3	15,8	17,4	17,7	17,4	17,4	19,1	20,0	22,6	21,4	18,2	20,3	21,2	24,1	25,4	26,6	24,7	21,4	26,8	25,6	25,7	26,2	27,2	
Bruttoerzeugung insgesamt	549,9	540,2	538,2	527,1	528,5	536,8	552,7	552,3	557,2	556,3	576,6	586,4	586,7	608,8	617,5	622,6	639,6	640,6	640,7	595,6	633,1	613,1	630,1	633,2	614,0	
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	30,4	28,4	33,6	35,9	39,7	37,4	38,0	38,3	40,6	45,1	43,5	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	44,2	38,4	38,9	
Stromflüsse in das Ausland	31,1	31,0	33,7	32,8	33,6	34,9	42,7	40,4	38,9	39,6	42,1	44,8	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	67,3	72,2	74,4	
Stromausgleichssaldo Ausland	+0,8	-0,6	-5,3	+0,9	+2,3	+4,8	-5,3	-2,3	-0,6	+1,0	+3,1	-1,3	+0,7	-8,1	-7,3	-8,5	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,3	-23,1	-33,8	-35,5	
Brutto-Inlandsstromverbrauch ⁴⁾	550,7	539,6	532,9	528,0	530,8	541,6	547,4	550,0	556,6	557,3	579,6	585,1	587,4	600,7	610,2	614,1	619,8	621,5	618,2	581,3	615,4	606,8	607,1	599,4	578,5	
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	-2,0	-1,3	-0,9	+0,5	+2,0	+1,1	+0,5	+1,2	+0,1	X	+1,0	+0,4	+2,3	+1,6	+0,6	+0,9	+0,3	-0,5	-6,0	+5,9	-1,4	+0,0	-1,3	-3,5	
	Struktur der Bruttoerzeugung in %																									
Braunkohle	31,1	29,4	29,7	28,0	27,6	26,6	26,1	25,7	25,0	24,4	25,7	26,4	26,9	26,0	25,6	24,8	23,6	24,2	23,6	24,5	23,0	24,5	25,5	25,4	25,4	
Kernenergie	27,7	27,3	29,5	29,2	28,6	28,7	29,2	30,8	29,1	30,7	29,5	29,3	28,1	27,1	26,2	26,2	21,9	23,2	22,6	22,2	17,6	15,8	15,4	15,8	15,8	
Steinkohle	25,6	27,7	26,4	27,7	27,4	27,4	27,6	25,9	27,5	25,7	24,8	23,6	22,9	24,1	22,8	21,5	21,6	22,2	19,4	18,1	18,5	18,3	18,5	19,2	17,8	
Erdgas	6,5	6,7	6,1	6,2	6,8	7,7	8,3	8,7	9,1	9,3	8,5	9,5	9,6	10,3	10,2	11,7	11,8	12,2	13,9	13,6	14,1	14,0	12,1	10,7	9,5	
Mineralölprodukte	2,0	2,7	2,5	1,9	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	1,5	1,7	1,7	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,4	1,2	1,2	1,1	1,0	
Erneuerbare	3,6	3,2	3,8	4,0	4,4	4,7	4,2	4,4	4,7	5,2	6,6	6,6	7,9	7,5	9,2	10,0	11,2	13,8	14,5	15,9	16,6	20,2	22,8	24,1	26,2	
darunter																										
- Windkraft onshore	k.A.	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,8	1,0	1,6	1,8	2,7	3,1	4,1	4,4	4,8	6,2	6,3	6,5	6,0	8,0	8,0	8,0	8,9	
- Windkraft offshore																									0,1	0,2
- Wasserkraft ²⁾	3,6	2,9	3,5	3,6	3,8	4,0	3,4	3,4	3,4	3,7	4,3	4,0	4,0	2,9	3,3	3,1	3,1	3,3	3,2	3,2	3,3	2,9	3,5	3,6	3,3	
- Biomasse	k.A.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,8	2,3	3,1	3,6	4,4	4,7	5,3	6,3	6,5	7,0	
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,1	1,8	3,2	4,2	4,9	5,7	
- Hausmüll ³⁾	k.A.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	
Übrige Energieträger	3,5	3,0	3,0	3,0	3,3	3,2	3,1	3,2	3,4	3,6	3,9	3,6	3,1	3,3	3,4	3,9	3,9	4,1	3,9	3,6	4,2	4,2	4,1	4,1	4,3	
Bruttoerzeugung insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	in %																									
nachrichtlich: Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Deckung des Stromverbrauchs	X	3,2	3,8	4,0	4,3	4,6	4,2	4,4	4,7	5,2	6,5	6,7	7,8	7,6	9,3	10,2	11,6	14,2	15,1	16,3	17,0	20,4	23,7	25,4	27,8	
Abweichungen in den Summen durch Rundungen																										
Stand: 27. Februar 2015																										
¹⁾ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. - ²⁾ Erzeugung in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Erzeugung aus natürlichem Zutluss in Pumpspeicherkraftwerken. - ³⁾ Nur Erzeugung aus biogenem Anteil des Hausmülls (ca. 50 %). - ⁴⁾ Einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch. Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); AG Energiebilanzen e.V.																										

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2015b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2014.

Anhang 4

Benchmarking-Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen (KNA) der EU-Mitgliedsstaaten für den Rollout intelligenter Zähler.

Lfnr.	Gruppe	Land	Ländercode (nach ISO 3166)	Zählpunkte gesamt	Start Rollout (Jahr)	Ende Rollout (Jahr)	Penetrations- rate 2020 (Annahme der KNA)	Erwartete Diffusions- rate bis 2020	Lebensdauer der Zähler (Jahre)	Investitions- volumen gesamt (in Mio. €)	Gesamt- nutzen (in Mio. €)	Kosten pro Zählpunkt (in €)	Nutzen pro Zählpunkt (in €)	Vorteile für Verbraucher (Anteil am Gesamt- nutzen)			
														Energie- einsparung	Verlagerung Spitzenlast	Abzinsungs- faktor	
1	Rollout	Finnland	FI	3.300.000	2009	2013	100%	k.A.	15-25	692	k.A.	210	k.A.	k.A.	1-2%	2,0%	k.A.
2	durchgeführt	Italien	IT	36.700.000	2001	2011	99%	k.A.	15-20	3.400	6.400	94	176	k.A.	k.A.	k.A.	4,5%
3		Schweden	SE	5.200.000	2003	2009	100%	k.A.	10	1.500	1.677	288	323	19,7%	1-3%	k.A.	k.A.
4	Rollout in	Irland	IE	2.200.000	2014	2019	100%	k.A.	17	1.040	1.212	473	551	k.A.	2,9%	9,9%	4,0%
5	Umsetzung	Niederlande	NL	15.200.000	2012	2020	100%	k.A.	15	3.340	4.108	220	270	80,0%	3,2%	2,8%	5,5%
6	+Gaszähler	Vereinigtes Königreich	GB	32.940.000	2012	2020	97%	k.A.	15	9.295	21.749	161	377	28-60%	2,2%	0,5-1%	3,5%
7	Rollout in	Österreich	AT	5.700.000	2012	2019	95%	k.A.	15	3.195	3.539	590	654	78,5%	3,5%	2,5%	4,2%
8	Umsetzung	Dänemark	DK	3.280.000	2014	2020	100%	k.A.	10	310	322	225	233	k.A.	2,0%	8,4%	5,0%
9		Estland	EE	709.000	2013	2017	100%	k.A.	15	110	191	155	269	k.A.	k.A.	k.A.	6,7%
10		Frankreich	FR	35.000.000	2014	2020	95%	k.A.	20	4.500	k.A.	135	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
11		Griechenland	GR	7.000.000	2014	2020	80%	k.A.	15	1.733	2.443	309	436	80,7%	5,0%	5,0%	8,0%
12		Luxemburg	LU	260.000	2015	2018	95%	k.A.	20	35	40	142	162	17,0%	3,6%	5,0%	8,5%
13		Malta	MT	260.000	2009	2014	100%	k.A.	11	20	k.A.	77	k.A.	k.A.	5,0%	k.A.	k.A.
14		Polen	PL	16.500.000	2012	2022	80%	k.A.	8	2.200	2.330	167	177	k.A.	1,0%	1,0%	k.A.
15		Rumänien	RO	9.000.000	2013	2022	80%	k.A.	20	712	552	99	77	k.A.	3,8%	k.A.	7,5%
16		Spanien	ES	27.768.258	2011	2018	100%	k.A.	15	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
17	Ohne Rollout-	Belgien	BE	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
18	Beschluss	Tschechische Republik	CZ	5.700.000	2020	2026	100%	1,0%	12	4.367	3	766	499	0,6%	0,0%	1,2%	6,1%
19		Deutschland	DE	47.900.000	2014	k.A.	23%	23,0%	13	6.493	6	546	493	47,0%	1,2%	1,3%	3,1%
20		Lettland	LV	1.089.109	2015	2017	23%	23,0%	12	76	4	302	18	2-5%	2-5%	k.A.	6,6-6,9%
21		Litauen	LT	1.600.000	2014	2020	80%	k.A.	15	254	128	123	82	26,0%	2,3%	4,5%	5,5%
22		Portugal	PT	6.500.000	2014	2022	80%	k.A.	15	640	1	99	202	69,0%	3,0%	2,0%	10,0%
23		Slowakei	SK	2.625.000	2013	2020	23%	23,0%	15	69	71	114	118	69,0%	1,0%	2,0%	6,0%
24	Sonstige	Bulgarien	BG	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
25		Zypern	CY	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
26		Ungarn	HU	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
27		Slowenien	SI	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

					Gruppenwerte (gewichtet nach Zählpunkten für alle angegebenen Werte innerhalb einer Gruppe)									
Lfnr.	Gruppe	Land	Ländercode (nach ISO 3166)	Anteil Zählpunkte	Anzahl Zählpunkte	Anteil Zählpunkte	Penetrations- rate	Lebensdauer je Zähler	Kosten pro Zählpunkt	Nutzen je Zählpunkt	Vorteile für Verbraucher (Anteil am Gesamt-nutzen)	Energie- einsparung	Verlagerung Spitzenlast	Abzinsungs- faktor
1	Rollout	Finnland	FI	1,2%										
2	durchgeführt	Italien	IT	13,8%										
3		Schweden	SE	2,0%	45.200.000	17,0%	99,2%	16,8	124,79	194,24	19,7%	1,8%	2,0%	4,5%
4	Rollout in	Irland	IE	0,8%										
5	Umsetzung	Niederlande	NL	5,7%										
6	+Gaszähler	Vereinigtes Königreich	GB	12,4%	50.340.000	18,9%	98,0%	15,1	192,45	352,30	55,4%	2,5%	1,8%	4,1%
7	Rollout in	Osterreich	AT	2,1%										
8	Umsetzung	Dänemark	DK	1,2%										
9		Estland	EE	0,3%										
10		Frankreich	FR	13,1%										
11		Griechenland	GR	2,6%										
12		Luxemburg	LU	0,1%										
13		Malta	MT	0,1%										
14		Polen	PL	6,2%										
15		Rumänien	EO	3,4%										
16		Spanien	ES	10,4%	105.477.258	39,6%	91,9%	15,8	190,48	268,33	78,5%	2,7%	2,9%	6,6%
17	Ohne Rollout-	Belgien	BE	k.A.										
18	Beschluss	Tschechische Republik	CZ	2,1%										
19		Deutschland	DE	18,0%										
20		Lettland	LV	0,4%										
21		Litauen	LT	0,6%										
22		Portugal	PT	2,4%										
23		Slowakei	SK	1,0%	65.414.109	24,6%	36,8%	13,2	489,01	431,60	44,8%	1,3%	1,5%	4,3%
24	Sonstige	Bulgarien	BG	k.A.										
25		Zypern	CY	k.A.										
26		Ungarn	HU	k.A.										
27		Slowenien	SI	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Gesamtwerte					266.431.367	100,0%	80,8%	15,2	253,00	311,71	55,9%	2,2%	2,2%	5,2%
Maximum							100%	25,0	766,00	654,00	80,7%	5,0%	9,9%	10,0%
Minimum							23%	8,0	77,00	18,00	2,0%	0,0%	0,5%	3,1%
Vergleichswerte Deutschland					47.900.000	18,0%	23%	13,0	546,00	493,00	47,0%	1,2%	1,3%	3,1%

Quelle: SWD (2014) 189, S. 33-62

Literaturverzeichnis

- AGORA (2015), S. 2: Die Energiewende im Stromsektor – Stand der Dinge 2014. Rückblick auf wesentliche Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015. Berlin, 07. Januar 2015. Im Internet unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiewende_Jahresauswertung_2014_DE.pdf (Zugriff am 21.03.2015).
- AGSTEN, MICHAEL (2011): Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Ilmenau, Universitätsbibliothek Ilmenau. Im Internet unter www.db-thueringen.de/servlets/DocumentServlet?id=19121 (Zugriff am 06.03.2015).
- ARBEITSGRUPPE FÜR ENERGIEBILANZEN (AGEB, 2015a): Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2012 bis 2014. Im Internet unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html> (Zugriff am 20.03.2015).
- ARBEITSGRUPPE FÜR ENERGIEBILANZEN (AGEB, 2015b): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2014 (Stand 27.02.2015). Im Internet unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/> (Zugriff am 20.03.2015).
- ARBEITSGRUPPE FÜR ENERGIEBILANZEN (AGEB, 2015c): Auswertungstabellen (Stand 15.09.2014) zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2013. Im Internet unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (Zugriff am 21.03.2015).
- AUMANN, ROBERT, SHAPLEY, LLOYD (1974): Values of Non-Atomic Games. Princeton, Princeton University Press.
- BACKHAUS, KLAUS (2003): Industriegütermarketing, 7. Auflage. München, Vahlen.
- BASS, FRANK M. (1969): A New Product Growth for Model Consumer Durables. In: Management Science, Vol. 15 (1969), No. 5, S. 215-227.
- BAUMOL, WILLIAM J. (1977): Economic theory and operations analysis, 4. Auflage, London, Prentice-Hall.

- BAUMOL, WILLIAM J., PANZAR, JOHN C., WILLIG, ROBERT D. (1982): Contestable markets and the theory of industry structure, San Diego, Harcourt Brace Jovanovich.
- BELL, PHILIPP (2006): Modeling the diffusion of system effect technologies. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- BERNINGHAUS, SIEGFRIED, EHRHART, KARL-MARTIN UND GÜTH, WERNER (2010): Strategische Spiele. 3. Auflage. Berlin, Springer Verlag.
- BERNINGHAUS, SIEGFRIED, EHRHART, KARL-MARTIN UND VÖLKER, RAINER (1996): How to Win the Game of Business: Anwendungsmöglichkeiten der Spieltheorie in der betrieblichen Praxis. In: Die Betriebswirtschaft, Volume 56, S. 509–521.
- BINMORE, KEN (1992): Fun and Games: A Text on Game Theory. Lexington, Massachusetts, D. C. Heath and Company.
- BILLERA, LOUIS UND HEATH, DAVID (1982): Allocation of shared costs: a set of axioms yielding a unique procedure. In: Mathematics of Operations Research, Volume 7: S. 32–39.
- BILLERA, LOUIS, HEATH, DAVID, RAANAN, JOSEPH (1978): Internal Telephone Billing Rates – A Novel Application of Non-Atomic Game Theory. In: Operations Research, Volume 26(6): S. 186–204.
- BLANKART, CHARLES B., KNIEPS, GÜNTER (1994): Kommunikationsgüter ökonomisch betrachtet. In: Homo Oeconomicus, Band 11 (1994), Nr. 3, S. 449-463.
- BÖHM, STEPHAN (2004): Innovationsmarketing für UMTS-Dienstangebote. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- BODACH, MIRKO (2006): Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler fluktuierender Energiequellen. Chemnitz, TU Chemnitz. Im Internet unter http://monarch.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/5216/data/Dissertation_Bodach.pdf (Zugriff am 22.03.2015).
- BORGMANN, EBERHARD (2004): Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt. Freiberg, Hochschulschrift. Im Internet unter <http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/2129/WirtschaftswissenschaftenBorgmannEberhard678866.pdf> (Zugriff am 24.03.2015).

- BRODERSEN, NILS, NABE, JENS (2009): Stromnetze 2020plus. Berlin, Ecofys Germany GmbH. Im Auftrag von: Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. Im Internet unter http://www.fvee.de/fileadmin/politik/09.12.ecofys_stromnetze_2020plus.pdf (Zugriff am 28.03.2015).
- BUCHMÜLLER, CHRISTIAN, SCHNUTENHAUS, JÖRN (2009): Die Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jahrgang (2009) Heft 11, S. 75-79. Im Internet unter http://www.schnutenhaus-kollegen.de/sites/default/files/aktuelles/buchmueller_ausgleichsmechanismus.pdf (Zugriff am 26.03.2015).
- BÜRGER, MANFRED, WALLENTIN, LUKAS, BRENNER, BERNHARD (2014): Energieeffiziente und synergetische Umsetzung von Smart Metering. 13. Symposium Energieinnovation vom 12.-14.02.2014, Graz, Österreich. Im Internet unter http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/lf/LF_Buerger.pdf (Zugriff am 25.03.2015).
- BUND DER ENERGIEVERBRAUCHER (2015): Smart Meter, im Internet unter http://www.energieverbraucher.de/de/Intelligente-Zaehler__1845/ (Zugriff am 09.03.2015).
- BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI, 2013): Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Bonn, 18.03.2013.
- BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI, 2014a): Das Smart Meter Gateway. Sicherheit für intelligente Netze. Im Internet unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf;jsessionid=C7C0A568C4FCE5CFBD89D1E9712C0FC3.2_cid294?__blob=publicationFile (Zugriff am 07.04.2015).
- BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI, 2014b): Technische Richtlinie BSI TR-03109-2. Smart Meter Gateway – Anforderungen an die Funktionalität und Interoperabilität des Sicherheitsmoduls. Bonn, 15.12.2014.
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR, 2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover. Im Internet unter <http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/>

Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=6
(Zugriff am 23.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2013a): Energie in Deutschland Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Im Internet unter <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2014a): Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem. Karte zentraler Strategien, Gesetze und Verordnungen. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/Redaktion/DE/Meldung/Gesetzeskarte/gesetzeskarte,property=pdf,bereich=BMWi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2014 b): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 21.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2014 c): Ein gutes Stück Arbeit. Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2014 d): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Die wichtigsten Fakten zur Reform des EEG. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/das-erneuerbare-energien-gesetz-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2015a): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Abschlussbericht vom 06.03.2015. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbar>

laendern,property=pdf,bereich=BMWi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2015b): Das Deutsche Stromnetz. Infografik. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/DE/Themen/energie,did=492622.html> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2015 c): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=666660.html> (Zugriff am 17.03.2015).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi, 2015 d): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. Berlin: BMWi. Im Internet unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda-fortschreibung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 21.03.2015).

BUNDESNETZAGENTUR (2011a): Wechselprozesse im Messwesen (WiM). Anlage 1 zu dem Beschluss BK7-09-001 vom 09.09.2010. Bonn, 28.10.2011. Im Internet unter https://www.google.de/search?sourceid=navclient&aq=&oq=Wechselprozesse+im+messwesen+anlage+1&hl=de&ie=UTF-8&rlz=1T4GGIH_deDE222DE222&q=Wechselprozesse+im+messwesen+anlage+1&gs_l=hp..4.0i5.0.0.0.12851.....0.JmuiNxfEz-c# (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESNETZAGENTUR (2011b): Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE). Anlage zum Beschluss BK6-06-009. Bonn, 28.10.2011. Im Internet unter https://www.ewe-netz.de/admin/2011_11_23_GPKE_WiM-kons-Lesefassung.pdf (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESNETZAGENTUR (2011c): Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS). Anlage zum Beschluss BK6-07-002. Bonn, 28.10.2011. Im Internet unter http://www.vku.de/fileadmin/media/Dokumente/Energie/120105_Konsolidierte_Lesefassung_MaBiS.pdf (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESNETZAGENTUR (2011d): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystemes. Bonn, 02.12.2011. Im Internet unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am 10.04.2015).

BUNDESNETZAGENTUR (2014): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, 14. November 2014. Im Internet unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff am 30.03.2015).

BUNDESREGIERUNG (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Finale Fassung vom 28.09.2010. im Internet unter <http://www.BMWi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=BMWi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff am 22.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2007): Energiedatenaustausch, Energiemengenbilanzierung und Clearingprozesse. 4.7 Anhang – Regeln für die Einführung und Handhabung von Bilanzierungsgebieten und deren EIC-Identifikatoren. Berlin, den 14.12.2007. Im Internet unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EIC-Codes-und-VNB-Bilanzierungsgebiete/\\$file/2007-12-14-Bilanzierungsgebiete-DuM-BKK.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EIC-Codes-und-VNB-Bilanzierungsgebiete/$file/2007-12-14-Bilanzierungsgebiete-DuM-BKK.pdf) (Zugriff am 29.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2008): Leitfaden – Marktzugang für neue Marktteilnehmer. Berlin, 23.10.2008. Im Internet unter [http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE_Datenaustausch_und_Mengenbilanzierung_DuM/\\$file/2008-10-23_Leitfaden-Marktzugang-neue-Marktteilnehmer.pdf](http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE_Datenaustausch_und_Mengenbilanzierung_DuM/$file/2008-10-23_Leitfaden-Marktzugang-neue-Marktteilnehmer.pdf) (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2013): Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung Strom. Berlin, 04.06.2013. Im Internet unter <https://www.bdew.de/internet.nsf/res/5225F8D4A9528717>

C1257BA4004875CD/\$file/MaBiS_2.0_Geschäftsprozesse.pdf (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2014a): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Berlin, 24.02.2014. Im Internet unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20\(2014\)_24.02.2014_final_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20(2014)_24.02.2014_final_Journalisten.pdf) (Zugriff am 27.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2014b): Das deutsche Marktrollen-Modell. Berlin, 16.05.2014. Im Internet unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/das-deutsche-marktrollen-modell-de/\\$file/2014-05-16_Das-deutsche-Marktrollen-Modell.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/das-deutsche-marktrollen-modell-de/$file/2014-05-16_Das-deutsche-Marktrollen-Modell.pdf) (Zugriff am 28.03.2015).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW, 2015a): Stellungnahme zum Empfehlungsverfahren 2014/31 der Clearingstelle EEG. Verfahrensfragen zur Eigenversorgung nach dem EEG 2014. Berlin, 16.02.2015. Im Internet unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Stellungnahme_BDEW_2014_31.pdf (Zugriff am 29.03.2015).

CHAMBERS, ROBERT (1989): Editorial Introduction: Vulnerability, Coping and Policy. In: IDS Bulletin, Vol. 20 (April), No. 2, S. 1–7.

CLEMENT, REINER, SCHREIBER, DIRK (2013): Diffusion von Telekommunikation : Problem der Kritischen Masse. 2. Auflage, Berlin, Heidelberg, Springer.

CLEMENTS, MATTHEW T. (2004): Direct and Indirect Network Effects: Are they Equivalent? In: International Journal of Industrial Organisation, Vol. 22 (2004), No. 5, S. 633-645.

CORSTEN, HANS, GÖSSINGER, RALF, SCHNEIDER, HERFRIED (2005): Diffusion von Innovationen : makro- und mikroökonomische Modelle. Kaiserslautern, Hochschulschrift.

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (2014): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. (kurz:

- dena-Smart-Meter-Studie). Berlin, 09.07.2014. Im Internet unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/140709_dena-Smart-Meter-Studie_Endbericht_final.pdf (Zugriff am 31.03.2015).
- DIETRICH, MICHAEL (2005): Wettbewerb in Gegenwart von Netzwerkeffekten : eine kartellrechtliche Untersuchung des Wettbewerbs zwischen inkompatiblen proprietären Systemen. Frankfurt a.M., Lang.
- DIXIT, AVINASH UND NALEBUFF, BARRY (1993): Thinking Strategically: The Competitive Edge in Business, Politics, and Everyday Life. New York, W. W. Norton & Company.
- DOLUCA, HÜSEYİN (2012): Essays on the management and economics of high-technology industries. München, Hochschulschrift.
- DRIESEN, THEO S. H. (1991): A Survey of Consistency Properties in Cooperative Game Theory. In: SIAM Review, Volume 33, No. 1, S. 43-59.
- EHLERS, NIELS (2011): Schutzsysteme Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Berlin, dissertation.de.
- EHRHARDT, MARCUS (2001): Netzwerkeffekte, Standardisierung und Wettbewerbsstrategie. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag und Gabler.
- EMPFEHLUNGEN DER KOMMISSION (2012/148/EU) vom 09. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme. Amtsblatt der Europäischen Union, L73/9-22 vom 13.03.2012.
- ENTSO-STROM (2010): Ten-Year-Network-Development-Plan 2010. Im Internet unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf (Zugriff am 24.03.2015).
- ENTSO-STROM (2012): Ten-Year-Network-Development-Plan 2012. Im Internet unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf (Zugriff am 24.03.2015).
- ENTSO-STROM (2014): Ten-Year-Network-Development-Plan 2014. Im Internet unter https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf (Zugriff am 24.03.2015).

- ERNST & YOUNG (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Stromzähler. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/DE/Mediathek/publikationen.html?> (Zugriff am 17.03.2015)
- ERNST & YOUNG (2014): Variantenrechnungen von in Diskussion befindlichen Rollout-Strategien – Ergänzungen zur KNA vom Juli 2013. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Im Internet unter <http://www.BMWi.de/DE/Mediathek/publikationen.html?> (Zugriff am 17.03.2015).
- EUROPÄISCHER RAT (2014): EU-Klima- und Energierahmen 2030. Brüssel, den 24. Oktober 2014, EUCO 169/14, CO EUR 13, CONCL 5. Im Internet unter <http://www.consilium.europa.eu/de/workarea/downloadasset.aspx?id=40802193010> (Zugriff am 23.03.2015).
- EUROPÄISCHE UNION (2015): Einheitliche Europäische Akte. In: Europa, Zusammenfassungen der EU-Gesetzgebung. Im Internet unter http://europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/treaties_singleact_de.htm (Zugriff am 23.03.2015).
- FARREL, JOSEPH, SALONER, GARTH (1986): Installed Base and Compatibility: Innovation, Product Preannouncements, and Predations. In: American Economic Review, Vol. 76 (1986), No. 5, S. 940-955.
- FAULHABER, GERALD (1975): Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises. In: The American Economic Review, Volume 65(5): S. 966–977.
- FRANK, MICHAEL (2003): Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten. Karlsruhe, Universität Karlsruhe.
- FROMEN, BASTIAN (2004): Faire Aufteilung in Unternehmensnetzwerken : Lösungsvorschläge auf der Basis der kooperativen Spieltheorie. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- GAIDOSCH, LARS (2008): Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten – ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes. Berlin, Hochschul-

- schrift. Im Internet unter http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2008/1885/pdf/gaidosch_lars.pdf (Zugriff am 20.03.2015).
- GILLIES, DONALD (1953): Some theorems on n–person games. Princeton University, Department of Mathematics.
- GILSON, NORBERT (1994): Konzepte von Elektrizitätsversorgung und Elektrizitätswirtschaft : die Entstehung eines neuen Fachgebietes der Technikwissenschaften zwischen 1880 und 1945. Stuttgart, Verlag für Geschichte der Naturwissenschaften und der Technik.
- GLANZ, AXEL (1993): Ökonomie von Standards: Wettbewerbsaspekte von Kompatibilitätsstandards dargestellt am Beispiel der Computerindustrie. In: Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft, 1366. Frankfurt am Main, Berlin, Lang.
- GLEISSNER, WERNER (2004): Die Aggregation von Risiken im Kontext der Unternehmensplanung. In: ZfMC, Zeitschrift für Controlling und Management, Jahrgang 48, Heft 5, S. 350-359. Im Internet unter http://www.werner-gleissner.de/site/publikationen/WernerGleissner_Aggregation-von-Risiken-im-Kontext-der-Unternehmensplanung.pdf (Zugriff am 18.04.2016).
- GRISHCHENKO, YULIA (2007): Eine neue Klasse hybrider Innovationsdiffusionsmodelle – ein theoretischer Vergleich mit existierenden Ansätzen und eine Analyse mit Simulationen und Realdaten. Berlin, Hochschulschrift.
- HAGEL, RICHARD (2015): Das 3D-Druck-Kompendium Leitfaden für Unternehmer, Berater und Innovationstreiber. 2. Auflage. Wiesbaden, Springer Gabler.
- HASLINGER, SEBASTIAN (2006): Netzmonopole in der Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb. Rechtliche und ökonomische Analyse der Interessenkonflikte und ihrer Bewältigung. Kassel, Hochschulschrift. Im Internet unter <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2006091814521/3/HaslingerDissertation.pdf> (Zugriff am 28.03.2015).
- HEINRICHS, HEIDI URSULA (2014): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Karlsruhe, KIT Scientific Publishing.

- HETMANK, MAIK (2014): Kompatibilitätsanreize und Effizienz bei Multihoming in Märkten mit direkten Netzeffekten. Hagen, FernUniversität. Im Internet verfügbar unter <http://deposit.fernuni-hagen.de/3008/> (Zugriff am 06.03.2015).
- HEUSS, ERNST (1965): Allgemeine Markttheorie, Tübingen: J. C. B. Mohr (Paul Siebeck) und Zürich: Polygraphischer Verlag.
- HINRICHS, CHRISTIAN (2014): Selbstorganisierte Einsatzplanung dezentraler Akteure im Smart Grid. Oldenburg, BIS der Universität Oldenburg, im Internet unter <http://oops.uni-oldenburg.de/1960> (Zugriff am 06.03.2015).
- HOLLER, MANFRED, ILLING, GERHARD (2003): Einführung in die Spieltheorie. Berlin, Springer Verlag.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2014a): World energy investment outlook, im Internet unter www.iea.org/publications/freepublications/publication/weio2014.pdf (Zugriff am 06.03.2015).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2014b): Key world energy statistics 2014. Im Internet unter <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/keyworld2014.pdf> (Zugriff am 23.03.2015).
- JARKE, JOHANNES STEPHAN (2012): On the economics of transparency and cooperation. Berlin, Heidelberg, Springer.
- KAMPER, ANDREAS (2010): Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. Karlsruhe, KIT Scientific Publishing.
- KAPLAN, ROBERT (1973): Variable and Self-Service Costs in Reciprocal Allocation Models. In: The Accounting Review, Volume 48(4), S. 738–748.
- KARAGÖK, YAVUZ (2006): Methoden zur Berechnung des Nukleolus kooperativer Spiele mit einer Anwendung für die Schweiz. Freiburg, Universität Freiburg.
- KARNOWSKI, VERONIKA (2011): Diffusionstheorien. Baden-Baden, Nomos-Verlagsgesellschaft.
- KAUS, WOLFHARD (2012): Essays on motivational determinants of consumption growth. Jena, Hochschulschrift.
- KATZ, MICHAEL L., SHAPIRO, CARL (1985): Network Externalities, Competition, and Compatibility. In: American Economic Review, Vol. 75 (1985), No. 3, S. 424–440.

- KATZ, MICHAEL L., SHAPIRO, CARL (1992): Product Introduction With Network Externalities. In: The Journal of Industrial Economics, Vol. 40 (1992), No. 1, S. 55-83.
- KEIL, TIMO (2011): Schutzsysteme für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen. Aachen, Shaker.
- KERBER, GEORG (2011): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. TU München, Hochschulschrift. Im Internet unter <http://mediatum.ub.tum.de/doc/998003/998003.pdf> (Zugriff am 22.03.2015).
- KESER, CLAUDIA, SULEYMANOVA, IRINA (2011): Technology adoption in markets with network effects : theory and experimental evidence. Düsseldorf, DICE.
- KIER, MAREN, WEBER, CHRISTOPH (2015): Dumm oder Smart? Implementierung von Ladestrategien für eine gewerbliche Elektromobilitätsflotte. In: VDI-Berichte, 2266, 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf, 25. und 26. November 2015, S. 29-41. Düsseldorf, VDI-Verlag.
- KIESER, ALFRED, EBERS, MARK (Hrsg., 2006): Organisationstheorien. Stuttgart, Kohlhammer.
- KLEEST, JOACHIM, REUTER, EGON (2002): Netzzugang im liberalisierten Strommarkt. Berlin, Springer-Verlag.
- KLOSTER, THOMAS (2002): Gestaltung von Logistiksystemen auf Basis von Netzefekten. In: Europaeische Hochschulschriften. Frankfurt am Main, Peter Lang.
- KNIEPS, GÜNTER (2001): Netzsektoren zwischen Regulierung und Wettbewerb. Erschienen in: BERG, HARTMUT (Hrsg., 2002): Deregulierung und Privatisierung: Gewolltes – Erreichtes – Versäumtes, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, Neue Folge, Band 287, Berlin, Duncker und Humblot, S. 59-69. Im Internet unter <http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/diskussionspapiere/disk761.pdf> (Zugriff am 13.03.2015).
- KNIEPS, GÜNTER (2007): Netzökonomie: Grundlagen - Strategien - Wettbewerbspolitik, Wiesbaden, Gabler.

- KNIEPS, GÜNTER (2008): Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 3. Auflage, Berlin, Heidelberg, Springer.
- KNIEPS, GÜNTER, BRUNEKREEFT, GERT (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg, Physica.
- KÖLLN, VOLKER (2014): Strategien der Produktdiffusion bei Netzeffektgütern. Wirkungsanalyse in TIMES-Märkten. Göttingen, Cuvillier.
- KÖSTER, DIETER (1999): Wettbewerb in Netzproduktmärkten. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- KOM (2010) 245 endgültig/2: Eine Digitale Agenda für Europa. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel, 26.08.2010.
- KOM (2010) 639 endgültig: Energie 2020. Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. SEK(2010) 1346. Brüssel, 10.11.2010.
- KOM (2011) 112 endgültig: Energiefahrplan 2050. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. SEK(2011) 287, 288, 289. Brüssel, 08.03.2011.
- KOM (2011) 665 endgültig: Vorschlag zur Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung der Fazilität „Connecting Europe“. SEK(2011) 1262, 1263. Brüssel, 14.11.2011.
- KOM (2011) 885 endgültig: Energiefahrplan 2050. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. SEK(2011) 1565, 1566, 1569. Brüssel, 15.12.2011.
- KOM (2012) 663: Ein funktionierender Energiebinnenmarkt. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. SWD(2012) 367, 368. Brüssel, 15.11.2012.

- KOM (2014) 356: Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich. Brüssel, 17.06.2014. Im Internet unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1403084595595&uri=COM:2014:356:FIN> (Zugriff am 31.03.2015).
- KORTE, KLAAS, GAWEL, ERIK (2015): Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung — Problemfelder und Lösungsansätze. In: Wirtschaftsdienst, 2015, 95. Jg., Nr. 2, S. 127-134.
- KRAEMER, TIM (2013): Investments in two-sided markets. Frankfurt a. M., Hochschulschrift, Dissertation.
- KRAMER, NIKOLAUS (2002): Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt. Freiberg, Universitätsschrift.
- KRANÜCHEL, ROLF (1986): Kooperation auf homogenen und heterogenen Oligopolmärkten : eine spieltheoretische Analyse. Köln, Eul.
- KÜHNAPFEL, JÖRG B. (1995): Telekommunikations-Marketing: Design von Vermarktungskonzepten auf Basis des erweiterten Dienstleistungsmarketing. In: neue betriebswirtschaftliche forschung (nbf), Band 154. Wiesbaden, Gabler.
- LANGHAMMER, GÜNTER (2015): Geschichte der Energieversorgung in Deutschland. Im Internet unter http://www.home.hs-karlsruhe.de/~lagu0001/allgemeines_historisches_energieversorgung_deutschland.htm (Zugriff am 20.03.2015).
- LEHNHOFF, SEBASTIAN (2010): Dezentrales vernetztes Energiemanagement – ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems. Wiesbaden, Vieweg + Teubner.
- LI, XIAO GUANG (1996): Koalitionen und Verteilung – eine spieltheoretische Untersuchung. In: Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft, Band 1988: Frankfurt am Main, Berlin, Bern, New York, Paris, Wien, Lang.
- LIEHR, MARCUS (2005): Die Adoption von Kritische Masse Systemen. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag/GWV Fachverlage GmbH.
- LINDSTÄDT, HAGEN UND MÜLLER, JÜRGEN (2010): Making game theory work for managers. In: McKinsey Quarterly Januar. Im Internet unter

https://www.ibu.kit.edu/rd_download/McKQ_Lindstaedt_Mueller_final.pdf
(Zugriff am 14.05.2015).

LIPP, JOSEF (2015): Flexible Stromerzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen – Experimentelle Untersuchung der Möglichkeiten einer flexiblen Stromerzeugung von Mikro-KWK-Anlagen mit Hilfe einer Wärmebedarfsprognose und einem intelligenten Speichermanagementsystem. München, Universitätsbibliothek der TU München. Im Internet unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bvb:91-diss-20150119-1192271-0-3> (Zugriff am 20.03.2015).

LOIBL, HELMUT (2014): Die Eigenstromnutzung nach dem EEG 2014. In: BECKER, PETER ET AL. (Hrsg. 2014): Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER) 2014, Heft 5, S. 437-440. Bochum, Ponte Press Verlags-GmbH, 18.05.2014. Im Internet unter http://www.paluka.de/fileadmin/paluka/pdf/Presseberichte/ZNER_5_2014.pdf (Zugriff am 29.03.2015).

LÜKE, KARL-HEINZ (2007): Netzeffektbasierte Diffusion. Simulationsmodell zur Entscheidungsunterstützung für Analyse und Prognose. In: Hochschulschriften : Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft ; Bd. 3243. Frankfurt am Main, Berlin, Bern, Bruxelles, New York, Oxford, Wien, Lang.

LUTSCHEWITZ, HARTMUT (1974): Die Diffusion innovativer Investitionsgüter : ein Beitrag zu einer Theorie des Investitionsgütermarketing. Mannheim, Hochschulschrift.

MACKENSEN, REINHARD (2011): Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung in Deutschland. In: Schmid, Jürgen: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Band 19. Kassel, Kassel University Press. Im Internet verfügbar unter http://www.uni-kassel.de/hrz/db4/extern/dbu_press/publik/abstract.php?978-3-86219-186-4 (Zugriff am 20.03.2015).

MAHAJAN, VIJAY, MULLER, EITAN, BASS, FRANK M. (1990): New Product Diffusion Models in Marketing: A Review and Directions for Research. In: Journal of Marketing, Vol. 54 (January 1990), No. 1, S. 1-23. Im Internet unter <http://marketingscience.info/assets/documents/215/2413.pdf> (Zugriff am 03.05.2015).

- MAHAJAN, VIJAY, PETERSON, ROBERT A. (1985): Models for the Innovation Diffusion. Sage University Paper Series on Quantitative Applications in the Social Sciences, Series No. 48, Beverly Hills.
- MAHAJAN, VIJAY, WIND, YORAM (1985): Innovation Diffusion Models of New Product Acceptance: A Reexamination. Working Papers. Paper 128. Im Internet unter http://digitalrepository.smu.edu/business_workingpapers/128 (Zugriff am 03.05.2015).
- MASCHLER, MICHAEL, PELEG, BEZALEL UND SHAPLEY, LLOYD (1979): Geometric Properties of the Kernel, Nucleolus, and Related Solution Concepts. In: Mathematics of Operations Research, Volume 4(4): S. 303–338.
- MEUSER, MARK (2012): Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen. 1. Auflage. Aachen, Printproduction-Verlag.
- MIRMAN, LEONARD, TAUMAN, YAIR UND ZANG, ISRAEL (1985): Supportability, sustainability, and subsidy-free prices. In: Rand Journal of Economics, Volume 16(1): S. 114–126.
- MÖLLENBERG, ROBERT (2013): Die ökonomischen Folgen unterschiedlicher Marktmacht und vertikaler Integration – eine historische Fallstudie der Elektrizitätswirtschaft von Baden und Württemberg in der Zwischenkriegszeit (1918 - 1933). Ostfildern, Thorbecke.
- MÖLLERING, GUIDO (2010): Kartelle, Konsortien, Kooperationen und die Entstehung neuer Märkte. In: Schmalenbachs Zeitschrift für Betriebswirtschaftliche Forschung (62), S. 770-796.
- MOULIN, HERVÉ (1988): Axioms of Cooperative Decision Making. Cambridge, Cambridge University Press.
- MÜLLER, AXEL (2004): Zur Strukturgenese von und Kommunikation in Innovationsnetzwerken. Halle (Saale): ULB Sachsen-Anhalt. Im Internet unter <http://d-nb.info/974108952/34> (Zugriff am 16.03.2015).
- NABE, CHRISTIAN ET AL. (2009): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Ecofys, 2009. Im Internet unter http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2009_oekonomische_u_technische_aspekte.pdf (Zugriff am 25.03.2015).

- NASH, JOHN (1950): The Bargaining Problem. In: *Econometrica*, volume 18, S. 155–162.
- NASH, JOHN (1951): Non-Cooperative Games. In: *Annals of Mathematics*, volume 54, S. 286–295.
- NASH, JOHN (1953): Two-person Cooperative Games. In: *Econometrica*, volume 21, S. 128–140.
- ÖTSCH, RAINALD (2012): Stromerzeugung in Deutschland unter den Rahmenbedingungen von Klimapolitik und liberalisiertem Strommarkt – Bewertung von Kraftwerksinvestitionen mit Bayes'schen Einflussdiagrammen. Universität Potsdam, Online-Ressource. Im Internet verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:517-opus-69056> (Zugriff am 20.03.2015).
- ORLAMÜNDER, HARALD (2009): Der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik in Stromnetzen – ein Nachhaltiges Energieinformationsnetz. Alcatel-Lucent-Stiftung für Kommunikationsforschung, 2009. Per download verfügbar unter http://www.stiftungaktuell.de/files/sr85_newise_energieinformationsnetz_1.pdf (Zugriff am 09.07.2013).
- ORLAMÜNDER, DIRK (2006): Unvollkommener Wettbewerb bei der Existenz von Konsum- und Technologieinterdependenzen sowie binärer Güterkompatibilität : ein Vergleich zwischen monopolistischer Konkurrenz und Mehrproduktmonopol. Dresden, TUDpress.
- OWEN, GUILLERMO (1982): *Game Theory*. 2. Auflage. New York, Academic Press.
- PANZAR, JOHN UND WILLIG, ROBERT (1977): Free Entry and the Sustainability of a Natural Monopoly. In: *The Bell Journal of Economics*, Volume 8(1): S. 1–22.
- PAPPI, FRANZ U. (1987): Die Netzwerkanalyse aus soziologischer Perspektive. In: PAPPI, FRANZ U. (Hrsg.): *Techniken der empirischen Sozialforschung*, Band 1, Methoden der Netzwerkanalyse. München, Oldenbourg.
- PASCHOTTA, RÜDIGER (2015a): Stromzähler. In: *RP-Energie-Lexikon*, im Internet unter <https://www.energie-lexikon.info/stromzaehler.html> (Zugriff am 15.03.2015).
- PASCHOTTA, RÜDIGER (2015b): Blindstrom. In: *RP-Energie-Lexikon*, im Internet unter <https://www.energie-lexikon.info/blindstrom.html> (Zugriff am 15.03.2015).

- PASCHOTTA, RÜDIGER (2015c): Intelligentes Stromnetz. In: RP-Energie-Lexikon, im Internet unter https://www.energie-lexikon.info/intelligentes_stromnetz.html (Zugriff am 15.03.2015).
- PASCHOTTA, RÜDIGER (2015d): Gleichstrom. In: RP-Energie-Lexikon, im Internet unter <https://www.energie-lexikon.info/gleichstrom.html> (Zugriff am 15.03.2015).
- PELEG, BEZALEL (1986): A proof that the core of an ordinal convex game is a von Neumann - Morgenstern solution. In: Mathematical Social Sciences, Volume 11, Issue 1, February 1986, S. 83-87.
- PELEG, BEZALEL, SUDHÖLTER, PETER (2007): Introduction to the theory of kooperative games. 2. Auflage. Berlin, Springer.
- PETERMANN, THOMAS, BRADKE, HARALD, LÜLLMANN, ARNE, POETZSCH, MAIK, RIEHM, ULRICH (2010): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung. Endbericht zum TA-Projekt. Arbeitsbericht 141. Berlin, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Im Internet unter <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab141.pdf> (Zugriff am 20.04.2016).
- PETERMANN, THOMAS, BRADKE, HARALD, LÜLLMANN, ARNE, POETZSCH, MAIK, RIEHM, ULRICH (2011): Was bei einem Blackout geschieht. Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls. In: Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Berlin, edition sigma. Im Internet unter <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/buecher/petermann-et-al-2011-141.pdf> (Zugriff am 20.04.2016).
- PETSCH, MATHIAS, NISSEN, VOLKER, TERMER, FRANK, FLACHSENBERGER, IRIS, SCHORCHT, HAGEN, WARWEG, OLIVER, WERNER, MARKUS, BRETSCHNEIDER, PETER (2012): Der Einfluss von Smart Metern auf die Geschäftsprozesse kommunaler Energieversorger. In: Ilmenauer Beiträge zur Wirtschaftsinformatik Nr. 2012-02 / Technische Universität Ilmenau, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Institut für Wirtschaftsinformatik. Im Internet unter <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-26699/ilm1-2012200300.pdf> (Zugriff am 24.03.2015).

- PFAFFENBERGER, WOLFGANG, HILLE, MAREN (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Bremen, Bremer Energie Institut. Im Internet unter http://www.vgb.org/vgbmultimedia/Forschung/schlussbericht250-view_image-1-called_by-vgborg-original_site--original_page-237.pdf (Zugriff am 24.03.2015).
- POHL, ALEXANDER (1994): Ausgewählte Theorieansätze zur Erklärung des Nachfragerverhaltens bei technologischen Innovationen. Trier, Lehrstuhl für Marketing.
- POHLMIEIER, JULIA (2004): Netzwerkeffekte und Kartellrecht. Baden-Baden, Nomos-Verlagsgesellschaft.
- PONCELA CASASNOVAS, JULIA (2012): Evolutionary games in complex topologies – interplay between structure and dynamics. Berlin, Heidelberg, Springer.
- PORTER, MICHAEL E. (1989): Wettbewerbsvorteile - Competitive Advantage - Spitzenleistungen erreichen und behaupten. Frankfurt am Main, Campus Verlag GmbH.
- POTTERS, JOS, SUDHÖLTER, PETER (1999): Airport problems and consistent allocation rules. In: Mathematical Social Sciences, Volume 38, S. 83-102.
- RASMUSEN, ERIC (2004): Games and Information. An Introduction to Game Theory. 3. Auflage. Malden, Massachusetts, Blackwell Publishing.
- RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (2008): Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie der EU. Brüssel, Brüssel, den 12. Dezember 2008 (OR. en), 17215/08, POLGEN 142, ENER 472, ENV 1010. Im Internet unter <https://www.campact.de/img/klima/EU-Paket/Gipfelbeschluesse.pdf> (Zugriff am 23.03.2015).
- REBER, KILIAN (2008): Grenzen der Innovationsdiffusion : drei institutionen-ökonomische Untersuchungen zur Diffusion von technologischen Innovationen, New Public Management und Law & Economics. Berlin, dissertation.de.
- RENNER, STEPHAN, ALBU, MIHAELA, VAN ELBURG, HENK, HEINEMANN, CHRISTOPH, ŁAZICKI, ARTUR, PENTTINEN, LAURI, PUENTE, FRANCISCO UND SÆLE, HANNE (2011): European Smart Metering Landscape Report, Wien, Österreichische

- Energieagentur, im Internet unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Studie-ueber-Einsatz-von-Smart-Metern-in-Europa-zeigt-grosse-Unterschiede (Zugriff am 03.07.2013).
- RINGELSTEIN, JAN (2010): Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz. In: Schmid, Jürgen: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Band 16. Kassel, Kassel University Press.
- RÖCK, CHRISTOPH (2000): Die Diffusion von innovativen netzgebundenen Gütern bei unterschiedlichen Interaktionsnetzen. Frankfurt am Main, Lang.
- ROGERS, EVERETT M. (2003): Diffusion of Innovations, 5. Auflage, New York, Free Press.
- ROHLFS, JEFFREY (1974): A theory of independent demand for a communications service. In: The Bell Journal of Economics and Management Science, Bd. 5, Nr. 1, S. 16–37. im Internet unter http://www.stern.nyu.edu/networks/phdcourse/Rohlfs_A_theory_of_interdependent_demand.pdf (Zugriff am 09.03.2015).
- RUBINSTEIN, ARIEL (1982): Perfect Equilibrium in a Bargaining Problem. In: Econometrica, volume 50, S. 97–110.
- RYBERG, TOBIAS (2009): Smart Metering in Western Europe. Sixth Edition, 2009. Berg Insight, M2M Research Series 2009. Gothenburg, Sweden.
- SALONER, GARTH, SHEPARD, ANDREA (1995): Adoption of Technologies with Network Effects: An Empirical Examination of the Adoption of Automated Teller Machines. In: RAND Journal of Economics, Vol. 26 (1995), No. 3, S. 479-501.
- SCHAEFFLER, STEPHAN, SCHOBER, DOMINIK, WEBER, CHRISTOPH (2014): Technical Uncertainty and Value of Information with Application to Optimal Network Component Replacement. In: SCHOBER, DOMINIK (2014): Issues in Electricity Network Regulation. Dissertationsschrift, Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft.
- SCHEFFLER, JÖRG (2002): Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. TU Chemnitz, Hochschulschrift. Im Internet unter

http://monarch.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/4595/data/Dissertation_Scheffler.pdf (Zugriff am 22.03.2015).

SCHNEEMANN, ARNE (2010): Eintrittsabwehr und strategisches Commitment in Netzwerkindustrien. Mering, Rainer Hampp Verlag.

SCHOBER, DOMINIK, WEBER, CHRISTOPH (2014): Refinancing under Yardstick Regulation with Investment Cycles – The Case of Long-Lived Electricity Network Assets. In: SCHOBER, DOMINIK (2014): Issues in Electricity Network Regulation. Dissertationsschrift, Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft.

SCHODER, DETLEF (1995): Erfolg und Misserfolg telematischer Innovationen: Erklärung der „Kritischen Masse“ und weiterer Diffusionsphänomene. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.

SELDERS, JAN (2014): Ein praktikabler spieltheoretischer Lösungsvorschlag zur Kostenzuteilung in kooperativen Märkten. Karlsruhe, KIT-Bibliothek, Im Internet unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:swb:90-408195> (Zugriff am 06.03.2015).

SHANKAR, VENKATASH, BAYUS, BARRY L. (2003): Network Effects and Competition: An Empirical Analysis of the Home Video Game Industrie. In: Strategic Management Journal, Vol. 24 (2003), No. 4, S. 375-384.

SHARKEY, WILLIAM UND TELSER, LESTER (1978): Supportable Cost Functions for the Multiproduct Firm. In: Journal of Economic Theory, Volume 18(1), S. 23–37.

SHAPLEY, LLOYD (1953): A Value for n -Person Games. In: ARROW, KENNETH J., KUHN, HAROLD WILLIAM (Hrsg.): Annals of mathematics studies Nr. 28, Contributions to the theory of games, Volume 2, S. 307–317.

SHAPLEY, LLOYD, SHUBIK, MARTIN (1966): Quasi-Cores in a Monetary Economy with Nonconvex Preferences. In: Econometrica, Volume 34, S. 805–827.

SHUBIK, MARTIN (1985): The Cooperative Form, the Value, and the Allocation of Joint Costs and Benefits. In: YOUNG, PEYTON (Hrsg.): Cost Allocation: Methods, Principles and Applications, S. 79–94.

SIMMERING, VOLKER (2003): The evolution of standards. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.

- SPETH, CHRISTIAN (2000): Investitionsgütermarketing bei Kritische-Masse-Systemen – das Beispiel Telekommunikationssysteme. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- SPIECKER, STEPHAN, WEBER, CHRISTOPH (2013): The Future of the European Electricity System and the Impact of Fluctuating Renewable Energy – a Scenario Analysis. In: SPIECKER, STEPHAN (2013): Modelling Selected Aspects of the Transformation of the European Energy Markets. Dissertationsschrift, Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, S. 19-52.
- SPRINGER GABLER VERLAG (Hrsg., 2015a): Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Konzessionsvertrag. Im Internet unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/735/konzessionsvertrag-v10.html> (Zugriff am 21.03.2015).
- SPRINGER GABLER VERLAG (Hrsg., 2015b): Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Primärenergieträger. Im Internet unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/55451/primaerenergietraeger-v4.html> (Zugriff am 21.03.2015).
- SPRINGER GABLER VERLAG (HRSG., 2015c): Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Einheitlicher Binnenmarkt. Im Internet unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/6827/einheitlicher-binnenmarkt-v12.html> (Zugriff am 12.03.2015).
- SPRINGER GABLER VERLAG (Hrsg., 2015d): Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Netzwerk. Im Internet unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/55260/netzwerk-v9.html> (Zugriff am 13.03.2015).
- STADTWERKE BONN (2015): BonnHome smart. Im Internet unter <http://www.stadtwerke-bonn.de/energieundwasser/privatkunden/produkte/strom/bonnhome-smart.html> (Zugriff am 09.03.2015).
- STATISTISCHES BUNDESAMT (2015): Bruttostromerzeugung 2012-2014. Im Internet unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html> (Zugriff am 20.03.2015).
- STIER, BERNHARD (1999): Staat und Strom – die politische Steuerung des Elektrizitätssystems in Deutschland 1890 – 1950. Ubstadt-Weiher, Verlag Regionalkultur.
- STRANGMEIER, REINHARD, FIEDLER, MATTHIAS (2011): Lösungskonzepte zur Allokation von Kooperationsvorteilen in der kooperativen Transportdisposition. Diskussionsbeiträge der Fakultät für Wirtschaftswissenschaft der FernUniversi-

- tät in Hagen, Diskussionsbeitrag Nr. 464, Februar 2011. Hagen, FernUniversität.
- SUDHÖLTER, PETER, PELEG, BEZALEL (1998): Nucleoli as maximizers of collective satisfaction functions. In: Social Choice and Welfare, Volume 15, Issue 3, S. 383-411. Im Internet in der 1997 eingereichten Ursprungsversion unter <http://www.ratio.huji.ac.il/sites/default/files/publications/dp129.pdf> (Zugriff am 14.05.2015).
- SUNDERKÖTTER, MALTE (2013): Economics of Long-term Portfolio Management in Electricity Markets. Dissertationsschrift, Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- SWD (2014) 188: Country fiches for electricity smart metering. Accompanying the document KOM (2014) 356. Brüssel, 17.06.2014.
- SWD (2014) 189: Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Accompanying the document KOM (2014) 356. Brüssel, 17.06.2014.
- TELSEER, LESTER (1978): Economic theory and the core. Chicago, University of Chicago Press.
- TEMPLIN, WOLF (2009): Recht der Konzessionsverträge – eine historische, verfassungsrechtliche, rechtstatsächliche und rechtspolitische Analyse des Konzessionsvertrages als Instrument gemeindlicher Energiepolitik. München, Beck.
- TOPKIS, M. DONALD (2009): Supermodularity and Complementarity. Princeton, Princeton University Press.
- TRAULSEN, ARNE (2005): Statistical mechanics of groups interacting in coevolutionary games. Online, Im Internet unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:8-diss-13382> (Zugriff am 06.03.2015).
- TREPPER, KATRIN (2015): Modelling and evaluation of selected market design options for electricity systems with high renewable penetration. Dissertationsschrift, Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- VALENTE, THOMAS W. (1995): Network Models of the Diffusion of Innovations, Cresskill, New Jersey, Hampton Press.

- VOETH, MARKUS (2003): Gruppengütermarketing. München, Vahlen.
- VOETH, MARKUS (2001): Gruppengütermarketing – Einordnung und Konzeption, In: Universität Duisburg (1980 - 2002). Fakultät für Wirtschaftswissenschaft: Diskussionsbeiträge der Fakultät Wirtschaftswissenschaft der Gerhard-Mercator-Universität-Gesamthochschule Duisburg, Nr. 283; Duisburger Arbeitspapiere zum Marketing, Nr. 3. Duisburg, UD.
- VON KÜNSBERG, ALEXANDRA (2012): Vom "Heiligen Geist der Elektrizitätswirtschaft" – der Kampf um die Regulierung der Stromwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (1950 - 1980). Berlin : BWV, Berliner Wissenschafts-Verlag.
- VON NEUMANN, JOHN, MORGENSTERN, OSKAR (1944): Theory of Games and Economic Behavior. Princeton, Princeton University Press.
- VOß, ALFRED (2006): Wege zu einer Nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland. In: Hillemeier, Bernd (Hrsg., 2006): Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland. Herausforderungen – Perspektiven – Lösungswege. Stuttgart, Fraunhofer IRB Verlag.
- WANG, GUOHONG (2013): Absorptive capacity, knowledge spillovers and the strategic R&D : theory and experiment. Jena, Hochschulschrift.
- WEBER, CHRISTOPH (1999): Konsumentenverhalten und Umwelt: Eine empirische Untersuchung am Beispiel von Energienutzung und Emissionen. Frankfurt a. M., Berlin, Bern, Bruxelles, New York, Wien, Lang.
- WEBER, CHRISTOPH, SCHÖBER, DOMINIK, SCHAEFFLER, STEPHAN (2010): Optimal Replacement Strategies in Network Infrastructures under Quality Penalties. In: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 80, S. 639-665.
- WEIBER, ROLF (1992): Diffusion von Telekommunikation. Problem der Kritischen Masse. Wiesbaden, Gabler.
- WEISSBACH, TOBIAS (2009): Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen. Dissertationsschrift am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart. Wiesbaden, 2009. Per Download verfügbar unter http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2009/4647/pdf/Diss_Weissbach.pdf (Zugriff am 09.07.2013).
- WERLE, RAYMUND (1995): Diffusionsprobleme von Netzen und Diensten der Telekommunikation aus spieltheoretischer Sicht. In: STOETZER, MATTHIAS-W.,

- MAHLER, ALWIN (Hrsg.): Die Diffusion von Innovationen in der Telekommunikation. Berlin, Springer.
- WERNER, CHRISTIAN (2011): Die Politik der Elektrifizierung in Bayern und ihre unternehmensstrategische Umsetzung am Beispiel der Bayerischen Elektrizitäts-Lieferungs-Gesellschaft AG im zentralen Untersuchungszeitraum von 1914 bis 1954. Köln, Kölner Wissenschafts-Verlag.
- WIEDEMER, VOLKER (2007): Standardisierung und Koexistenz in Netzeffektmärkten : modellgeleitete Analyse unter besonderer Berücksichtigung von IuK-Märkten. Köln, Eul.
- WIEGAND, NICO (2014): Platform adoption in system markets : empirical insights into the drivers of network effects and their impact on consumer choice. Hamburg, Kovač.
- WIESE, HARALD (1990): Netzeffekte und Kompatibilität : ein theoretischer und simulationsgeleiteter Beitrag zur Absatzpolitik für Netzeffekt-Güter. Stuttgart, Poeschel.
- WIESE, HARALD (1998): Kompatibilität, Netzeffekte und Produktdifferenzierung. In: Marketing ZFP, 20. Jg. (1998), Heft 1, S. 15-24.
- WIESE, HARALD (2005): Kooperative Spieltheorie. München, Oldenbourg.
- WINKLER, WOLF ECKART (1994): Entwicklung des staatlichen Einflusses auf die Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland seit 1949 – Untersuchung über Motive, Begründung, Mittel, sowie Beurteilung von wirtschaftlichen Förder-, Schutz- und Beschränkungsmaßnahmen bei den verschiedenen Energieträgern. Hochschulschrift Essen.
- WIRTH, HARRY (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg, Fraunhofer Institut. Im Internet unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzept-papiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (Zugriff am 22.03.2015).
- WIRTH, GEORG (2014): Modellierung der Netzeinflüsse von Photovoltaikanlagen unter Verwendung meteorologischer Parameter. Oldenburg, BIS der Universität Oldenburg. Im Internet unter <http://oops.uni-oldenburg.de/2186> (Zugriff am 06.03.2015).

- WISSELER, WOLFRAM (1997): Unternehmenssteuerung durch Gemeinkostenzuteilung – Eine spieltheoretische Untersuchung. Wiesbaden, Deutscher Universitäts-Verlag.
- WISSNER, MATHIAS, GROWITSCH, CHRISTIAN (2010): Flächendeckende Einführung von Smart Metern – Internationale Erfahrungen und Rückschlüsse für Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Juni 2010, Band 34, Ausgabe 2, S. 139-148. 26.03.2010.
- YOUNG, HOBART PEYTON (1985a): Monotonic solutions of kooperative games. In: International Journal of Game Theory, Volume 14, Issue 2, S. 65-72.
- YOUNG, HOBART PEYTON (1985b): Producer Incentives in Cost Allocation. In: Econometrica, Volume 53(4), S. 757–765.
- YOUNG, HOBART PEYTON (1994): Cost Allocation. In: AUMANN, R. UND HART, S. (Hrsg.): Handbook of Game Theory, Volume 2, S. 1193–1235.
- ZÄNGL, WOLFGANG (1989): Deutschlands Strom : die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute. Frankfurt/Main, New York, Campus-Verlag.
- ZELEWSKI, STEPHAN (1987): Der tau-Wert: Ein spieltheoretischer Ansatz zur fairen Preisbildung aus kostenrechnerischer Perspektive. Arbeitsberichte des Industrieseminars der Universität zu Köln, Nr. 9. Im Internet als Sonderdruck aus Die Betriebswirtschaft unter https://www.pim.wiwi.uni-due.de/uploads/tx_itochair3/publications/Zelewski_-_Tau-Wert_Arbeitsbericht_1987.pdf (Zugriff am 14.05.2015).
- ZELEWSKI, STEPHAN (1988): Ein spieltheoretischer Ansatz zur „fairen“, kostenorientierten Preisbildung bei Energieversorgungsunternehmen. In: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen (1988) Nr. 11, S. 155-169.
- ZELEWSKI, STEPHAN (2009): Faire Verteilung von Effizienzgewinnen in Supply Webs – ein spieltheoretischer Ansatz auf der Basis des τ -Werts. Berlin, Logos Verlag Berlin GmbH.

Verzeichnis verwendeter Gesetzestexte

GESETZ FÜR DEN AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN (**Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014**) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist.

GESETZ ÜBER DIE ELEKTRIZITÄTS- UND GASVERSORGUNG (**Energiewirtschaftsgesetz - EnWG**) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

GRUNDGESETZ FÜR DIE BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND (**Grundgesetz**) in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2438) geändert worden ist.

NETZAUSBAUBESCHLEUNIGUNGSGESETZ ÜBERTRAGUNGSNETZ (**Netzausbaubeschleunigungsgesetz - NABEG**) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.

RICHTLINIE 2005/89/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 18. JANUAR 2006 ÜBER MAßNAHMEN ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER SICHERHEIT DER ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG UND VON INFRASTRUKTURINVESTITIONEN (**Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom**), Amtsblatt der Europäischen Union, L33/22-27 vom 04.02.2006.

RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 23. APRIL 2009 ZUR FÖRDERUNG DER NUTZUNG VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN UND ZUR ÄNDERUNG UND ANSCHLIEßENDEN AUFHEBUNG DER RICHTLINIEN 2001/77/EG UND 2003/30/EG (**Erneuerbare-Energien-Richtlinie**), Amtsblatt der Europäischen Union, L140/16-62 vom 05.06.2009.

RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 13. JULI 2009 ÜBER GEMEINSAME VORSCHRIFTEN FÜR DEN ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT UND ZUR AUFHEBUNG DER RICHTLINIE 2003/54/EG (**Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie**), Amtsblatt der Europäischen Union, L211/55-93 vom 14.08.2009.

RICHTLINIE 2010/31/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 19. MAI 2010 ÜBER DIE GESAMTENERGIEEFFIZIENZ VON GEBÄUDEN (NEUFASSUNG), Amtsblatt der Europäischen Union, L153,13-35 vom 18.6.2010.

RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 25. OKTOBER 2012 ZUR ENERGIEEFFIZIENZ, ZUR ÄNDERUNG DER RICHTLINIEN 2009/125/EG UND 2010/30/EU UND ZUR AUFHEBUNG DER RICHTLINIEN 2004/8/EG UND 2006/32/EG (**Energieeffizienzrichtlinie**), Amtsblatt der Europäischen Union, L315,1-56 vom 14.11.2012.

VERORDNUNG (EG) NR. 713/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 13. JULI 2009 ZUR GRÜNDUNG EINER AGENTUR FÜR DIE ZUSAMMENARBEIT DER ENERGIEREGULIERUNGSBEHÖRDEN, Amtsblatt der Europäischen Union, L211/1-14 vom 14.08.2009.

VERORDNUNG (EG) NR. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 13. JULI 2009 ÜBER DIE NETZZUGANGSBEDINGUNGEN FÜR DEN GRENZÜBERSCHREITENDEN STROMHANDEL UND ZUR AUFHEBUNG DER VERORDNUNG (EG, **Stromhandelsverordnung**) NR. 1228/2003, Amtsblatt der Europäischen Union, L211/15-35 vom 14.08.2009.

VERORDNUNG (EU, EURATOM) NR. 833/2010 DER KOMMISSION VOM 21. SEPTEMBER 2010 ZUR DURCHFÜHRUNG DER VERORDNUNG (EU, EURATOM) NR. 617/2010 DES RATES ÜBER DIE MITTEILUNG VON INVESTITIONSVORHABEN FÜR ENERGIEINFRASTRUKTUR IN DER EUROPÄISCHEN UNION AN DIE KOMMISSION (**Investitionsvorhaben für Energieinfrastrukturen**), Amtsblatt der Europäischen Union, L248/36-56 vom 22.09.2010.

VERORDNUNG (EU) NR. 838/2010 DER KOMMISSION VOM 23. SEPTEMBER 2010 ZUR FESTLEGUNG VON LEITLINIEN FÜR DEN AUSGLEICHSMCHANISMUS ZWISCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN UND FÜR EINEN GEMEINSAMEN REGULINGSRAHMEN IM BEREICH DER ÜBERTRAGUNGSENTGELTE (**Übertragungsnetzbetreiberausgleichsmechanismusverordnung**), Amtsblatt der Europäischen Union, L250/5-11 vom 24.09.2010.

VERORDNUNG (EU) NR. 347/2013 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 17. APRIL 2013 ZU LEITLINIEN FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHE ENERGIEINFRASTRUKTUR UND ZUR AUFHEBUNG DER ENTSCHEIDUNG NR. 1364/2006/EG UND ZUR ÄNDERUNG DER VERORDNUNGEN (EG) NR. 713/2009, (EG) NR. 714/2009 UND (EG) NR. 715/2009 (**Transeuropäische Energieinfrastrukturverordnung**), Amtsblatt der Europäischen Union, L115/39-75 vom 25.04.2013.

VERORDNUNG (EU) NR. 1316/2013 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES VOM 11. DEZEMBER 2013 ZUR SCHAFFUNG DER FAZILITÄT „CONNECTING EUROPE“, ZUR ÄNDERUNG DER VERORDNUNG (EU) NR. 913/2010 UND ZUR AUFHEBUNG DER VERORDNUNGEN (EG) NR. 680/2007 UND (EG) NR. 67/2010 (**Infrastrukturfondsverordnung „Connecting Europe“**), Amtsblatt der Europäischen Union, L348/129-171 vom 20.12.2013.

VERORDNUNG ÜBER ALLGEMEINE BEDINGUNGEN FÜR DEN NETZANSCHLUSS UND DESSEN NUTZUNG FÜR DIE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG IN NIEDERSPANNUNG (**Niederspannungsanschlussverordnung - NAV**) vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER ALLGEMEINE BEDINGUNGEN FÜR DIE GRUNDVERSORGUNG VON HAUSHALTSKUNDEN UND DIE ERSATZVERSORGUNG MIT ELEKTRIZITÄT AUS DEM NIEDERSPANNUNGSNETZ (**Stromgrundversorgungsverordnung - StromGVV**) vom 26. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2391), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 22. Oktober 2014 (BGBl. I S. 1631) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER DEN ZUGANG ZU ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSNETZEN (**Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV**) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER DIE ANREIZREGULIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNGSNETZE (**Anreizregulierungsverordnung - ARegV**) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER DIE ENTGELTE FÜR DEN ZUGANG ZU ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSNETZEN (**Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV**) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER KONZESSIONSABGABEN FÜR STROM UND GAS (**Konzessionsabgabenverordnung - KAV**) vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

VERORDNUNG ÜBER RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN MESSSTELLENBETRIEB UND DIE MESSUNG IM BEREICH DER LEITUNGSGEBUNDENEN ELEKTRIZITÄTS UND GASVERSORGUNG (**Messzugangsverordnung - MessZV**) vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist.

VERORDNUNG ZUR AUSFÜHRUNG DER VERORDNUNG ZUM EEG-AUSGLEICHSMECHANISMUS (**Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung - AusglMechAV**) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die durch Artikel 2 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146) geändert worden ist.

VERORDNUNG ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER TECHNISCHEN SICHERHEIT UND SYSTEMSTABILITÄT DES ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSNETZES (**Systemstabilitätsverordnung - SysStabV**) vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist.

VERORDNUNG ZUR REGELUNG DES VERFAHRENS DER BESCHAFFUNG EINER NETZRESERVE SOWIE ZUR REGELUNG DES UMGANGS MIT GEPLANTEN STILLLEGUNGEN VON ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER SICHERHEIT UND ZUVERLÄSSIGKEIT DES ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSYSTEMS (**Reservekraftwerksverordnung - ResKV**) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947).

VERORDNUNG ZU SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN DURCH WINDENERGIEANLAGEN (**Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV**) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108) geändert worden ist.

VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (**Vertrag von Lissabon - AEUV**), Amtsblatt der Europäischen Union, C115/49-199 vom 09.05.2008.