

Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen

Ecofys

Dr. Christian Nabe

Catharina Beyer

Nils Brodersen

EnCT

Dr. Harald Schäffler

Dietmar Adam

Christoph Heinemann

Tobias Tusch

BBH

Dr. Jost Eder

Dr. Christian de Wyl

Jan-Hendrik vom Wege

Simone Mühe

Dezember 2009

© Ecofys 2009

Im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund, Ziele und Aufbau des Gutachtens.....	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Ziele des Gutachtens.....	1
1.3	Aufbau des Gutachtens.....	2
2	Auslegung von § 40 Abs. 3 EnWG	3
2.1	Möglichkeit des Angebots von Tarifen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG im geltenden Rechtsrahmen	3
2.1.1	Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG	3
2.1.2	Umsetzung der Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG	13
2.1.3	Ergebnis	37
2.2	Möglichkeiten der Forcierung last- und zeitvariabler Tarifmodelle unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen	38
3	Modellbildung für last- und zeitvariable Tarife	40
3.1	Analytisches Systemmodell von variablen Tarifen	40
3.1.1	Grundlagen	40
3.1.2	Definition von variablen Tarifen.....	42
3.1.3	Analytisches Systemmodell	44
3.1.4	Ziele von variablen Tarifen	51
3.1.5	Bewertung der Ziele von variablen Tarifen	56
3.2	Analyse internationaler DR-Programme	58
3.2.1	Zielsetzung	58
3.2.2	Teilnahmebedingungen / Auswahl der Testkunden	58
3.2.3	Rekrutierung der Teilnehmer	59
3.2.4	Anreize für die Programmteilnahme	59
3.2.5	Anreizfunktion	60
3.2.6	Reguläre Preisstufen.....	60
3.2.7	Event-Preisstufen.....	61

3.2.8	Dynamische Preisstufen	61
3.2.9	Zeitvariable Tarife mit automatischer Steuerung.....	62
3.2.10	Ankündigungsfrist	63
3.2.11	Ankündigungsart	63
3.2.12	Häufigkeit der Events	63
3.2.13	Verbindlichkeit	64
3.2.14	Kundenkommunikation	64
3.2.15	Lastreduzierung.....	65
3.2.16	Kundenakzeptanz	70
3.2.17	Verbrauchsvariabler Monatstarif.....	71
3.2.18	Lastmanagementfunktion.....	71
3.3	Analyse deutscher DR-Programme	72
3.3.1	Teilnahmebedingungen und Kundenrekrutierung	72
3.3.2	Zeitvariable Tarife.....	73
3.3.3	Kundenkommunikation	73
3.3.4	Effekte	74
3.3.5	Verlagerungs- und Einsparpotenzial in Deutschland	74
3.4	Vorschlag von Tarifmodellen für die weitere Untersuchung.....	75
3.4.1	Auswahl einzelner Tarifmodelle	75
3.5	Zusammenfassung.....	77
4	Effizienzpotenziale und Akzeptanz last- und zeitvariabler Tarife	79
4.1	Studien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial	79
4.1.1	Definitionen	80
4.1.2	Potenzialstudien	80
4.2	Simulation von Tarifmodellen	88
4.2.1	Vorgehen Tarifsimulation	88
4.2.2	Vergleichende Analyse der Simulationsergebnisse für Haushaltskunden	99
4.2.3	Einfluss der Haushaltgröße.....	100
4.2.4	Tarifsimulation für Geschäftskunden	102
4.2.5	Erweiterte Betrachtung	107
4.3	Studien zu Kundenakzeptanz und Kundenerwartungen.....	108
4.3.1	IBM (2007)	109

4.3.2	Institut für sozial-ökologische Forschung (2008).....	114
4.3.3	Prof. Homburg & Partner (2008)	114
4.4	Zusammenfassung.....	115
5	Implikationen von last- und zeitvariablen Tarifmodellen.....	118
5.1	Technische Implikationen von last- und zeitvariablen Tarifen.....	118
5.1.1	Grundanforderungen an Smart-Metering-Systeme	118
5.1.2	Tarifmodelle und Smart-Metering-Systemvarianten.....	119
5.1.3	Zusammenfassung	127
5.2	Rechtliche Implikationen variabler Tarife	130
5.2.1	Zeitvariable Tarifmodelle	131
5.2.2	Lastvariable Tarifmodelle	131
5.3	Implikationen im Bereich Standardlastprofile und Bilanzierungssystem	132
5.3.1	Implikationen im Status quo	132
5.3.2	Auswirkungen der Verwendung von variablen Tarifen	134
5.3.3	Modifiziertes SLP-Verfahren	136
5.3.4	Anwendung einer Zählerstandsgangbilanzierung.....	137
5.3.5	Exkurs: Zuordnung von Steuerungsfunktionen	139
5.3.6	Fazit	139
5.4	Kosten der Einführung von variablen Tarifen.....	141
5.5	Mögliche Kostensenkungen im Netzbereich	143
6	Voraussetzungen und Möglichkeiten für das Angebot von variablen Tarifen und für die Forcierung	146
6.1	Ableitung von konkreten, realisierbaren Einführungsszenarien.....	146
6.1.1	Nachfrageseite	147
6.1.2	Angebotsseite: Wesentliche Einflussfaktoren zur Einführung last- und zeitvariabler Tarife	148
6.1.3	Fazit	150
6.1.4	Szenarien für die Einführung variabler Tarife.....	151
6.2	Möglichkeiten der Forcierung einer Einführung von lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen aus rechtlicher Sicht.....	152
6.2.1	Anpassung § 40 Abs. 3 EnWG	152
6.2.2	Änderung der Bilanzierungsvorgaben	152

6.2.3	Variable Netzentgelte	153
6.2.4	Verbraucherschutz: Transparenz der Rechnung	154
6.3	Volkswirtschaftliches Kosten-Nutzen-Kalkül einer Forcierung	154
6.3.1	Energieeinsparung	160
6.3.2	Lastverlagerung	162
6.3.3	Lastabsenkung	165
6.3.4	Spezifische Lastführung	166
6.3.5	Marktbeteiligung	167
6.3.6	Individualisierung	168
6.3.7	Weitere Nutzeneffekte	168
6.3.8	Fazit	170
7	Übertragung auf die Sparte Gas.....	173
8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	175
9	Glossar	178
10	Literaturverzeichnis.....	181

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht zu DR-Programmen (Quelle: DoE)	42
Abbildung 2: Schema eines lastvariablen Tarifs mit 2 Preisstufen (Quelle: EnCT)	47
Abbildung 3: Schematische Darstellung eines verbrauchsvariablen Monatstarifs (Quelle: EnCT)	48
Abbildung 4: Möglichkeiten der Lastmodifikation (Quelle: EnCT)	52
Abbildung 5: Lastreduzierungseffekte verschiedener Tarifmodelle (Quelle: Faruqui 2008)	66
Abbildung 6: Normierter Tagesenergiebedarf bzw. Lastprofil für Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen. Dies entspricht der theoretisch zur Verfügung stehenden positiven Regelleistung (Quelle: Stadler 2005)	81
Abbildung 7: Theoretisch zur Verfügung stehende negative Regelleistung (Quelle: Stadler 2005)	82
Abbildung 8: Einsparungen in den EU-15 Ländern im Jahr 2020 (CapGemini 2008)	84
Abbildung 9: Technische Daten der Potenziale im Bereich Lastmanagement (Quelle: WIK et al. 2006)	85
Abbildung 10: Verschiebepotenzial pro Haushalt (Quelle: Klobasa 2006)	87
Abbildung 11: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT)	90
Abbildung 12: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim zweistufigen zeitvariablen Tarif (Quelle: EnCT)	92
Abbildung 13: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT)	93
Abbildung 14: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim dreistufigen zeitvariablen Tarif (Quelle: EnCT)	94
Abbildung 15: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)	95
Abbildung 16: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang an Eventtagen beim zweistufigen zeitvariablen Tarif mit Events (Quelle: EnCT)	96
Abbildung 17: Lastvariabler Privatkunden-Tarif mit alternativen Preisstufen (Quelle: EnCT)	97
Abbildung 18: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim lastvariablen Tarif mit alternativen Preisstufen (1. Juli) (Quelle: EnCT)	98
Abbildung 19: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim lastvariablen Tarif mit alternativen Preisstufen (2. Januar) (Quelle: EnCT)	98
Abbildung 20: Vergleich der Kosteneinsparungen (Werte gerundet) der simulierten Privatkunden-Tarife bei einem Jahresverbrauch von 3.165 kWh/a (Quelle: EnCT)	100
Abbildung 21: Einfluss der Haushaltsgröße auf Kosteneinsparungen (Quelle: EnCT)	101
Abbildung 22: Zeitvariabler Tarif mit drei Preisstufen für 10 % Kosteneinsparung bei starker Kundenreaktion (Quelle: EnCT)	101

Abbildung 23:	Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Werktag (Quelle: EnCT).....	103
Abbildung 24:	Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Samstag (Quelle: EnCT).....	103
Abbildung 25:	Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Sonntag (Quelle: EnCT).....	104
Abbildung 26:	Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	105
Abbildung 27:	Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	105
Abbildung 28:	Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)	105
Abbildung 29:	Vergleich der Kosteneinsparungen (Werte gerundet) der simulierten Geschäftskunden-Tarife bei einem Jahresverbrauch von 30.000 kWh/a (Quelle: EnCT)	107
Abbildung 30:	Bekannte Positionen der Stromrechnung bzw. der Zusammensetzung des Strompreises (Quelle: IBM)	110
Abbildung 31:	Themen, die den Umgang mit Energie beeinflussen (Quelle: IBM) ..	111
Abbildung 32:	Regelmäßig durchgeführte Stromsparmaßnahmen (Quelle: IBM) ..	112
Abbildung 33:	Attraktivität von neuen Tarifmodellen (Quelle: IBM)	113
Abbildung 34:	Monetäre Schwellwert für den Wechselanreiz (Quelle: IBM).....	113
Abbildung 35:	Schema der Kostenstruktur bei Netzinvestitionen	144
Abbildung 36:	Einflussfaktoren auf die Attraktivität von variablen Tarifen (Quelle: EnCT).....	147
Abbildung 37:	Einflussfaktoren Effizienzpotenzial (Quelle: EnCT)	148
Abbildung 38:	Variable Tarife aus Lieferantensicht	149
Abbildung 39:	Durchschnittliche Strompreise an der EEX in den Jahren 2007 und 2008.	159
Abbildung 40:	Bandbreite der Energieeinsparung durch Visualisierung (nach Neenan, 2008).....	161
Abbildung 41:	Schematische Darstellung der Lastverlagerung durch zeitvariable Tarife.	163
Abbildung 42:	Schematische Darstellung der unterschiedlichen Anreizwirkungen von zeitvariablen (oben) und dynamischen (unten) Tarifen.	164
Abbildung 43:	Bandbreiten erwarteter Nutzeneffekte durch Visualisierung , variabler Tarife und Laststeuerung.....	170
Abbildung 44:	Mittlere, erwartete volkswirtschaftliche Nutzeneffekte von variablen Tarifen	171

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über englische und deutsche Bezeichnungen von DR-Programmen bzw. Tarifmodellen (Quelle: EnCT).....	41
Tabelle 2: Merkmale von Tarifen (Quelle: EnCT)	43
Tabelle 3: Funktionen zur Variation des Arbeitspreises (Quelle: EnCT).....	44
Tabelle 4: Übersicht über das Tarifmerkmal Zeitfunktion (Quelle: EnCT).....	45
Tabelle 5: Übersicht über das Tarifmerkmal Lastfunktion (Quelle: EnCT)	46
Tabelle 6: Übersicht über das Tarifmerkmal Lastmanagementfunktion (Quelle: EnCT)	49
Tabelle 7: Übersicht über das Tarifmerkmal Anpassungsfunktion (Quelle: EnCT).....	50
Tabelle 8: Zielkategorien von variablen Tarifen (Quelle: EnCT).....	51
Tabelle 9: Merkmale der Zielkategorie Lastgangmodifikation (Quelle: EnCT)	53
Tabelle 10: Merkmale der Zielkategorie Marktbeteiligung (Quelle: EnCT)	54
Tabelle 11: Merkmale der Zielkategorie Individualisierung (Quelle: EnCT).....	55
Tabelle 12: Funktion der Preisvariation (Quelle: EnCT).....	55
Tabelle 13: Bewertung last- und zeitvariabler Tarifmodelle Tarifmodelle (Quelle: EnCT).....	57
Tabelle 14: Sekundärstudien zur Analyse internationaler DR-Programme (Quelle: EnCT).....	58
Tabelle 15: Effekte CPP-Tarife 1 (Quelle: EnCT)	67
Tabelle 16: Effekte CPP-Tarife 2 (Quelle: EnCT)	68
Tabelle 17: Effekte RTP-Tarife (Quelle: EnCT).....	69
Tabelle 18: Effekte der analysierten nationalen Programme (Quelle: EnCT).....	74
Tabelle 19: Tarifmodelle (Quelle: EnCT).....	77
Tabelle 20: Ergebnisübersicht Potenzialstudien für Deutschland (Quelle: EnCT)	88
Tabelle 21: Vergleichsbasis der Simulation für Privatkunden (Quelle: EnCT)	90
Tabelle 22: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	91
Tabelle 23: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	93
Tabelle 24: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)	95
Tabelle 25: Kundenreaktion beim lastvariablen Tarif mit alternativen Preisstufen (Quelle: EnCT).....	97
Tabelle 26: Vergleichsbasis der Simulation für Geschäftskunden.....	104
Tabelle 27: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	106
Tabelle 28: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT).....	106
Tabelle 29: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)	106
Tabelle 30: Infrastrukturanforderungen der Tarifmodelle (Quelle: EnCT)	118
Tabelle 31: Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT).....	120

Tabelle 32:	Tarifmodelle und Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)	121
Tabelle 33:	Umsetzung eichrechtlicher Vorgaben (Quelle: EnCT)	122
Tabelle 34:	Vorschlag zur Verschlüsselung von Datenströmen (Quelle: FNN, OMS)	124
Tabelle 35:	Vorschlag zur Signierung von Datenströmen (Quelle: FNN und OMS)	126
Tabelle 36:	Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)	128
Tabelle 37:	Notwendige Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahren für variable Tarife	140
Tabelle 38:	Einflussfaktoren (Quelle: EnCT)	146
Tabelle 39:	Effekte der Visualisierung und variabler Tarife (Angabe der Visualisierung nur als Vergleich)	158
Tabelle 40:	Übersicht Rahmenparameter und Annahmen	158
Tabelle 41:	Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Energieeinsparung aufgrund variabler Tarife (HH=Haushalt)	162
Tabelle 42:	Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Lastverlagerung aufgrund variabler Tarife im Strombereich pro Haushalt und Jahr	165
Tabelle 43:	Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Lastabsenkung aufgrund variabler Tarife	166
Tabelle 44:	Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch spezifische Lastführung aufgrund variabler Tarife	167
Tabelle 45:	Relevante Unterschiede zwischen Strom und Gas	173

1 Hintergrund, Ziele und Aufbau des Gutachtens

1.1 Hintergrund

Die Bundesregierung hat in der zweiten Jahreshälfte 2008 durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb¹, das eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Folge hat, sowie durch die Messzugangsverordnung (MessZV) neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass es erklärtes Ziel der Bundesregierung ist, dass nach einem Zeitraum von sechs Jahren intelligente Zähler in den Grenzen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit möglichst flächendeckend zum Einsatz kommen.

In den Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm wird dieser flächendeckende Ausbau intelligenter Zähler als Instrument zur Förderung eines Angebots von lastvariablen Tarifen gesehen. Gleichzeitig werden im novellierten EnWG Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, bis zum 30.12.2010 einen Tarif für Letztverbraucher von Elektrizität anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauches setzt, was insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (nachfolgend kurz „variable Tarife“) sind.

1.2 Ziele des Gutachtens

Die Bundesnetzagentur möchte in dem vorliegenden Gutachten eine Reihe von Fragestellungen in Bezug auf die Einführung von variablen Tarifen gutachterlich untersucht wissen. Die folgenden grundsätzlichen Fragestellungen sind dabei zu untersuchen:

- Inwieweit der aktuelle Rechtsrahmen bereits eine Realisierung eines Angebots von variablen Tarifen durch die Marktteure ermöglicht,
- welche Möglichkeiten es innerhalb der bestehenden Rahmenbedingungen gibt, das Angebot derartiger Tarifstrukturen zu forcieren,
- welche Voraussetzungen hierfür geschaffen werden müssten und welche Systemänderungen dafür erforderlich sind,
- mit welchem volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Kalkül eine Forcierung verbunden wäre, und
- wie sich am besten ein Wettbewerb um die kundenfreundlichsten variablen Tarife befördern ließe.

¹ Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008

1.3 Aufbau des Gutachtens

In Kapitel 2 des Gutachtens werden zunächst grundsätzlich die rechtlichen Implikationen des Angebots solcher Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG im derzeit geltenden Rechtsrahmen begutachtet. Anschließend erfolgt eine Auseinandersetzung mit den Möglichkeiten, auf welche Art und Weise die Einführung von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG unter geltendem Recht forciert werden kann.

Im folgenden Kapitel 3 werden zunächst grundsätzlich die Gestaltungsmöglichkeiten und die theoretischen Auswirkungen bzw. Ziele variabler Tarife aufgezeigt. Grundlage der Analyse bildet ein analytisches Systemmodell für den Aufbau und die Auswirkungen variabler Tarife.

In Kapitel 4 werden die Effizienzpotenziale und die Akzeptanz variabler Tarife beschrieben. Dazu werden zunächst die Ergebnisse bestehender Studien zur Höhe des Einspar- und Verlagerungspotenzials in Deutschland skizziert. Anschließend erfolgt eine Simulation der Auswirkung verschiedener Tarifmodelle. Daraufhin werden auf Deutschland übertragbare Studien zur Akzeptanz variabler Tarife beschrieben und anschließend ein Fazit gezogen.

Das Kapitel 5 beleuchtet aus verschiedenen Perspektiven die Implikationen, die die Einführung von variablen Tarifen mit sich bringt. Dabei handelt es sich um die technischen Implikationen in Form der notwendigen Zählersysteme, die rechtlichen Implikationen sowie die Auswirkungen auf das Bilanzierungs- und Abrechnungssystem. Anschließend werden die Kosten der Einführung dieser Tarifmodelle betrachtet und abschließend untersucht, inwieweit diesen Kosten Einsparungen im Netzbereich gegenüberstehen.

Im Anschluss wird in Kapitel 6 betrachtet, welche Möglichkeiten bestehen, das Angebot variabler Tarife zu forcieren. Die Analyse gründet auf der Betrachtung der notwendigen Voraussetzungen sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite. Die vorgeschlagene Forcierungsstrategie wird daraufhin hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Kalküls bewertet.

In Kapitel 7 wird betrachtet, inwieweit die vorgenommene Analyse auch auf den Gasbereich übertragbar ist.

Im abschließenden Kapitel 8 werden die wesentlichen Argumentationslinien des Gutachtens noch einmal zusammengefasst und Schlussfolgerungen abgeleitet.

2 Auslegung von § 40 Abs. 3 EnWG

In diesem Kapitel werden unter rechtlichen Aspekten Inhalt und Umsetzbarkeit des § 40 Abs. 3 EnWG untersucht. Die Vorschrift verpflichtet Energieversorgungsunternehmen spätestens ab dem 30.12.2010 (mindestens) einen Tarif anzubieten, der Letztverbrauchern von Elektrizität einen Anreiz zum Energieeinsparen oder zur Steuerung ihres Energieverbrauchs setzt.

Es werden zunächst grundsätzlich die rechtlichen Implikationen des Angebots solcher Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG im derzeit geltenden Rechtsrahmen begutachtet (dazu unter 2.1). Unter 2.2 folgt eine Auseinandersetzung mit den Möglichkeiten, auf welche Art und Weise die Einführung von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG unter geltendem Recht forciert werden kann.

2.1 Möglichkeit des Angebots von Tarifen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG im geltenden Rechtsrahmen

Ziel der nachfolgenden Darstellung ist die Analyse des aktuellen rechtlichen Rahmens im Hinblick auf die Einführung von Tarifmodellen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG. Dabei werden Möglichkeiten und Grenzen solcher Angebote anhand der geltenden Gesetzeslage herausgearbeitet.

Zunächst werden die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG für die Einführung neuer Tarifmodelle untersucht. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der Frage, welche Mindestanforderungen an die Ausgestaltung solcher Tarifmodelle zu stellen sind und inwieweit die gesetzgeberischen Ziele der Gestaltungsfreiheit Grenzen setzen. Es schließt sich dann eine Auseinandersetzung mit den weiteren rechtlichen Rahmenbedingungen an, insbesondere mit bestehenden Bilanzierungsregeln, die einer rechtlich und wirtschaftlich sinnvollen Umsetzung von Tarifen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG möglicherweise entgegenstehen.

2.1.1 Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG

Die Untersuchung des Normbefehls des § 40 Abs. 3 EnWG kann sich zunächst nur auf die Frage beziehen, welche Pflichten der Gesetzgeber aufgestellt hat, was ein Energieversorgungsunternehmen also – als „Pflichtprogramm“ – mindestens zu erfüllen hat, um den gesetzlichen Anforderungen gerecht zu werden. Es steht Energieversorgungsunternehmen darüber hinaus natürlich frei, (überobligatorisch) zusätzliche bzw. Tarife anzubieten, die in ihrer Ausgestaltung über die Mindestanforderungen des § 40 Abs. 3 EnWG hinausgehen. Die Möglichkeiten hierfür sind vielfältig (vgl. Kapitel 3).

2.1.1.1 Wortlaut, Normenhistorie, gesetzgeberische Ziele des § 40 Abs. 3 EnWG

Der Gesetzgeber hat § 40 Abs. 3 EnWG mit dem „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“², in Kraft seit dem 09.09.2008, im Zusammenhang mit der Umsetzung der „Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates“³ (nachfolgend „EDL-Richtlinie“) erlassen.

§ 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet Energieversorgungsunternehmen grundsätzlich, spätestens bis zum 30.12.2010 für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Die Norm findet ausdrücklich keine Anwendung im Bereich der Belieferung mit Erdgas.

§ 40 Abs. 3 EnWG lautet:

„(3) Energieversorgungsunternehmen haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, spätestens bis zum 30. Dezember 2010 für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.“

Im Gesetzgebungsverfahren ist § 40 Abs. 3 EnWG spät eingeführt worden: Erst am 04.06.2008, in der letzten Sitzung des für das „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ federführend zuständigen Ausschusses für Wirtschaft und Technologie beim Deutschen Bundestag wurde auf gemeinsamen Antrag der Mitglieder der CDU/CSU- und SPD-Fraktionen⁴ unter anderem die Einfügung von § 40 Abs. 3 EnWG als ändernde Beschlussempfehlung angenommen⁵ und anschließend am 06.06.2008 in 2. und 3. Lesung vom Bundestag beschlossen.⁶ Das Gesetz passierte den Bundesrat in seiner Sitzung am 04.07.2008.⁷

² Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008, BGBl. I, 2008, S. 1790.

³ ABl. EU Nr. L 114 S. 64.

⁴ Ausschussdrucksache 16(9)1032 vom 03.06.2008.

⁵ BT-Drs. 16/9470 vom 04.06.2008.

⁶ BT-PIPr. 16/167, S. 17729C.

⁷ BR-Drs. 421/08.

Grund für die Ergänzung waren folgende Erwägungen⁸:

„Absatz 3 eröffnet konditioniert eine Tarifunterscheidung in Abhängigkeit der jeweiligen Lasten. Daraus kann sich ein Einspareffekt ergeben, wenn bestimmte Lasten aus den Spitzenzeiten herausgenommen werden.“

Der Gesetzgeber hat die Vorschrift des § 40 Abs. 3 EnWG anlässlich der Änderung des § 21b EnWG erlassen. Sie ist daher im engen sachlichen Zusammenhang mit der Umsetzung der EDL-Richtlinie zu sehen, so dass deren Ziele bei der Auslegung der Vorschrift zugrunde gelegt werden können. Die EDL-Richtlinie verfolgt insbesondere folgende Zielsetzung:

- Steigerung der Energieeffizienz (Gründe (1))
- Senkung des Primärenergieverbrauchs (Gründe (2))
- Senkung des CO₂-Ausstoßes (Gründe (2))
- Verhütung des „gefährlichen Klimawandels“ (Gründe (2))

Das Gesetz ist zugleich aus den „Eckpunkte(n) für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm“⁹ (nachfolgend „IEKP“) der Bundesregierung hervorgegangen, in dem die europäische Richtungsentscheidung des Europäischen Rats der Staats- und Regierungschefs¹⁰ für eine integrierte europäische Klima- und Energiepolitik aufgegriffen und ein konkretes Gesetzgebungs- und Maßnahmenprogramm aufgestellt wurde. Unter Ziff. 4 (S. 15) heißt es im IEKP u.a.:

*„(...) Maßnahmen: (...) Schaffung der notwendigen Grundlagen im Energiewirtschaftsrecht dafür, dass intelligente elektronische Zähler **auch zugunsten eines breiteren Angebots lastvariabler Tarife**, zunächst bei Gewerbe- und Industriekunden, zeitlich versetzt auch bei Haushaltskunden, eingeführt werden können, soweit sie wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar sind. Für die Umsetzung wird ein Übergangszeitraum von sechs Jahren vorgesehen, der von einem Monitoringprozess über die Ergebnisse der Liberalisierung begleitet wird.“*

(Hervorhebungen verfassenseitig)

⁸ Vgl. Ausschussdrucksache 16(9)1032, S. 2; BT-Drs. 16/9470, S. 7 (gleichlautend).

⁹ Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm:
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Da diese Forderung nach einem breiteren Angebot lastvariabler Tarife im Zusammenhang mit der Einführung „intelligenter elektronischer Zähler“ aufgestellt wird, kann der parallele Erlass von § 40 Abs. 3 EnWG im Zusammenhang mit der Schaffung von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG als begleitende Maßnahme betrachtet werden. Während § 21b EnWG den Netzbetrieb im weitesten Sinn – Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Messdienstleister – adressiert, betrifft § 40 Abs. 3 EnWG das Belieferungsverhältnis zum Letztverbraucher. Der Gesetzgeber sieht dabei § 40 Abs. 3 EnWG als Instrument zur Forcierung der Einführung lastvariabler Tarife an.

Zusammenfassend lässt sich damit festhalten, dass § 40 Abs. 3 EnWG geschaffen wurde, um im Sinne des Klimaschutzes, insbesondere einer Senkung des CO₂-Ausstoßes, eine Reduzierung des Energieverbrauchs bzw. den Einsatz der Erzeugungskapazitäten durch eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs zu optimieren.

2.1.1.2 Normadressat: Energieversorgungsunternehmen

Zum Angebot von Tarifen, die Letztverbrauchern einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzen, sind **Energieversorgungsunternehmen** verpflichtet. Damit stellt sich zunächst die Frage nach dem persönlichen Anwendungsbereich der Vorschrift.

Nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 18 EnWG sind

*„(...) Energieversorgungsunternehmen
natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein
Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als
Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen, (...)“*

Wegen der umfassenden Definition des Begriffs „Energieversorgungsunternehmen“ in § 3 Nr. 18 EnWG könnte § 40 Abs. 3 EnWG sowohl den Lieferanten als auch den Netzbetreiber als Normadressaten verpflichten. Ersterer wäre zum Angebot entsprechender Lieferprodukte verpflichtet; der Netzbetreiber könnte z. B. angehalten sein, § 40 Abs. 3 EnWG im Rahmen der Gestaltung seiner Netznutzungstarife zu berücksichtigen oder andere notwendige Mitwirkungshandlungen vorzunehmen.

¹⁰ Vgl. Schlussfolgerungen des Vorsitz des Europäischen Rates (Tagung vom 08./09.03.2007 in Brüssel), 7224/1/07 RIV 1 CONCL 1.

Gegen eine Einbeziehung des Netzbetreibers in den Anwendungsbereich des § 40 Abs. 3 EnWG könnte sprechen, dass die Verwendung des Begriffs „Energieversorgungsunternehmen“ in § 40 Abs. 3 EnWG darin begründet ist, dass eine eigene Definition des Begriffs „Stromlieferant“¹¹ im EnWG nicht vorhanden ist, so dass der Oberbegriff verwendet werden musste, da der Definitionskatalog des EnWG keine andere Option bot. Allerdings findet sich eine Definition „Lieferant“ in § 2 Nr. 5 StromNZV:

„Lieferant

ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Elektrizität gerichtet ist.“

Es wäre dem Gesetzgeber daher möglich gewesen, auf die Begriffsbestimmung des Verordnungsgebers zurückzugreifen.

Zudem ist fraglich, warum der Gesetzgeber in § 40 Abs. 2 EnWG – auch ohne Definition – keine Bedenken hatte, ausdrücklich die „Lieferanten“ zu verpflichten. Der Gesetzgeber hat also durchaus die Möglichkeit gesehen, konkret nur den Lieferanten zu adressieren.

Allerdings ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber die Begriffe „Energieversorgungsunternehmen“ und „Lieferant“ hier synonym verwendet, und nicht bewusst zur Differenzierung unterschiedlicher Markttrollen. Im Energiewirtschaftsgesetz findet sich nicht nur im § 40 EnWG ein Beispiel für die Inkonsequenz der Begriffsverwendung. Auch in § 42 Abs. 1 EnWG und § 36 Abs. 1 EnWG sind „Energieversorgungsunternehmen“ angesprochen, obwohl der jeweilige Normadressat präziser mit „Lieferant“ bezeichnet worden wäre.¹² So werden im Beispiel des § 42 Abs. 1 EnWG „Rechnungen an Letztverbraucher“ nur von Lieferanten, aber nicht vom Netzbetreiber gestellt, der „Grundversorger“ in § 36 EnWG ist in dessen Abs. 2 als das Energieversorgungsunternehmen definiert,

*„das die meisten Haushaltskunden (...) **beliefert**“.*

(Hervorhebungen verfassenseitig)

Welche der im Oberbegriff „Energieversorgungsunternehmen“ vereinigten Rollen von der jeweiligen Norm adressiert ist, ergibt sich daher nur aus dem Sachzusammenhang mit dem Normbefehl der Vorschrift, der Wortlaut der Norm ist insoweit unergiebig.

¹¹ Anders als der Begriff „Gaslieferant“, der in § 3 Nr. 19b EnWG definiert ist.

¹² Vgl. *Salje*, Energiewirtschaftsgesetz, Köln, 2006, § 42, Rn. 5; § 36, Rn. 6, 7.

§ 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet Energieversorgungsunternehmen, „Letztverbrauchern von Elektrizität“ bestimmte Tarife anzubieten. Letztverbraucher sind gem. § 3 Nr. 25 EnWG definiert als

„(...) natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen (...)“

Der Kauf von Energie für den eigenen Verbrauch beschreibt die Rolle des Kunden bei der Belieferung. Ein Netzbetreiber darf wegen §§ 6 ff. i.V.m. § 3 Nr. 2 bis 7, 10, 27 EnWG andere Tätigkeiten der Energieversorgung als den Netzbetrieb grundsätzlich nicht durchführen; insbesondere keine Energie an Andere liefern. Vor diesem Hintergrund muss in § 40 Abs. 3 EnWG „Energieversorgungsunternehmen“ als „Lieferant“ gelesen werden und nicht auch als „Netzbetreiber“.

Entscheidendes Argument ist die systematische Stellung des § 40 Abs. 3 EnWG in Teil 4 des EnWG. Die §§ 36 bis 42 EnWG regeln den Bereich „Energieförderung an Letztverbraucher“ und umfassen jegliche (vertragliche) Lieferbeziehung zwischen Lieferant und Letztverbraucher: Grundversorgung (§§ 36, 37 EnWG), Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und – allgemein – Sonderlieferverhältnisse (so z.B. § 41 EnWG). Der Netzbetreiber ist von diesen Vorschriften allerdings nicht angesprochen, Teil 4 des EnWG adressiert einheitlich und ausschließlich die Marktrolle des Lieferanten.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass Normadressat des § 40 Abs. 3 EnWG ausschließlich das Energieversorgungsunternehmen in der Rolle des Lieferanten ist, nicht jedoch in der des Netzbetreibers.

Dem Wortlaut nach umfasst der persönliche Anwendungsbereich jeden Lieferanten, also möglicherweise auch den Grundversorger. Eine Einschränkung auf Lieferanten, deren Belieferung auf der Grundlage eines Sondervertrages erfolgt¹³, ist dem Gesetz jedenfalls nicht zu entnehmen, andererseits wird der Grundversorger in § 40 Abs. 3 EnWG nicht ausdrücklich genannt.

Der Grundversorger ist gemäß § 36 Abs. 1 EnWG verpflichtet, die Grundversorgung von Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen, sog.

¹³ Zur Abgrenzung von Grundversorgung bzw. der Belieferung auf Grund eines Sondervertrages vgl. *de Wyl/Essig*, in: *Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft*, 2. Aufl., München, 2008, § 11, Rn. 6 ff.

allgemeinen Tarifpreisen¹⁴, zu versorgen. Der Allgemeine Tarif muss aber entsprechend seines Sinns und Zwecks als Aliud zu den Tarifen des § 40 Abs. 3 EnWG angesehen werden. Der Grundversorgungsvertrag kommt regelmäßig gem. § 2 Abs. 2 S. 1 StromGVV dadurch zustande, dass Elektrizität aus dem Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, über das der Grundversorger die Grundversorgung durchführt. Dabei wird also regelmäßig gerade nicht ausdrücklich ein Vertrag ausgefertigt. Wäre auch der Grundversorger verpflichtet, neben den bestehenden Allgemeinen Tarifen auch Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG als weitere Allgemeine Tarife anzubieten, wäre in Fällen des § 2 Abs. 2 S. 1 StromGVV regelmäßig fraglich, auf welchen Tarif sich der Grundversorgungsvertrag beziehen soll. Diese Offenheit der Rechtsfolge ist nicht mit den Regelungen zur Grundversorgung kompatibel.

Daher ist der Grundversorger grundsätzlich nicht verpflichtet, einen Tarif nach § 40 Abs. 3 EnWG anzubieten. Bietet er neben dem Allgemeinen Tarif allerdings auch Sondervertragsprodukte an, was nahezu immer der Fall ist, ist er – wie jeder andere Lieferant – aus § 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet.

2.1.1.3 Angebotsempfänger: Letztverbraucher von Elektrizität

Das mit der Vorschrift § 40 Abs. 3 EnWG u. a. verfolgte Ziel ist es, „Letztverbrauchern von Energie erweiterte Möglichkeiten für zeitnahes, gezielt energiesparendes Verhalten zu eröffnen“.¹⁵ Begünstigter Adressat ist, entsprechend dem Wortlaut der **Letztverbraucher von Elektrizität**, der belieferte Kunde.

Energiewirtschaftlich wird der Begriff des Letztverbrauchers weiter differenziert. Allerdings spiegelt sich dies nicht in der Definition des § 3 Nr. 25 EnWG¹⁶ wider, die allein dazu dient, Letztverbraucher von den übrigen Marktteilnehmern (Weiterverteiler, Lieferanten, Netzbetreiber etc.) abzugrenzen. Die §§ 12 Abs. 1, 18 Abs. 1 StromNZV, § 10 MessZV ermöglichen eine weitere Konkretisierung der Gruppe „Letztverbraucher“, da die Intention eines Tarifes nach § 40 Abs. 3 EnWG für beide Gruppen gleichermaßen greift: Es ist im Grundsatz zu differenzieren zwischen

- Letztverbrauchern, deren Belieferung über vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) abgewickelt wird (grds. bei einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh) – sog. Standardlastprofil-Kunden (im Folgenden „**SLP-Kunden**“) und

¹⁴ Vgl. zur Begrifflichkeit noch die AVBEltV, die Vorgängerregelung zur StromGVV, dort § 1 Abs. 1.

¹⁵ Vgl. Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/8306, S. 7.

¹⁶ Zur Definition vgl. vorstehend 2.1.1.2.

- Letztverbrauchern, deren Entnahmen unmittelbar, „scharf“ bilanziert werden (grds. bei einer höheren Jahresentnahmemenge als 100.000 kWh) – sog. leistungsgemessene Kunden (im Folgenden „**RLM-Kunden**“).¹⁷

Auch wenn § 40 Abs. 3 EnWG in seinem Anwendungsbereich pauschal auf Letztverbraucher abstellt, haben Energieversorgungsunternehmen bei der Ausgestaltung der Tarifmodelle zu beachten, dass sie einerseits Tarife anbieten, die sich zur Belieferung von SLP-Kunden eignen, andererseits Tarife für die Belieferung von RLM-Kunden.

2.1.1.4 Grundsätzliche Anforderungen an die Tarifmodelle im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG

Stromlieferanten haben nach § 40 Abs. 3 EnWG ihr Produktportfolio spätestens zum 30.12.2010 zu ergänzen um

*„**einen** Tarif (...), der einen Anreiz zu Energieeinsparung **oder** Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.“*

(Hervorhebungen verfasserseitig)

2.1.1.4.1 Tarif

Tarif im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG ist ein (Vertrags-)Angebot eines Lieferanten, mit dem ein Letztverbraucher seinen Bedarf an Energie zu bestimmten Konditionen an einem definierten Übergabepunkt decken kann.¹⁸ Eine Belieferung zu diesem Tarif setzt eine entsprechende vertragliche Vereinbarung zwischen Lieferant und Kunden voraus.

Nicht jeder vom Lieferanten angebotene Tarif muss den Kriterien des § 40 Abs. 3 EnWG entsprechen. Entscheidend ist, dass er auch – ggf. zusätzlich – einen solchen Tarif für alle Letztverbraucher, also RLM- und SLP-Kunden, anbietet.

¹⁷ Das Abstellen auf eine grundsätzlich denkbare dritte Gruppe „öffentliche Verbrauchseinrichtungen“ (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 2 StromNZV, z.B. Telefonzellen) ist nicht zielführend. Es handelt sich nicht um eine eigenständige Gruppe, sondern lediglich um einen Unterfall der Gruppe SLP-Kunden.

¹⁸ Vgl. die Begriffsdefinition „Tarif“, in: Duden, Fremdwörterbuch, 6. Aufl., Mannheim, 1997.

In § 40 Abs. 3 EnWG sind die Varianten, einen Anreiz „zur Energieeinsparung“ zu setzen bzw. „den eigenen Energieverbrauch zu steuern“ mit dem Wort „oder“ als **Wahlrecht** des Lieferanten ausgestaltet.

Der **Lieferant** kann alternativ einen Tarif anbieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung setzt **oder** der Letztverbrauchern, also RLM- und SLP-Kunden, einen Anreiz setzt, den eigenen Energieverbrauch zu steuern.

Die bezweckten Anreize zu Verhaltensänderungen müssen also nicht kumulativ in einem Tarif vorliegen. Dieses Verständnis wird auch vom Sinn und Zweck der Norm gestützt. Nicht nur das Einsparen von Energie trägt wegen der Korrelation mit der Erzeugung zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Auch eine mit der Steuerung des Energieverbrauchs bezweckte Verlagerung des Verbrauchs in lastschwache Zeiten führt zu einer Vergleichmäßigung des Gesamtbedarfs und ermöglicht so eine effizientere und damit klimaschonendere Steuerung der Erzeugungskapazitäten.

2.1.1.4.2 Anreiz zur Energieeinsparung bzw. Steuerung des Energieverbrauchs

Der vom Lieferanten anzubietende Tarif soll einen **Anreiz** zur Energieeinsparung bzw. Steuerung des Energieverbrauchs durch den Letztverbraucher setzen.

Dass der gesetzgeberisch gewünschte Erfolg einer tatsächlichen Energieeinsparung bzw. Verbrauchsverlagerung in der ex post-Betrachtung tatsächlich eintritt, wird von § 40 Abs. 3 EnWG nicht verlangt. Die Tarifgestaltung muss also lediglich potenziell erwarten lassen und die Möglichkeit bieten, dass sich Energieeinsparungen realisieren bzw. der Letztverbraucher seinen Energieverbrauch bewusst steuert.

Offen ist dabei, ob der Anreiz aus Sicht des Letztverbrauchers stets positiv empfunden werden muss oder ob auch ein negativer Anreiz, z.B. im Sinne einer Sanktionierung eines hohen Energieverbrauchs durch einen progressiv ansteigenden Preis, umfasst ist.

Der Begriff „Anreiz“ ist gesetzlich nicht definiert. Der Sinngehalt dieses Begriffs ist daher durch Auslegung zu ermitteln. Bei der Auslegung einer gesetzlichen Vorschrift bildet der Wortlaut die äußerste Grenze. Entstehungsgeschichte, Systematik sowie Sinn und Zweck der Vorschrift werden herangezogen, um den Wortlaut zu

interpretieren. Die Auslegung nach dem Sinn und Zweck darf jedoch dabei nicht zu einem Ergebnis führen, dass sich im Wortlaut der Norm nicht mehr wiederfindet.¹⁹

Nach der allgemeinen Wortbedeutung ist Anreiz zu verstehen als etwas, das eine Veranlassung oder Motivation darstellt, etwas Bestimmtes zu tun oder zu unterlassen.²⁰ Auf § 40 Abs. 3 EnWG übertragen bedeutet dies: Der Tarif soll den Letztverbraucher zu einem Energie einsparenden Verhalten motivieren bzw. ihn veranlassen, seinen Bezug zu verlagern. Dabei kann nicht davon ausgegangen werden, dass der Anreiz aus Sicht des Letztverbrauchers stets positiv empfunden wird, auch ein negativer Anreiz ist umfasst. Wäre von Seiten des Gesetzgebers nur die positive Wirkung gewollt gewesen, hätte der Wortlaut anders gewählt werden müssen, etwa mit Bezug auf „dem Letztverbraucher einen Vorteil gewähren“.

Insgesamt lässt sich das Merkmal „Anreiz setzen“ in zwei Elemente zerlegen. Ein Tarif im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG muss (potenziell)

- **objektiv** geeignet sein, das gesetzgeberische Ziel zu erreichen und
- den Kunden – **subjektiv** – (positiv oder negativ) motivieren, den Tarif zu wählen.

Allerdings bietet dieses Ergebnis aufgrund der rein abstrakten Vorgaben noch kein greifbares Kriterium, Tarifangebote einzelner Lieferanten abschließend danach zu bewerten, ob sie den Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG entsprechen. Insbesondere ist das mit dem starken subjektiven Element zu begründen: Wann bei einem Letztverbraucher die Motivationswirkung eintritt, ist von Person zu Person verschieden. Eine Interpretation des Anreizes in der Weise, dass der Kunde stets dann motiviert ist, wenn für ihn ein finanzieller Vorteil besteht, geht fehl. Am Beispiel der sog. „Ökostromprodukte“ wird deutlich, dass der Letztverbrauch nicht unbedingt (nur) auf den Preis des Produkts achtet, sondern durchaus auch ideologische Motive ausreichen. Jedenfalls derzeit sind „Ökostromtarife“ regelmäßig etwas teurer als das „normale“ Produkt des Lieferanten, dem der gängige Erzeugungsmix zugrunde liegt.²¹

Letztlich ist festzustellen, dass beliebig viele Tarife potenziell geeignet sind, den Letztverbraucher zum Energieeinsparen bzw. zur Verbrauchssteuerung zu motivieren, denn die Motivationswirkung ist ein subjektives Kriterium, das nicht näher greifbar ist, um den Rechtsanwender in die Lage zu versetzen, hieraus eine Schranke herzuleiten. Eine durch einschränkende Auslegung des Tatbestandsmerkmals „Anreizwirkung“ herbeizuführende „Objektivierung“ im Sinne einer Vorgabe starrer Kriterien, nach denen beurteilt werden kann, wann ein Anreiz anzunehmen ist, wäre aber eine

¹⁹ Vgl. Larenz, Methodenlehre der Rechtswissenschaft, 6. Aufl., Berlin, 1991, S. 343.

²⁰ Vgl. zum Begriff: <http://de.wiktionary.org/wiki/Anreiz>.

²¹ Vgl. z. B. Stromtarifrechner www.verivox.de.

unzulässige Verknappung des Inhalts, der im Wortlaut der Norm keinen Rückhalt findet.

Daher besteht für den Lieferanten bei der Ausgestaltung des Tarifs ein großer Gestaltungsspielraum. Der Lieferant kann die gesetzlichen (Mindest-)Anforderungen an einen Tarif danach relativ einfach erfüllen. Über dieses gesetzliche Minimum hinaus sind den Lieferanten bei der Tarifgestaltung kaum Grenzen gesetzt.²²

Auch wenn § 40 Abs. 3 EnWG daher seinem Wortlaut nach über das Tatbestandsmerkmal „Anreiz setzen“ zunächst keine verlässliche Grenze des Gestaltungsspielraums setzt, müssen Tarifmodelle jedenfalls dann als nicht im Einklang mit § 40 Abs. 3 EnWG stehend angesehen werden, die offensichtlich einen Umgehungstatbestand erfüllen, insbesondere die Schwelle zum **Missbrauch** überschreiten, obwohl die Tatbestandsvoraussetzungen eigentlich als erfüllt anzusehen wären. Weitergehende – oder gar objektivierte – Abgrenzungskriterien können der Norm nicht entnommen werden. Ausreichend ist jeder Tarif, der den entsprechenden Anreiz in nicht vollständig unsinniger oder missbräuchlicher Weise setzt. Dabei dürfte aber gerade im Grenzbereich der Nachweis im Einzelfall schwer zu führen sein.

2.1.1.4.3 Beispieltarife des § 40 Abs. 3 Satz 2 EnWG

Die in § 40 Abs. 3 Satz 2 EnWG genannten Tarifmodelle **lastvariabler Tarif** und **tageszeitabhängiger Tarif** sind vom Gesetzgeber nur beispielhaft („insbesondere“) als typisierte Fälle angeführt (sog. „benannte Beispiele“), allerdings ohne dabei zu spezifizieren, was unter einem lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarif zu verstehen ist. Denkbar sind auch andere Tarifkonzepte und Varianten, die dem Ziel des § 40 Abs. 3 Satz 1 EnWG entsprechen.

2.1.2 Umsetzung der Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG

Die nachstehende Betrachtung, unter welchen Prämissen die beiden in § 40 Abs. 3 EnWG genannten Tarifmodelle umzusetzen sind, erfolgt aufgrund ihres Alternativverhältnisses (vgl. 2.1.1.4.1) jeweils gesondert.

²² Die bestehenden Grenzen gesetzlicher Verbote und sittenwidrige Gestaltungen sind nach §§ 134, 138 BGB natürlich zu beachten.

2.1.2.1 Tarif zur Steuerung des Energieverbrauchs

Lieferanten können ihren Verpflichtungen aus § 40 Abs. 3 EnWG entsprechen, wenn sie spätestens ab dem 30.12.2010 einen Tarif anbieten, der dem Letztverbraucher einen Anreiz setzt, seinen eigenen Energieverbrauch zu steuern. Die „Steuerung des Energieverbrauchs“ setzt notwendigerweise eine bewusste Entscheidung des Letztverbrauchers voraus, zu welchem Zeitpunkt er Energie abruft.

2.1.2.1.1 Steuerung des Energieverbrauchs

Zur Verdeutlichung, welches Verständnis der Gesetzgeber einer bewussten Steuerung des eigenen Verbrauchs zugrunde legt, können die in § 40 Abs. 3 Satz 2 EnWG benannten Beispiele dienen: Der Letztverbraucher kann seinen Bezug nach dem Kriterium „Zeit“ – im Sinne eines tageszeitabhängigen Tarifs – verlagern oder nach dem Aspekt „Last“ – im Sinne eines lastvariablen Tarifs.

Auch wenn der Gesetzgeber in § 40 Abs. 3 EnWG ausdrücklich auf lastvariable Tarife rekurriert, findet sich im Weiteren keine Definition, was unter „Last“ im Kontext des § 40 Abs. 3 EnWG zu verstehen ist. Unter „Last“ kann dabei grundsätzlich verstanden werden:

- die Netzlast, z. B. bei Tarifen, die an Zeiten starker Inanspruchnahme des Netzes anknüpfen,
- die Kundenlast, z. B. bei Tarifen, die an Zeiten starker individueller Leistungsanspruchnahme durch den Kunden anknüpfen, oder
- die Systemlast z. B. Tarife, die an Zeiten, in denen im Gesamtsystem viel Strom erzeugt und verbraucht wird, anknüpfen.

Mit Blick auf die ehemals bestehende Regelung in § 9 BTOElt liegt es nahe, dass der Gesetzgeber die Netzlast gemeint hat. Die Schwachlastzeiten wurden nach § 9 Abs. 1 Satz 1, 3 BTOElt ausdrücklich als „Tageszeiten schwacher Leistungsanspruchnahme“ definiert und vom Energieversorgungsunternehmen „nach Maßgabe (der) Lastverhältnisse“ festgelegt.²³ Das wird auch vom Hintergrund des § 40 Abs. 3 EnWG gestützt: Nach der Motivation des Gesetzgebers sollen die Tarife auch dazu dienen, der durch die verstärkte Einbindung dezentral errichteter, erneuerbarer Energiequellen in den Energiemix²⁴ bedingten stärkeren Auslastung des Netzes entgegenzuwirken,

²³ Vgl. die amtliche Begründung zur BTOElt, abgedruckt in: *Hempel/Franke*, Recht der Elektrizitäts- und Wasserversorgung, Bd. 3 zu § 9, S. 23.

²⁴ Siehe 2.1.1.1.

indem der Letztverbraucher „vor Ort“ sein Bezugsverhalten entsprechend anpasst. Er kann finanzielle Vorteile im Sinne eines günstigen Energiepreises erhalten, wenn er beispielsweise in Zeiten hoher Systemlast und Schwachwind weniger und in Starkwindphasen bei gleichzeitig niedriger Systemlast entsprechend mehr verbraucht. Greift man daneben den Gedanken einer besseren Verteilung (Steuerung des Energieverbrauchs) auf, ist es ebenfalls nahe liegend, auf die Erzeugungslast abzustellen. Eine vergleichmäßigte Erzeugung bzw. die Vermeidung von Spitzenlasten dient den vorstehenden Zielen. Letztlich ist die Beantwortung der vorstehenden Frage für dieses Gutachten jedoch nicht relevant und hat keinen entscheidenden Einfluss auf das Ergebnis. Denn eine hohe Systemlast hat regelmäßig zugleich eine hohe mittlere Netzlast zur Folge, da das Mehr an erzeugter Energie schließlich über das Netz zum Verbraucher geleitet werden muss. Da Erzeugung und Verbrauch von Strom in jedem Zeitpunkt gleich sein müssen, ist eine stärkere Erzeugung regelmäßig bedingt durch eine (zeitgleich) hohe Nachfrage bei den Letztverbrauchern (Kundenlast).

Ein „Tarif zur Steuerung des Energieverbrauchs“ kann dem Letztverbraucher aber nur sinnvoll angeboten werden, wenn dieser, in welcher Form auch immer, den Tarif nachvollziehen und dem gesetzten Anreiz nachkommen kann, um sein individuelles Verbrauchsverhalten entsprechend anzupassen.

Im IEKP²⁵ findet sich hierzu folgende Aussage:

„Die zeitgenaue Analyse des Verbrauchs ist jedoch Voraussetzung für die Eigenverbrauchssteuerung sowie für die Optimierung von Energiedienstleistungen (Contracting).“

Die Ermöglichung einer „zeitgenauen Analyse des Verbrauchs“ kann daher als eine der Grundbedingungen angesehen werden, um dem Letztverbraucher eine bewusste Verlagerung seines Energiebezugs zu ermöglichen. Dabei ist es nicht entscheidend, wer die Analyse durchführt; dies kann alternativ der Kunde, der Lieferant oder ein sonstiger Dienstleister sein.

Der Hinweis auf die **Zeitgenauigkeit** der Analyse macht bereits deutlich, dass die messtechnische Erfassung des aktuellen Verbrauchs die möglichen Tarife zur Verbrauchssteuerung wesentlich beeinflusst.

²⁵ a.a.O., S. 15.

2.1.2.1.2 Voraussetzung: Messtechnische Erfassung

Um einen Tarif anwenden zu können, der dem Letztverbraucher einen Anreiz setzt, seinen Energieverbrauch zu steuern, ist die Abbildung des Tarifs bei der messtechnischen Erfassung erforderlich. Zwar kann auch im bisherigen System jeder beliebige Tarif angeboten werden, eine wirtschaftliche und bilanzielle Berücksichtigung variabler Tarife und eines daran angepassten Kundenabnahmeverhaltens setzt aber zunächst voraus, dass für den Lieferanten das Abnahmeverhalten messtechnisch nachvollziehbar ist. Nur soweit die verschiedenen Ausprägungen eines variablen Tarifs messtechnisch erfasst werden, kann dieser einem Letztverbraucher sinnvoll angeboten werden. Das heißt, es kommt darauf an, welche Tarife vor dem Hintergrund der bestehenden Vorgaben im EnWG bzw. den hierzu erlassenen nachrangigen Verordnungen, insbesondere der StromNZV und der MessZV, mit den in ihnen vorgegebenen Messeinrichtungen erfasst werden können. Sie geben den aktuellen Rahmen für solche Tarife vor.

Im Bereich der **RLM-Kunden** stellt die messtechnische Erfassung variabler Tarife keine Hürde dar. Durch die nach § 18 Abs. 1 StromNZV in Verbindung mit § 10 Abs. 2 MessZV vorgeschriebene registrierende Leistungsmessung, die die Messung von Arbeit und Leistung gewährleistet, sowie die regelmäßig bestehende Möglichkeit zur Fernauslesung sind – wie in der Praxis bereits üblich – jegliche Tarifmodelle darstellbar.²⁶

Auf die Gruppe der **SLP-Kunden** ist diese Bewertung nicht ohne Weiteres übertragbar. Gem. §§ 18 Abs. 1, 12 StromNZV in Verbindung mit § 10 Abs. 1, 3 MessZV (Strom) gilt für die Messung von SLP-Kunden:

„(1) Die Messung der entnommenen Elektrizität erfolgt bei Letztverbrauchern im Sinne des § 12 der Stromnetzzugangsverordnung durch Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit sowie gegebenenfalls durch Registrierung der Lastgänge am Zählpunkt oder durch Feststellung der maximalen Leistungsaufnahme.

(2) Handelt es sich nicht um Letztverbraucher im Sinne des § 12 der Stromnetzzugangsverordnung, erfolgt die Messung durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung.

²⁶ Vgl. Kapitel 3

(3) Ein Letztverbraucher im Sinne des § 12 der Stromnetzzugangsverordnung ist als Anschlussnutzer berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber eine Messung nach Abs. 2 zu verlangen, sofern der Lieferant mit dem Netzbetreiber die Anwendung des Lastgangzählverfahrens vereinbart hat. (...)“

In der Begründung der Messzugangsverordnung²⁷ heißt es hierzu:

„Absatz 1 ergänzt die bisherige Regelung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNZV um die Möglichkeit einer bloßen Ermittlung der maximalen Leistungsaufnahme, die für spezielle Anwendungsfälle (zum Beispiel Standardlastprofilbelieferung in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung) zur Ermittlung der anzuwendenden Netzentgelte oder Konzessionsabgaben ausreicht.“

In jedem Falle wird bei SLP-Kunden die „entnommene elektrische Arbeit“ erfasst; die Ermittlung der maximalen Leistungsaufnahme oder die Registrierung der Lastgänge ist grundsätzlich nicht verpflichtend, sondern kann erfolgen, wenn es im Einzelfall erforderlich ist. Auch ist es anders als bei RLM-Kunden grundsätzlich nicht möglich, die Messwerte bei SLP-Kunden fernauszulesen. Die Entscheidung, welche Messeinrichtung im Einzelfall installiert wird, obliegt gemäß § 8 Abs. 1 MessZV dem Messstellenbetreiber.

Über § 10 Abs. 3 MessZV ist es zunächst rechtlich auch möglich, bei einem SLP-Kunden eine viertelstündig registrierende Leistungsmessung im Sinne von § 10 Abs. 2 MessZV zu installieren. Über eine solche Messung ist, wie für die RLM-Kunden gezeigt, die Abbildung einer großen Vielzahl an Tarifmodellen denkbar, denen der Lastgang (Leistung) zugrunde liegt. Allerdings ist dieser Weg für diese Kundengruppe unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Die Entgelte für eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung sind im Verhältnis zu einer Messung nach § 10 Abs. 1 MessZV um ein Vielfaches höher.²⁸ Die Kosten für die Messeinrichtung stünden nicht mehr im Verhältnis zu der Verbrauchsmenge solcher Kunden. Aus diesem Grund scheidet eine Umsetzung der von § 40 Abs. 3 EnWG geforderten Tarifmodelle für die Gruppe der SLP-Kunden unter Rückgriff auf § 10 Abs. 2 MessZV derzeit wirtschaftlich aus.

²⁷ BR-Drs. 568/08, S. 29.

²⁸ Vgl. Gutachten der LBD-Beratungsgesellschaft mbH für die Bundesnetzagentur „Gutachten zur Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der Netzentgelte im Strom- und Gasbereich“, Ziff. 5.1.4.3 (S. 111 ff.).

Daher ist fraglich, ob und welche Tarifmodelle, die einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen, mit Messeinrichtungen, welche die Vorgaben von § 10 Abs. 1 MessZV erfüllen, darstellbar sind.

Grundsätzlich werden SLP-Kunden bisher Tarife angeboten, denen zu jedem Zeitpunkt derselbe Preis zugrunde liegt. Es handelt sich dabei regelmäßig um linear bepreiste Tarife, die typischerweise nur zwischen einem Grund- und einem einheitlichen Arbeitspreis unterscheiden, der seinerseits nicht tageszeitabhängig ist. Solche Tarife bieten dem Kunden keinen Anreiz, den eigenen Energieverbrauch zeitlich zu steuern oder einzuschränken, jedenfalls nicht über den Effekt hinaus, dass ein Mehrverbrauch zu höheren Kosten führt.

Bereits in der Vergangenheit wurden daneben sog. Schwachlasttarife angeboten, die ihrer Idee nach – im Interesse des Netzbetriebs²⁹ – ebenfalls eine Steuerungsfunktion zur Erhöhung der Lasten in lastschwache Zeiten vorsahen.³⁰ Ein solcher Schwachlasttarif, der abhängig vom Zeitpunkt der Energieentnahme – unterschieden wird zwischen Hochtarifzeiten (HT) und Niedertarifzeiten (NT) – ein anderes Entgelt vorsieht, wird mittels eines HT/NT-Zählers abgebildet; einem Zähler, der zumindest in zwei verschiedene Zählwerke bzw. Tarifregister misst.

In der Diktion der Konzessionsabgabenverordnung ist eine solche Tarifausgestaltung klassischerweise ein „zeitvariabler Tarif“ (vgl. § 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a KAV), dem je nach Differenzierungsgrad auch mehr als zwei Zeitzonen zugrunde liegen können, aber nicht müssen.³¹

Dieses Tarifmodell bietet konzessionsabgabenrechtlich einen finanziellen Spielraum, der als Anreiz vom Lieferanten an seinen Kunden weitergegeben werden kann.³² Die Konzessionsabgabenverordnung differenziert bei den zulässigen Höhen der Konzessionsabgaben gem. § 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 KAV zwischen Strom, der als Schwachlaststrom geliefert wird (lit. a, Höchstbetrag der Konzessionsabgabe: 0,61 Cent) und Strom, der nicht als Schwachlaststrom geliefert wird (lit. b, Höchstbetrag der Konzessionsabgabe: zwischen 1,32 und 2,39 Cent). Diesen Vorteil kann der Lieferant als Netznutzer jedoch nur dann fruchtbar machen, wenn es sich beim belieferten Kunden, erstens, um einen Tarifkunden im Sinne des §§ 1 Abs. 3; 2 Abs. 7 KAV handelt und, zweitens, § 2 Abs. 6 KAV nicht entgegensteht.

²⁹ Vgl. vorstehend 2.1.2.1.1.

³⁰ Nach § 9 Abs. 1 Satz 1 und 3 BTOElT war ein solcher Schwachlasttarif zwingend anzubieten.

³¹ Feuerborn/Riechmann, Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas, Bielefeld, 1994, § 2 Rn. 9.

³² Vgl. Tarifangebot der Yello Strom GmbH „Sparzähler^{online}“, das während der „Stromsparzeit“ einen Rabatt vorsieht, der sich vermutlich zum Teil aus den Ersparnissen der Konzessionsabgabe „Schwachlast“ gegenüber der Konzessionsabgabe für Tarifkunden ergibt.

Gegenüber Sondervertragskunden im Sinne von § 1 Abs. 4 KAV ist der zulässige Konzessionsabgabensatz gemäß § 2 Abs. 3 KAV auf 0,11 Cent limitiert, sodass dieser Kundengruppe gegenüber der finanzielle Vorteil nicht besteht. Ob es sich im Sinne der Konzessionsabgabenverordnung um einen Tarif- oder Sondervertragskunden handelt, bestimmt sich nach § 2 Abs. 7 KAV. Es handelt sich konzessionsabgabenrechtlich nur dann um eine Belieferung von Sondervertragskunden, wenn es einen Letztverbraucher betrifft, dessen Jahresverbrauch über 30.000 kWh liegt und – kumulativ – bei dem die gemessene Leistung in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 Kilowatt überschreitet.

Eine weitere Bedingung stellt § 2 Abs. 6 KAV auf, nach dem in Fällen, in denen Dritte im Wege der Durchleitung (gemeint Netznutzung) Strom an Letztverbraucher liefern, im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Gemeinde für diese Lieferungen Konzessionsabgaben bis zu der Höhe vereinbart oder gezahlt werden können, wie sie der Netzbetreiber in vergleichbaren Fällen für Lieferungen seines Unternehmens oder durch verbundene oder assoziierte Unternehmen zu zahlen hat. Diese Vorschrift dient der Gleichbehandlung aller Netznutzer und damit der Wettbewerbsneutralität der Konzessionsabgaben. In der Verordnungsbegründung³³ heißt es ausdrücklich:

„Entscheidend für die Höhe der Konzessionsabgaben im Wettbewerb ist deshalb nicht mehr, ob die Energie im Rahmen eines Tarif- oder Sonderabnehmervertrags geliefert wird. Maßstab für die Höhe der Konzessionsabgaben ist in diesen Fällen allein, welche Konzessionsabgabe bei Belieferung durch den bisherigen Lieferanten anfallen würde.

Im Ergebnis sollen Wettbewerbslieferungen Dritter grundsätzlich mit derselben Konzessionsabgabe belastet werden können, wie sie auch beim bisherigen Lieferanten anfallen.“

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass ein Lieferant, im Rahmen der Netznutzung nur dann den niedrigen Konzessionsabgabensatz in Höhe von 0,61 Cent gem. § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. a KAV an den Netzbetreiber zu entrichten hat, wenn der Netzbetreiber Schwachlastzeiten ausweist, was regelmäßig dann der Fall ist, wenn der mit dem Netzbetreiber assoziierte Vertrieb ebenfalls einen „Schwachlasttarif“ anbietet.³⁴

³³ BR-Drs. 358/99, S. 4 f.

³⁴ Vgl. Meyer-Hetling, IR 2009, 189, 190. Die dort besprochene Entscheidung ist auf den hier zugrunde liegenden Zusammenhang nicht übertragbar, da das Bundeskartellamt jedenfalls nicht verneint hat, dass der Grundversorger die Entscheidung trifft, wer Tarifkunde und wer Sondervertragskunde ist (BKartA, Beschl. v. 03.06.2009 – B10-71-08).

Zu beachten ist dabei, dass der geringere Schwachlast-Konzessionsabgabensatz nur für die Liefermenge angesetzt werden kann, der in der Schwachlastzeit geliefert wird.

HT/NT-Tarifmodelle waren bereits im Anwendungsbereich der BTOelt vorgesehen, die allerdings zwischenzeitlich außer Kraft getreten ist. Eine echte Weiterentwicklung zur Schaffung von mehr Tarifvielfalt spiegelt sich in dem Tarif daher nicht wider. Allerdings ist der Wortlaut des § 40 Abs. 3 EnWG derart großzügig formuliert, dass auch ein einfaches HT/NT-Tarifmodell die neue, in § 40 Abs. 3 EnWG verwirklichte gesetzgeberische Idee erfüllt.

Sofern die dargestellten Bedingungen erfüllt sind und der Lieferant den sich bietenden finanziellen Vorteil jedenfalls teilweise an den Kunden weiter reicht, kann allerdings nicht verneint werden, dass ein HT/NT-Tarifangebot dem Letztverbraucher einen Anreiz bietet, seine Entnahmen weitest möglich in die NT-Zeit zu verlegen. Ein HT/NT-Tarif erfüllt damit die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG, so dass auch im Bereich der SLP-Kunden mit heute im Markt gängigen Zählern § 40 Abs. 3 EnWG messtechnisch umgesetzt werden kann.³⁵

Dass derzeit neben linear bepreisten Produkten und HT/NT-Tarifen keine anderen Tarifmodelle für SLP-Kunden angeboten werden, liegt an den im Folgenden näher untersuchten Grenzen, die das derzeitige System der Bilanzierung von Stromentnahmen nach §§ 4, 12 StromNZV für solche Tarife setzt.

2.1.2.1.3 Bilanzielle Abbildung

Nachfolgend wird der Einfluss der im geltenden Recht bestehenden Bilanzierungsregeln auf das Angebot von Tarifen betrachtet, die dem Letztverbraucher einen Anreiz zur Steuerung seines Energieverbrauchs setzen. Wegen der grundlegend unterschiedlichen Bilanzierung von Entnahmen durch RLM-Kunden einerseits und SLP-Kunden andererseits erfolgt ihre Untersuchung getrennt.

2.1.2.1.3.1 Bilanzielle Abbildung bei RLM-Kunden

Die bilanzielle Abwicklung von Tarifmodellen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG ist unabhängig von der expliziten Ausgestaltung des Tarifs bei **RLM-Kunden** unproblematisch. Voraussetzung ist allein, dass der zum Angebot verpflichtete Lieferant den Kunden (liefervertraglich) bindet, seinerseits dafür Sorge zu tragen, dass

³⁵ So auch *Eder/vom Wege*, IR 2008, 198, 200 f.

der jeweils Messverantwortliche dem Lieferanten die Messdaten so, wie für den jeweiligen Tarif benötigt (ggf. „real-time“), zur Verfügung stellt.³⁶ Entsprechend des jeweils aktuellen Verbrauchs kann der Lieferant seine Beschaffung entsprechend ausrichten, um den Bilanzausgleich möglichst ohne Einsatz von Ausgleichsenergie sicherzustellen. Schon nach der GPKE hat der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch darauf, die Messwerte (1/4-h-Lastgang) werktäglich für den Vortag zu erhalten.³⁷ Ist der Netzbetreiber gem. § 21b Abs. 1 EnWG zur Messung verpflichtet, kann der Lieferant dies direkt mit dem Netzbetreiber im Lieferantenrahmenvertrag vereinbaren.

Wie vorstehend³⁸ bereits ausgeführt wurde, sind Entnahmestellen solcher Kunden regelmäßig mit einer viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung inkl. Fernauslesung ausgerüstet, vgl. § 18 Abs. 1 StromNZV i.V.m. § 10 Abs. 2 MessZV. Die hohe Informationsdichte in Kombination mit einem Zugriff auf die aktuellen Verbrauchsdaten gewährleisten eine gute Basis, um die denkbaren Tarifmodelle (vgl. hierzu Kapitel 3) abzubilden.

2.1.2.1.3.2 Bilanzielle Abbildung bei SLP-Kunden

Anders stellt es sich im Bereich der **SLP-Kunden** dar. Die Bilanzierung von SLP-Kunden erfolgt derzeit nahezu einheitlich auf Grundlage standardisierter Lastprofile gem. § 12 StromNZV.

Netzbetreiber haben nach § 12 Abs. 1 StromNZV für die Abwicklung der Belieferung von Letztverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh standardisierte Lastprofile anzuwenden.³⁹ Mit der „Abwicklung der Belieferung“ ist, das ergibt sich aus dem Regelungszusammenhang, die bilanzielle Abwicklung gemeint. Die Einführung dieser Vorschrift wurde vom Verordnungsgeber wie folgt begründet⁴⁰:

„Bei Letztverbrauchern mit einem verhältnismäßig geringen Stromverbrauch sind der Einbau und die Verwendung von Lastgangzählern unwirtschaftlich. Um die Stromlieferungen an diese Letztverbraucher effizient abzuwickeln, wird in Absatz 1 die Anwendung einer vereinfachten Methode vorgesehen. Dazu werden sogenannte standardisierte Lastprofile entwickelt, denen die Letztverbraucher dann zugeordnet werden.“

³⁶ Vgl. hierzu § 4 Abs. 3 Satz 3 MessZV.

³⁷ Vgl. Ziff. 5.1.2 (S. 81) der Anlage „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ des Beschlusses BK6-06-009 der Bundesnetzagentur.

³⁸ Vgl. 2.1.2.1.2.

³⁹ Vgl. im Einzelnen de Wyl/Müller-Kirchenbauer/Thole, a.a.O., § 15, Rn. 370 ff.

⁴⁰ BR-Drs. 244/05, S. 25.

Im Interesse der Netznutzer (Lieferanten) und in der Folge der belieferten Kunden soll bei diesen „kleinen“ Letztverbrauchern keine viertelstündig registrierende Leistungsmessung zum Einsatz kommen, da diese im Hinblick auf die Kosten außer Verhältnis zu den übrigen Kosten der Belieferung, insbesondere dem Energiepreis stehen.

Im Ergebnis erfolgt für Letztverbraucher im Sinne des § 12 StromNZV zunächst ein standardisierter Bilanzausgleich, eine Korrektur bzw. ein Ausgleich erfolgt über die Abrechnung der Jahresmehr- und Jahresminderungen gem. § 13 StromNZV. Eine Differenzierung bezogen auf den einzelnen Letztverbraucher wird gerade nicht vorgenommen, stattdessen wird ein typisiertes, „erwartetes Verbrauchsverhalten“ unterstellt. Entspricht der Letztverbraucher nicht diesem Standard oder verändert er sein Verbrauchsverhalten, hat dies auf die Bilanzierung zunächst keine Auswirkung. Unabhängig davon, ob der jeweilige Netzbetreiber das erweiterte analytische oder das synthetische Lastprofilverfahren⁴¹ anwendet, erfolgt keine Bilanzierung, die das individuelle Kundenabnahmeverhalten unmittelbar berücksichtigt, sondern eine kumulierte Bilanzierung der Entnahmen aller SLP-Kunden eines Lieferanten.⁴² Insbesondere wird der Verbrauch des einzelnen Letztverbrauchers nicht in zeitlicher Hinsicht (es werden keine Viertelstundenwerte) erfasst, sondern nur summenmäßig ermittelt.

Wenn der Letztverbraucher sein Verbrauchsverhalten bewusst anpasst, hat dies daher für den Lieferanten wegen der zwingenden Bilanzierung nach standardisiertem Lastprofil keine positiven Auswirkungen entsprechend der gesetzlichen Ziele des § 40 Abs. 3 EnWG.⁴³ Der Lieferant des Letztverbrauchers wird losgelöst von dem tatsächlichen Verbrauchsverhalten seines Kunden die Beschaffung an den standardisierten Lastprofilen orientieren (müssen).

Eine Ausnahme besteht nur im Hinblick auf das HT/NT-Tarifmodell, vorausgesetzt, dass der Netzbetreiber hierfür ein entsprechendes Lastprofil anbietet. Nach § 12 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 StromNZV ist der Netzbetreiber verpflichtet ein standardisiertes Lastprofil anzubieten, das sich am typischen Abnahmeprofil der Gruppe von Letztverbrauchern mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen orientiert. Typischerweise liegt einem solchen Lastprofil eine HT/NT-Abnahmestruktur zugrunde.⁴⁴ Darüber hinausgehende Verpflichtungen, ein HT/NT-Lastprofil anzubieten, bestehen jedoch nicht.

⁴¹ Vgl. zur Erläuterung der Verfahren Kapitel 5.3

⁴² de Wyl/Müller-Kirchenbauer/Thole, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2. Aufl., München 2008, § 15, Rn. 370 ff.

⁴³ So auch Benz, ZUR 2008, 457, 462, der sich darüber hinaus für eine Abschaffung von § 12 Abs. 1 StromNZV ausspricht.

⁴⁴ Netzbetreiber, die auch die BDEW-Lastprofile verwenden, greifen hierbei auf den VDN-Praxisleitfaden „VDN: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen - Praxisleitfaden vom 19. November 2002“ zurück.

Fraglich ist, ob es unter den geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen Lösungsmöglichkeiten gibt, weitergehende Tarifmodelle im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG auch für SLP-Kunden bilanziell abzubilden.

Wie dargestellt, haben auch SLP-Kunden, d. h. Letztverbraucher im Sinne des § 12 Abs. 1 StromNZV, gemäß § 10 Abs. 3 MessZV im Einvernehmen mit ihrem Lieferanten gegenüber dem Messstellenbetreiber einen Anspruch auf die **Installation einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung**. In der Folge könnte eine Bilanzierung „wie bei echten RLM-Kunden“ erfolgen. Wie oben gezeigt (2.1.2.1.2) ist dieses Modell im Bereich der SLP-Kunden jedoch wirtschaftlich nicht darstellbar.

Eine andere Möglichkeit könnte darin bestehen, standardisierte Lastprofile zur Anwendung zu bringen, die an § 40 Abs. 3 EnWG angepasst sind (nachfolgend „**Sonder-Lastprofil**“)⁴⁵, wenn ein entsprechender Tarif zwischen Lieferant und Kunden vereinbart ist. Dieser müsste sodann in das Verhältnis des Lieferanten zum Netzbetreiber in dem Sinne transferiert werden, dass das diesen Tarif abbildende Lastprofil vom Netzbetreiber angewandt wird (etwa in Form von entsprechend mengengewichteten Standardlastprofilen, die ein – erwartetes und typisiertes – Abnahmeverhalten von Kunden mit entsprechenden Tarifen berücksichtigen).

Die Aufstellung solcher Sonderlastprofile ist nicht nur inhaltlich aufgrund der möglichen Tarifvielfalt sehr anspruchsvoll. Zusätzlich würde eine praktikable Umsetzung voraussetzen, dass dem Lieferanten gegen den Netzbetreiber ein Anspruch zusteht, aus dem der Netzbetreiber zur Anwendung bestimmter standardisierter Lastprofile verpflichtet werden kann.

Die Festlegung der Lastprofile obliegt allerdings allein dem Netzbetreiber⁴⁶, was sich im Umkehrschluss aus § 12 Abs. 1 Satz 2 StromNZV ergibt. Danach kann der Netzbetreiber Lastprofile ausdrücklich „auch“ für andere Verbrauchsgruppen „festlegen“. Das heißt, der Ordnungsgeber geht auch für den Grundfall, der Verbrauchsgruppe „Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh“, davon aus, dass der Netzbetreiber für die Festlegung der Lastprofile zuständig ist.

Bei der Ausgestaltung der Lastprofile ist der Netzbetreiber in den Grenzen des § 12 Abs. 2 StromNZV grundsätzlich frei. Standardisierte Lastprofile haben sich am typischen Abnahmeprofil der sechs in § 12 Abs. 2 Satz 1 StromNZV benannten Gruppen von Letztverbrauchern zu orientieren. Die Formulierung gesteht dem

⁴⁵ Denkbar wäre etwa ein Lastprofil, das in mehrere Zeitzonen unterteilt ist oder ein HT/NT-Lastprofil mit gewichteter Zuordnung.

⁴⁶ So auch de Wyl/Müller-Kirchenbauer/Thole, a.a.O., § 15, Rn. 371.

Netzbetreiber einen Gestaltungsspielraum zu. Über dieses Mindestanzahl an Lastprofilen hinaus kann der Netzbetreiber zusätzliche Lastprofile schaffen oder auch innerhalb der Gruppen differenziertere Lastprofile vorsehen. In der Praxis wird vielfach auf die vom BDEW veröffentlichten Lastprofile zurückgegriffen.

Eine andere Bewertung würde sich dann ergeben, wenn dem Lieferanten gegen den Netzbetreiber aus § 40 Abs. 3 EnWG ein Anspruch zusteht, der diesen darauf verpflichtet, auch solche Lastprofile anzubieten, die dem Lieferanten eine sinnvolle Umsetzung seiner tageszeitabhängigen und/ oder lastvariablen Tarifen ermöglicht. Dazu müsste der Netzbetreiber zum einen zumindest auch Adressat der Norm des § 40 Abs. 3 EnWG sein, zum anderen müsste der Normbefehl ggf. im Wege der Auslegung auch auf das Angebot bestimmter Lastprofile gerichtet sein. Beide Voraussetzungen sind im Ergebnis jedoch zu verneinen.

Bereits unter 2.1.1.2 wurde gezeigt, dass der Gesetzgeber allein den Lieferanten aus § 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet, nicht jedoch den Netzbetreiber. Selbst wenn man annähme, dass der Netzbetreiber in § 40 Abs. 3 EnWG ebenfalls angesprochen wird, kann der Norm jedenfalls keine konkrete Pflicht zum Angebot bestimmter Lastprofile entnommen werden. Das mag eine denkbare Mitwirkungsleistung des Netzbetreibers zur Unterstützung des Lieferanten beim Angebot von Tarifen im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG sein, denkbar sind jedoch auch andere Alternativen wie z.B. die Pflicht zum Angebot tageszeitabhängiger oder lastvariabler Netznutzungsentgelte. Daher kann aus dem § 40 Abs. 3 EnWG für den Lieferanten keine Anspruchsgrundlage resultieren, die gerade auf die Schaffung bestimmter Sonder-Lastprofile gerichtet ist.

Zwar ist der Netzbetreiber aus § 12 Abs. 1 StromNZV grundsätzlich verpflichtet, der Abwicklung der Belieferung eines SLP-Kunden ein standardisiertes Lastprofil zugrunde zu legen. Allerdings legt der Netzbetreiber fest, welches standardisierte Lastprofil er anbietet und welches im konkreten Fall zur Anwendung kommt. Der Lieferant hat weder direkt aus § 12 Abs. 1, 2 StromNZV noch aus § 40 Abs. 3 EnWG einen Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber, ein von ihm bestimmtes Lastprofil zur Grundlage der Bilanzierung seines Kunden anzuwenden. Daher besteht kein Anspruch, dass ein bestimmtes Sonder-Lastprofil der Abwicklung der Belieferung eines Kunden des Lieferanten zugrunde gelegt wird.

Allein § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV „berechtigt“ den Netznutzer (Lieferanten) mit dem Netzbetreiber in Einzelfällen eine niedrigere Grenze für die Anwendung von standardisierten Lastprofilen zu vereinbaren. Inhaltlich nimmt diese Vorschrift allerdings nicht darauf Bezug, ein Lastprofil inhaltlich in einer bestimmten Weise auszugestalten, sondern betrifft die Frage, für welche Gruppe von Letztverbrauchern ein (bestehendes) standardisiertes Lastprofil angewendet wird.

Der Lieferant kann sich auch nicht auf § 13 Abs. 1 StromNZV stützen, um einen Anspruch gegen den Netzbetreiber herzuleiten. § 13 Abs. 1 StromNZV bezieht sich auf die Festlegung der Jahresverbrauchsprognose, die mit dem zuvor festgelegten standardisierten Lastprofil unterlegt wird.

Eine Grundlage für einen Anspruch des Lieferanten gegen den Netzbetreiber, bestimmte Sonder-Lastprofile für bestimmte Tarifmodelle vorzusehen, ist nicht gegeben.

Als Alternative wird nachstehend untersucht, ob die Möglichkeit besteht, von der Bilanzierung von Energieentnahmen von Letztverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh nach standardisiertem Lastprofilverfahren abzuweichen.

Nach § 10 Abs. 3 MessZV ist ein Letztverbraucher im Sinne von § 12 StromNZV berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten vom zuständigen Messstellenbetreiber eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung zu verlangen. Die Norm setzt bereits selbst voraus, dass sodann die Bilanzierung der Entnahmen des betreffenden Kunden nicht mehr das Standardlastprofilverfahren angewendet wird, sondern wie beim RLM-Kunden das Lastgangzählverfahren. Der Bilanzierung wird mithin der individuelle, tatsächliche Lastgang zugrunde gelegt. Entsprechend schreibt § 12 Abs. 1 S. 1 StromNZV die Anwendung standardisierter Lastprofile auch nur dann vor, wenn eine registrierende Lastgangmessung nicht erfolgt (*„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben (...) (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern.“*). Macht der Letztverbraucher vom seinem Recht aus § 10 Abs. 3 MessZV Gebrauch, kommt § 12 StromNZV nicht mehr zur Anwendung. Wie bereits erwähnt, ist diese Lösung jedoch wirtschaftlich uninteressant. Daher ist fraglich, ob andere Modelle existent sind, die die Anwendung von standardisierten Lastprofilen entbehrlich machen.

Über ein Messsystem, das den den Lastgangs auf Basis der regelmäßigen Speicherung des Zählerstandes erfasst (*„Zählerstandsgangerfassung“*), ist theoretisch die Möglichkeit eröffnet, auch Letztverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 100.000 kWh individuell über den Lastgang zu bilanzieren. Für den Letztverbraucher stehen z. B. viertelstündig ermittelte Zählerstände zur Verfügung, so dass aus dem jeweiligen Differenzwert zwischen dem aktuellen Zählerstand und dem vorhergehenden Zählerstand über den Tag ein Tageslastgang ermittelt werden kann, der – wie beim RLM-Kunden – der Bilanzierung zugrunde gelegt werden könnte.

Allerdings ist fraglich, ob über den Einsatz eines solchen Zählers auf die Anwendung von standardisierten Lastprofilen verzichtet werden kann, obwohl keine viertelstündig registrierende Leistungsmessung im Sinne von § 10 Abs. 2 MessZV zur Anwendung kommt. Möglicherweise stehen die Regelungen des §§ 18 Abs. 1, 12 Abs. 1 StromNZV entgegen.

Nach der Systematik der Stromnetzzugangsverordnung bestimmt die Art der Messeinrichtung, welches Bilanzierungsverfahren zur Anwendung kommt.

§ 18 Abs. 1 S. 1 und 2 StromNZV bestimmt für das anzuwendende Messverfahren:

„(1) Die Messung erfolgt nach § 10 der Messzugangsverordnung. Handelt es sich nicht um Kunden im Sinne des § 12, erfolgt die Messung durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung.“

Mit „Kunden im Sinne des § 12“ sind Letztverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 100.000 Kilowattstunden gemeint. Richtigerweise ist diese Formulierung als Bezug auf die Kundengruppe zu verstehen, die sich nach der Abnahmemenge qualifiziert, jedoch nicht auf das angewendete Bilanzierungsverfahren.

Aus § 18 Abs. 1 Satz 2 StromNZV folgt zunächst, dass die Anwendung der viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung bei Letztverbrauchern mit einem jährlichen Verbrauch von **über** 100.000 Kilowattstunden zwingend ist (§ 18 Abs. 1 Satz 2 StromNZV). Solche RLM-Kunden werden über ihren Lastgang bilanziert.

Für Letztverbraucher mit einem geringeren Jahresverbrauch bestimmt sich die Messart nach § 10 MessZV.⁴⁷ Grundsätzlich wird bei der Messung von Kunden im Sinne des § 12 StromNZV die entnommene elektrische Arbeit erfasst, § 10 Abs. 1 MessZV. Ein Messsystem, das den Zählerstandsgang abbilden kann, der sich aus viertelstündig erfassten Zählerständen zusammen setzt, bietet neben der Messung der entnommenen Arbeit einen Lastgang an, auf den bei der Bilanzierung zurückgegriffen werden könnte.

Unklar ist aber, ob § 12 Abs. 1 StromNZV für diese Kundengruppe zwingend die Anwendung des Standardlastprofilverfahrens für die Bilanzierung vorschreibt und damit eine Lastgangbilanzierung aktuell grundsätzlich ausgeschlossen ist.

⁴⁷ Zum Wortlaut vgl. unter 2.1.2.1.2.

Bereits in der Stromnetzzugangsverordnung finden sich jedoch zwei Fälle, in denen auch im Bereich der Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100.000 kWh die Anwendung des standardisierten Lastprofilverfahrens nicht zwingend ist. Bereits besprochen wurde die Möglichkeit nach § 10 Abs. 3 MessZV. Ein anderer Fall ist in § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV vorgesehen. Hier heißt es:

„Der Netznutzer ist berechtigt, soweit nicht durch eine Bestimmung nach § 10 Abs. 3 Satz 1 der Messzugangsverordnung vom 17.10.2008 (BGBl. I S. 2006) etwas anderes verlangt wird, mit dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Einzelfall eine niedrigere Grenze zu vereinbaren.“

Das heißt, besteht zwischen Netzbetreiber und Netznutzer (Lieferant) Einvernehmen, kann von der Anwendung des Standardlastprofilverfahrens auch bei Kunden mit einem geringeren Jahresverbrauch als 100.000 kWh abgewichen werden, nämlich für den Bereich zwischen der „niedrigeren Grenze“ und der 100.000 kWh-Marke. In beiden Fällen werden die Entnahmen der Letztverbraucher nicht mehr über ein standardisiertes Lastprofil bilanziert, sondern es wird der Lastgang zugrunde gelegt. Es besteht im geltenden Rechtsrahmen damit grundsätzlich die Möglichkeit, auch Letztverbraucher, die weniger als 100.000 kWh an Elektrizität verbrauchen, über das Lastgangverfahren zu bilanzieren.

Im Anwendungsbereich des § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV besteht also grundsätzlich die Möglichkeit, auch Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch bis zu 100.000 Kilowattstunden über ein Lastgangverfahren zu bilanzieren.

Fraglich ist aber, ob sodann zwingend eine viertelstündig registrierende Leistungsmessung beim Letztverbraucher installiert werden muss. Wäre dies der Fall, wäre die Lösung über den Einsatz eines Messsystems, das den Zählerstandgang abbilden kann, auf eine Bilanzierung nach dem Standardlastprofilverfahren verzichten zu können, nicht gangbar. In der Folge kann dieser Weg aus wirtschaftlichen Gründen wegen der hohen Kosten für eine viertelstündig registrierende Leistungsmessung dann vernachlässigt werden.

Zuvor ist allerdings zu bewerten, ob § 12 Abs. 1 StromNZV möglicherweise anordnet, dass Letztverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh aus Kostengründen nur solche Zähler installiert werden dürfen, die keine weiteren Funktionen haben, als für die Erfassung der Messwerte notwendig ist, um das Standardlastprofilverfahren umzusetzen (z.B. nur Ferraris-Zähler).

§ 12 Abs. 1 StromNZV wurde im Interesse kleinerer Letztverbraucher geschaffen.⁴⁸ Sinn und Zweck der Vorschrift ist es, eine kostengünstigere Abwicklungsmethode zu schaffen, über die Belieferungen von Letztverbrauchern mit einem geringen Verbrauch abgewickelt werden können, da bei dieser Kundengruppe, die Kosten für eine Installation einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung außer Verhältnis zu den Energiekosten im Übrigen steht. Daher stellt § 12 Abs. 1 der StromNZV keine Vorschrift dar, die den Interessen des Netzbetreibers dient, sondern wenigstens mittelbar denen des Letztverbrauchers. Es ist daher zulässig, dass der Lieferant mit Einverständnis des Letztverbrauchers auf den Schutz des § 12 Abs. 1 StromNZV (freiwillig) verzichtet, insbesondere dann, wenn es eines solchen Schutzes nicht bedarf, da alternativ ein Zähler Verwendung findet, der nicht wesentlich teurer ist als ein Zähler, der zur Abwicklung des standardisierten Lastprofilverfahrens erforderlich ist, und über die aus den neuen Tarifoptionen resultierenden Einsparungen finanziert werden kann (idealerweise). Im Ergebnis steht der Schutzgedanke des § 12 Abs. 1 StromNZV daher nicht entgegen, wenn der Letztverbraucher seine Zustimmung für eine andere Messeinrichtung erteilt. Für den Bereich der ggf. elektronischen Übertragung der Messdaten ist dies ausdrücklich in § 9 Abs. 3 Satz 2 MessZV vorgesehen:

*„Wer die Messung durchführt, hat dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der entnommenen Energie sowie die form- und fristgerechte Datenübertragung gewährleistet sind. **Er kann unter diesen Voraussetzungen auch Messungen durchführen, die über die in den §§ 10 und 11 vorgeschriebenen hinausgehen.**“*

(Hervorhebungen verfasserseitig)

§ 12 Abs. 1 StromNZV untersagt es damit nicht, andere Messeinrichtungen zu installieren. Fraglich ist aber, ob diese dann stets als viertelstündig registrierende Leistungsmessung auszugestalten ist.

Bereits festgestellt wurde, dass nur bei Letztverbrauchern mit einem jährlichen Verbrauch von über 100.000 kWh die Installation einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung gem. § 18 Abs. 1 Satz 2 StromNZV, § 10 Abs. 2 MessZV verpflichtend ist.

⁴⁸ Vgl. oben 2.1.2.1.3.2.

Für alle anderen Letztverbraucher („Kunden im Sinne von § 12“, vgl. oben) gelten über § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNZV die Regelungen in § 10 Abs. 1 und 3 MessZV, die in diesem Kundenbereich keine viertelstündig registrierende Leistungsmessung vorgeben, sondern eine andere Messeinrichtung⁴⁹, die wegen § 10 Abs. 1 MessZV jedenfalls die Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit gewährleistet. Ein Messsystem, das den Zählerstandsgang abbilden kann, erfüllt wie gezeigt diese Voraussetzungen und bietet darüber hinaus die Möglichkeit, nach Lastgang (Zählerstandsgang) zu bilanzieren.

Daher bietet § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV einen Ansatz für die Beantwortung der aufgeworfenen Frage, ob in der Konsequenz beim betreffenden Letztverbraucher zwingend eine viertelstündig registrierende Leistungsmessung zu installieren ist. Die Anwendung dieser Vorschrift offenbart eine Regelungslücke im Zusammenspiel der StromNZV und MessZV hinsichtlich der Anforderungen an die jeweilige Messeinrichtung.

Allerdings könnten andere Gründe einer Lösung über § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV entgegenstehen. Die Norm ist ausdrücklich auf den Einzelfall beschränkt und ihrem Wortlaut nach nicht als Anspruch des Lieferanten gegen Netzbetreiber ausgestaltet. Daher könnte es sich um einen Ausnahmetatbestand handeln, der nicht verallgemeinerungsfähig ist.

Die Beschränkung auf den Einzelfall ist im Zusammenhang mit § 12 Abs. 2 Satz 2 StromNZV zu sehen. Dieser bestimmt, dass

„die Grenzen für die Anwendung von standardisierten Lastprofilen (...) auf alle Letztverbraucher einer Lastprofilgruppe gleichermaßen anzuwenden“

sind. Die einschränkende Formulierung „im Einzelfall“ soll zunächst ausschließen, dass eine Vereinbarung nach § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV Auswirkungen auf die Anwendung eines Standardlastprofils auf die Gruppe der Letztverbraucher im Übrigen hat. Allerdings ist fraglich, ob im gesamten Regelungszusammenhang des § 12 StromNZV die Bestimmung in § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV dazu dienen können soll, im Bereich der Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100.000 kWh ggf. flächendeckend auf die Anwendung des Standardlastprofilverfahrens zu verzichten. Dafür spräche, dass nur auf diesem Wege sinnvoll Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG umgesetzt werden können, dagegen spricht der Wortlaut des § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV, der die Anwendung auf den Einzelfall beschränkt.

⁴⁹ So ausdrücklich die Begründung zu § 12 StromNZV, BR-Drs. 244/05, S. 25.

Darüber hinaus ist zu klären, ob dem Lieferanten – sofern er im Einvernehmen mit dem Letztverbraucher handelt – gegen den Netzbetreiber aus § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV ein Anspruch zusteht, nach dem dieser mit ihm eine niedrigere Grenze für die Anwendung von standardisierten Lastprofilen zu vereinbaren hat.

Zunächst steht bereits der Wortlaut („vereinbaren“), der einen freien Willensentschluss auf beiden Seiten unterstellt, einem solchen Anspruch entgegen. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass dem Netzbetreiber aufgrund seiner Monopolstellung keine willkürliche Ablehnung gegenüber einem Lieferanten möglich ist, wenn dieser gestützt auf § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV für einzelne Letztverbraucher im Sinne von § 12 Abs. 1 StromNZV verlangt, auf die Anwendung des standardisierten Lastprofilverfahrens zu verzichten. Allerdings ist eine Ablehnung durch den Netzbetreiber sicher möglich, wenn ihm aus der Anwendung einer niedrigeren Grenze ein erheblicher Nachteil oder Mehraufwand entstehen würde. Dabei sind die Bilanzierungsverfahren für Kunden ohne Anwendung eines Standardlastprofils beim Netzbetreiber zwar schon etabliert. Die Anwendung einer niedrigeren Grenze kann aber je nach Datenvolumen und betroffener Kundenanzahl auch einen erheblichen Mehraufwand verursachen. Auch aus diesem Grund ist der Anwendungsbereich dieser Norm nicht für eine flächendeckende Umsetzung von Tarifen nach § 40 Abs. 3 EnWG geeignet.

Im Ergebnis ist mit § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV zwar ein Ansatzpunkt vorhanden, der alternativ zur Bilanzierung von Letztverbrauchern mit einer jährlichen Stromentnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden über standardisierte Lastprofile (§ 12 Abs. 1 StromNZV) eine Lastgangbilanzierung ermöglicht, ohne dass zugleich eine in diesem Kundensegment wirtschaftlich grundsätzlich nicht darstellbare viertelstündig registrierende Leistungsmessung installiert werden müsste. In allen übrigen Fällen ist eine viertelstündig registrierende Leistungsmessung rechtlich erforderlich. Aufgrund der sich im Wortlaut des § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV widerspiegelnden Beschränkungen auf den Einzelfall und der Unsicherheit, ob diese Norm dem Lieferanten tatsächlich einen Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber einräumt, kann allerdings nicht rechtssicher festgestellt werden, dass § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV einen Lösungsweg bietet, der genutzt werden könnte, um ggf. flächendeckend Tarife im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG einzuführen.

2.1.2.1.4 Ergebnis

Ein Tarif, der dem Letztverbraucher einen Anreiz setzt, seinen eigenen Energieverbrauch zu steuern, setzt die Abbildung des Tarifs bei der messtechnischen Erfassung des Verbrauchs voraus. Im Bereich der RLM-Kunden ist dies unproblematisch, anders bei den SLP-Kunden.

Bislang wird seitens der Lieferanten ein „Steuerungstarif“ nur in Form eines klassischen HT/NT-Tarifs angeboten, der aus konzessionsabgabenrechtlicher Sicht einen Preisvorteil bieten kann. Ein solcher Tarif ist wegen des offenen Wortlauts des § 40 Abs. 3 EnWG ausreichend, um dessen Vorgaben zu erfüllen.

Im Übrigen können SLP-Kunden genauso wie RLM-Kunden gemäß § 10 Abs. 3 MessZV mit einer viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung ausgestattet werden, sodass sich verschiedenste Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG anbieten lassen, doch ist dies wirtschaftlich regelmäßig nicht darstellbar.

Daneben steht das derzeitige System der Bilanzierung von Stromentnahmen im Bereich der SLP-Kunden der Schaffung anderer Tarife als HT/NT-Tarifmodellen entgegen, da gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV grundsätzlich die Anwendung des Standardlastprofilverfahrens zwingend ist. Eine Ausnahme könnte sich über die Anwendung von § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV ergeben, wenn der Verbrauch über ein Messsystem, das den Zählerstandsgang abbilden kann, erfasst und auch ein Letztverbraucher mit einem geringeren Jahresverbrauch als 100.000 kWh anhand seines Lastgangs, gebildet aus viertelstündig erfassten Zählerständen (Zählerstandsgang), bilanziert werden kann. Handelt der Lieferant mit Einverständnis des Letztverbrauchers, kann auf den Schutz des § 12 Abs. 1 StromNZV verzichtet werden, sodass der Bilanzierung nicht eines Letztverbrauchers im Sinne von § 12 Abs. 1 StromNZV nicht zwingend ein standardisiertes Lastprofil zugrunde gelegt werden muss.

2.1.2.2 Tarif mit Anreiz zur Energieeinsparung

Lieferanten können die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG neben dem Angebot eines Tarifs zur Steuerung des Energieverbrauchs alternativ auch durch das Angebot eines Tarifs erfüllen, der dem Letztverbraucher einen Anreiz setzt, Energie einzusparen.

Eine gesetzliche Definition des Begriffs „Einsparung“ findet sich derzeit nicht. Eine Bestimmung zum Begriff „Energieeinsparungen“ ist jedoch im Entwurf zum Energieeffizienzgesetz⁵⁰ (dort § 2 Nr. 4) enthalten, die derjenigen der EDL-Richtlinie (dort Art. 3 lit. d) angelehnt ist:

„die eingesparte Energiemenge, die durch Messung oder berechnungsbasierte Schätzung des Verbrauchs vor und nach der Umsetzung einer oder mehrerer Energieeffizienzmaßnahmen oder Verhaltensänderungen und bei gleichzeitiger

Normalisierung zur Berücksichtigung der den Energieverbrauch negativ beeinflussenden äußeren Bedingungen ermittelt wird“

Überträgt man diese Definition auf den Anwendungsbereich des § 40 Abs. 3 EnWG heißt das: Letztverbraucher sollen über die Tarifgestaltung angehalten sein, weniger Energie zu verbrauchen, als sie es in einem entsprechenden Vergleichszeitraum getan haben, in dem sie noch auf Grundlage eines „herkömmlichen Tarif“ beliefert wurden.

Faktisch erfüllt nahezu jeder entgeltliche Tarif die Anforderung, einen Anreiz zum Energieeinsparen zu setzen. Jeder Tarif setzt einen Anreiz, möglichst wenig zu beziehen, da unterstellt werden kann, dass dem Letztverbraucher an einer möglichst niedrigen Rechnung gelegen ist. Ausnahmen wären allerdings „Flatrate-Tarife“ (unbestimmter und unbegrenzter Energiebezug gegen ein fixes Entgelt), die allerdings in der Praxis nicht in nennenswertem Ausmaß verbreitet sind, und „Pakettarife“ (bestimmte Energiemenge gegen ein fixes Entgelt), bei denen der Letztverbraucher entweder seinen Energieverbrauch nicht limitieren muss, da er eine unbegrenzte Menge (Flatrate) bzw. eine für seinen Bedarf hinreichende Menge (Paket) eingekauft hat.

Offensichtlich hatte der Gesetzgeber aber etwas anderes vor Augen, als er § 40 Abs. 3 EnWG geschaffen hat. Nach Sinn und dem mit der Vorschrift verfolgten Zweck (Klimaschutz) kann nur ein **zusätzlicher** Anreiz zum Energiesparen gemeint sein. Darunter fällt also ein Tarif, der im Vergleich zu den angebotenen Tarifmodellen diese Anforderungen erfüllt.

Nachstehend ist zu untersuchen, welche Anforderungen an einen Tarif zu stellen sind, der dem Letztverbraucher einen solchen zusätzlichen Anreiz bietet, Energie einzusparen. Es kann dabei zwischen Tarifen unterschieden werden, die einen Anreiz zum Energieeinsparen mit Bezug auf die verbrauchte Arbeit (nachstehend 2.1.2.2.1) und Tarifen, die einen solchen Anreiz mit Bezug zur bezogenen Leistung setzen (nachstehend 2.1.2.2.2). Dabei besteht für den Lieferanten wiederum jeweils ein weiter Gestaltungsspielraum. Denn der Gesetzgeber hat keine Beschränkung oder Präzisierung vorgenommen, was er unter solchen Tarifen versteht und worin der Anreiz bestehen soll (siehe zu diesem Problemkreis bereits oben 2.1.1.4.2).

⁵⁰ Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz in der vom Bundeswirtschaftsministerium veröffentlichten Fassung der Verbändeanhörung, Stand: 30.01.2009.

2.1.2.2.1 Tarife mit Anreiz zum Energieeinsparen mit Bezug auf die verbrauchte Arbeit

Der bereits dargestellt weite Gestaltungsspielraum der Lieferanten kommt bei der Konzeption von Tarifen, die mit Bezug auf die verbrauchte Arbeit einen Anreiz zum Energieeinsparen setzen sollen, besonders zum Tragen. Die Optionen sind, wie in Arbeitspaket 2 gezeigt, vielfältig, sowohl bei Produkten, die SLP-Kunden zur Zielgruppe haben, als auch bei Konzepten für RLM-Kunden. Die Beispiele zeigen, dass die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG durch vielfältigste Gestaltungen des Arbeitspreises als erfüllt angesehen werden könnten. Sie unterstreichen, dass die Mindestanforderungen des § 40 Abs. 3 EnWG an die Tarifmodelle nur sehr knapp umrissen sind. Wie gezeigt bietet die Voraussetzung „einen Anreiz setzen“ kein geeignetes Kriterium, dem Gestaltungsspielraum sachgerecht Grenzen zu setzen.

Dabei erfüllen nur solche Tarifgestaltungen nicht die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG, bei denen die Grenze zum Missbrauch überschritten wird oder die objektiv ungeeignet sind überhaupt einen entsprechenden Anreiz beim Kunden zu setzen. Dies wäre z. B. dann anzunehmen, wenn es sich offensichtlich um einen „Alibi-Tarif“ handelt, der nur zum Schein geschaffen wurde, um das Portfolio um einen Tarif im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG zu ergänzen. Ein Missbrauch ist z. B. dann anzunehmen, wenn kein vernünftiger Kunde den angebotenen Tarif wählen würde, z. B. wenn mit zunehmendem Verbrauch der Arbeitspreis extrem ansteigt (Berechnung der ersten kWh mit 1 Cent, der zweiten kWh mit zwei Cent etc.).

2.1.2.2.2 Tarife mit Anreiz zum Energieeinsparen mit Bezug auf die in Anspruch genommene Leistung

Für den Bereich der **RLM-Kunden** sind die Gestaltungsmöglichkeiten ebenfalls vielfältig, da auch die Leistungsinanspruchnahme messtechnisch erfasst und regelmäßig gesondert gegenüber dem Letztverbraucher abgerechnet wird.

Auch wenn die Leistung bei SLP-Kunden grundsätzlich nicht gemessen wird, sind in diesem Kundensegment ebenfalls Tarifgestaltungen denkbar, die etwa über eine Leistungsbegrenzung Anreize zum Energieeinsparen setzen. Es bedarf hierbei keiner bestimmten Messung. Technisch kann dieses z.B. durch entsprechende Sicherungen oder andere Einrichtungen zur Leistungsbegrenzung umgesetzt werden.⁵¹ In diesen Tarifmodellen ist der Kunde nicht in der Lage, mehr als eine bestimmte Leistung zu beanspruchen, er kann also z. B. nur eine bestimmte Anzahl von Verbrauchsgeräten parallel einschalten. Mit solchen Tarifmodellen kann nicht nur eine Verlagerung des

⁵¹ Entscheidet sich der Kunde freiwillig für einen solchen Tarif, der eine Leistungsbegrenzung vorsieht, steht der Zulässigkeit nichts entgegen.

Verbrauchs bspw. in lastschwache Zeiten erreicht werden, es wird auch intendiert, dass der Letztverbraucher ggf. einzelne Verbrauchsgeräte überhaupt nicht einschaltet.

Solche Tarife können von Lieferanten auch SLP-Kunden angeboten werden, ohne dass dies bilanziell gesondert abgebildet werden müsste. Im Übrigen besteht hier ein möglicherweise sinnvoller Bereich für die Anwendung besonderer Standardlastprofile, weil die Leistungsbegrenzung eine sachgerechte Anpassung der typisierten Verbrauchskurven einfacher möglich machen kann, als ohne eine solche Begrenzung.

Bei einer Beibehaltung des bisherigen Standardlastprofilverfahrens sind solche Tarifkonstruktionen für den Lieferanten allerdings in der Beschaffung weitgehend neutral. Selbst wenn der Lieferant den Verbrauch des Kunden besser prognostizieren oder ihn dazu bewegen könnte, seinen Verbrauch in Zeiten zu verlagern, in denen wegen geringerer Nachfrage ein niedrigerer Bezugspreis zu zahlen ist, kann er hiervon nicht profitieren, da weiterhin nach dem standardisierten Lastprofil bilanziert wird. Daher dürfte der Anreiz für den Lieferanten gering sein, solche „leistungsbegrenzte Tarife“ anzubieten. Kommt es dem Lieferanten allerdings nur darauf an, den Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG entsprechen zu wollen, ohne dass für ihn selbst ein Vorteil resultiert, stellen diese Tarife eine technisch eher wenig aufwändige Möglichkeit dar, den gesetzlichen Vorgaben zu entsprechen.

2.1.2.2.3 Ergebnis

§ 40 Abs. 3 EnWG lässt für Tarife, die mit Bezug auf die verbrauchte Arbeit, einen Anreiz zum Energieeinsparen setzen sollen, sowohl im Bereich der SLP-Kunden als auch im Bereich der RLM-Kunden eine Vielzahl von Gestaltungsoptionen zu. Aufgrund der fehlenden Konkretisierung eines „Einsparziels“ oder der Form des Anreizes besteht für den anbietenden Lieferanten ein weiter Gestaltungsspielraum. Objektiv lassen sich die Kriterien des § 40 Abs. 3 EnWG bei der Ausgestaltung des Tarifs daher relativ einfach erfüllen. Ob der mit dem Tarif verfolgte Erfolg, also die gewünschte Verbrauchsverhaltensänderung, tatsächlich eintritt, ist nicht entscheidend, da es vom einzelnen Kunden abhängig ist und vom Lieferanten nicht absolut kontrolliert werden kann.

2.1.2.3 Ausnahme: Technisch nicht machbar oder wirtschaftlich nicht zumutbar

Die Verpflichtung Tarife anzubieten, die dem Letztverbraucher einen Anreiz setzen Energie einzusparen oder seinen Energieverbrauch zu steuern, besteht nicht vorbehaltlos. Die Pflicht besteht ausdrücklich nur,

„soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“.

Der Lieferant als Normadressat muss keine Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG anbieten, wenn für ihn einer dieser Ausnahmetatbestände eingreift. Sie müssen nicht kumulativ vorliegen, was durch die Konstruktion „soweit (...) und“ deutlich wird.

Die Verwendung des Begriffs „soweit“ macht auch kenntlich, dass der Lieferant eine differenzierte Betrachtung zugrunde legen muss. Im Ergebnis kann ihm das Angebot für eine bestimmte Kundengruppe sowohl technisch machbar als auch wirtschaftlich zumutbar sein, für eine andere Kundengruppe jedoch nicht.

Bei den Formulierungen „technisch machbar“ und „wirtschaftlich zumutbar“ handelt es sich um unbestimmte Rechtsbegriffe, deren Sinngehalt durch Auslegung zu ermitteln ist. Die Begriffe werden identisch in § 21b Abs. 3a und 3b EnWG verwendet, sodass sich eine parallele Auslegung anbietet. § 21b Abs. 3a und 3b EnWG basieren auf Art. 13 der EDL-Richtlinie. In Art. 13 Abs. 1 EDL-Richtlinie heißt es:

*„(1) Soweit es **technisch machbar**, finanziell vertretbar und **im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen** ist, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass, alle Endkunden (...) individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.*

*Soweit bestehende Zähler ersetzt werden, sind stets solche individuellen Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen zu liefern, außer in Fällen, in denen dies **technisch nicht machbar** oder **im Vergleich zu den langfristig geschätzten potenziellen Einsparungen nicht kostenwirksam** ist. (...).“*

(Hervorhebungen verfasserseitig)

Der deutsche Gesetzgeber hat sich bei der Umsetzung von Art. 13 Abs. 1 EDL-Richtlinie einerseits dafür entschieden, die Begrifflichkeit „technisch machbar“ zu übernehmen und die weitere Ausnahme „im Vergleich zu den langfristig geschätzten potenziellen Einsparungen nicht kostenwirksam“ mit „wirtschaftlich zumutbar“ zu übersetzen.

Die Intention des europäischen Gesetzgebers war dabei darauf gerichtet, Ausnahmen zum Einbau von Zählern, die dem Endkunden seinen tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, zuzulassen wenn dies im Einzelfall insbesondere technisch nicht machbar ist, z. B. aufgrund des Anbringungsortes eine Fernauslesbarkeit nicht sichergestellt werden kann.⁵² Versteht man die Ausnahmen in § 40 Abs. 3 EnWG ebenfalls in diesem Sinne, kann sich ein Lieferant nur dann der Einführung von Tarifen, die dem Letztverbraucher einen Anreiz zur Energieeinsparung bzw. Steuerung seines Energieverbrauchs setzen, nur entziehen, wenn dies im Einzelfall bzw. bezogen auf einzelne Verbrauchergruppen technisch bzw. wirtschaftlich unmöglich ist.

2.1.2.3.1 Technisch nicht machbar

Ob ein Tarif im Sinne von § 40 Abs. 3 technisch realisierbar ist, entscheidet sich daran, ob dem Lieferanten mit den gegebenen, derzeit im Markt verwendeten technischen (Mess-)Einrichtungen grundsätzlich möglich ist, irgendeinen Tarif anzubieten, der den Vorgaben von § 40 Abs. 3 EnWG entspricht. Wie gezeigt erfüllt schon ein herkömmlicher HT/NT-Tarif die Vorgaben dieser Norm. Entsprechende Messeinrichtungen finden seit langem im Markt Verwendung; andere technische Hindernisse sind nicht erkennbar. Dass der Lieferant aus Gründen der technischen Machbarkeit daran gehindert sein sollte, ein Angebot nach § 40 Abs. 3 EnWG zu kreieren, ist auszuschließen. Daher ist dieser Ausnahmetatbestand derzeit ohne Anwendungsbereich.

2.1.2.3.2 Wirtschaftlich nicht zumutbar

Zum Umgang mit dem zweiten Ausnahmetatbestand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit gibt die Gesetzesbegründung keine Hilfestellung. Allerdings wird auch an anderer Stelle im EnWG der Ausnahmetatbestand der wirtschaftlichen Zumutbarkeit erwähnt: z. B. in §§ 17 Abs. 2, 18 Abs. 1, 36 Abs. 1 EnWG. Es ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber diesem Ausnahmetatbestand ein einheitliches Verständnis zugrunde legt.

⁵² Vgl. vom Wege/Sösemann, IR 2009, 55, 57.

Überträgt man die Aussagen der Kommentarliteratur⁵³ zu den vorgenannten Vorschriften, ist anzunehmen, dass einem Lieferanten das Angebot von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG dann wirtschaftlich unzumutbar ist, wenn es für ihn zu wirtschaftlichen Härten führt. Das wäre insbesondere dann zu bejahen, wenn absehbar wäre, dass ein solcher Tarif erwarten lässt, für den Lieferanten strukturell, also dauerhaft, in einem finanziellen Verlust zu resultieren. Allerdings ist eine solche Folge aufgrund des dem Lieferanten zustehenden Gestaltungsspielraums grundsätzlich nicht zu befürchten. Für den Lieferanten besteht die Freiheit, einen solchen Tarif nur zu kostendeckenden Konditionen anzubieten. Auch wenn die kostendeckende Tarifgestaltung dem Letztverbraucher keinen finanziellen Vorteil bietet, ist dem Lieferanten das Angebot eines Tarifs im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG dennoch möglich, auch wenn dieser im Markt keinen Anklang findet.

2.1.3 Ergebnis

Grundsätzlich ist es Lieferanten spätestens ab dem 30.12.2010 möglich, Letztverbrauchern von Elektrizität Tarife anzubieten, die einen Anreiz zur Energieeinsparung oder zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen. Allerdings bietet der Normbefehl des § 40 Abs. 3 EnWG dem Lieferanten mangels greifbarer, die Tarife näher beschreibender Tatbestandsmerkmale hinreichenden Gestaltungsspielraum, um nur die sich im Wortlaut widerspiegelnden Mindestanforderungen zu erfüllen. Hingegen erzwingt die Vorschrift keine Tarifvielfalt, wenn sich eine solche nicht auf Grund einer entsprechenden Nachfrage im Markt (freiwillig) herausbildet. Das Kriterium „einen Anreiz setzen“ ist aufgrund seiner stark subjektiven, vom Empfängerhorizont abhängigen Prägung für die genannten Tarife kein geeigneter Maßstab.

Im Einzelnen stellen sich die Möglichkeiten zum Angebot von Tarifen nach § 40 Abs. 3 EnWG differenziert nach RLM- und SLP-Kunden wie folgt dar:

Im Bereich der RLM-Kunden bestehen unter rechtlichen Gesichtspunkten weder Beschränkungen für das Angebot von Energieeinspartarifen noch von Steuerungstarifen. Anders stellt es sich für den Bereich der SLP-Kunden dar. Während Energieeinspartarife z. B. über eine vereinbarte Leistungsbeschränkung umgesetzt werden können, ohne einen Vorteil oder überhaupt Auswirkungen auf die Beschaffung des Lieferanten zu haben, so dass dem Kunden kein hieraus resultierender finanzieller Vorteil weiter gegeben werden könnte, steht der Umsetzung von Tarifen, die dem Letztverbraucher einen Anreiz zur Verbrauchssteuerung setzen, grundsätzlich die Verpflichtung zur Anwendung des standardisierten Lastprofilverfahrens entgegen, vgl.

⁵³ Vgl. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, Köln, 2006, § 18 Rn. 53 ff.

§ 12 Abs. 1 StromNZV. Ein Gebrauchmachen von § 10 Abs. 3 MessZV ist in diesem Kundensegment wirtschaftlich nicht sinnvoll. Allenfalls aus dem Ausnutzen eines sich ggf. ergebenden Vorteils bei den Konzessionsabgaben (vgl. § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. b KAV) kann über ein HT/NT-Tarifangebot einen gewisse Steuerungswirkung erzielt werden. Im Übrigen besteht über § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV nur sehr eingeschränkt die Möglichkeit, auch SLP-Kunden, bei denen ein Messsystem installiert wurde, das den Zählerstandsgang abbilden kann, über das Lastgangverfahren zu bilanzieren.

2.2 Möglichkeiten der Forcierung last- und zeitvariabler Tarifmodelle unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen

Der Gesetzgeber hat sich in Fortsetzung seines bereits mit dem EnWG 2005 verfolgten Ansatzes im „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ dafür entschieden, an seinem wettbewerbsgeleiteten Ansatz festzuhalten und das Mess- und Zählerwesen insgesamt für Drittanbieter zu öffnen. Gleiches gilt für die Erreichung der mit § 40 Abs. 3 EnWG verfolgten Ziele: Ob sich Tarife etablieren werden und auf das Interesse der Letztverbraucher stoßen, wird aufgrund der vom Gesetzgeber gewählten Konstruktion davon abhängen, ob eine entsprechende Nachfrage vorhanden ist. Die wird jedoch nur entstehen können, wenn die angebotenen Tarifmodelle für den Letztverbraucher hinreichend attraktiv sind. Dazu müssten die zum Angebot verpflichteten Lieferanten ihrerseits wiederum einen Anreiz haben, für Kunden interessante Angebote zu gestalten. Unter den gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen ist dies in der Breite wie dargestellt allerdings nicht zu erwarten. Es besteht für die Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit, das gesetzlich Erforderliche – wie dargestellt – mit wenig Aufwand anzubieten, ohne dass damit die gesetzgeberisch gewollte Tarifvielfalt realisiert wird.

Fraglich ist vor diesem Hintergrund, ob und inwieweit eine Forcierung von Tarifen, die dem Letztverbraucher einen Anreiz setzen, seinen Energieverbrauch zu steuern bzw. Energie einzusparen unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen möglich ist.

Grundsätzlich wäre der marktorientierte, nachfragegetriebene Ansatz durch hoheitlich-regulierende Eingriffe in Frage gestellt. Daher hat der Gesetzgeber mit dem Erlass des § 40 Abs. 3 EnWG keine zusätzlichen Kompetenzen oder Ermächtigungsgrundlagen geschaffen, auf die eine administrative Forcierung z.B. durch die Regulierungsbehörden gestützt werden könnte. Es steht hierfür vorrangig nur der bisherige Handlungskatalog des EnWG zur Verfügung.

Hierzu zählt in erster Linie die bereits aufgezeigte Möglichkeit für die Regulierungsbehörde von ihrer Festlegungskompetenz aus § 27 Abs. 1 Nr. 7 StromNZV, § 29 EnWG Gebrauch zu machen und spezielle Standardlastprofile verbindlich vorzugeben. Der damit verbundene Aufwand dürfte aber in tatsächlicher und zeitlicher Hinsicht erheblich sein.

Daneben kann die jeweilige Regulierungsbehörde repressiv tätig werden und gestützt auf § 65 EnWG Aufsichtsmaßnahmen erlassen, über die sie „Unternehmen“ verpflichten kann, ein Verhalten abzustellen, das den Bestimmungen des EnWG sowie auf Grundlage seiner ergangenen Rechtsverordnungen entgegensteht. § 65 EnWG bietet daher die Möglichkeit, gegen Energieversorgungsunternehmen (Lieferanten) vorzugehen, die z.B. keinen Tarif im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG anbieten. Bestimmte Tarifausgestaltungen anzuordnen, wäre der Regulierungsbehörde aber nur im Rahmen des § 65 Abs. 2 EnWG möglich. Auch hierbei wäre die Regulierungsbehörde selbstverständlich an die bestehenden Rahmenbedingungen gebunden und stünde den selben Schwierigkeiten gegenüber, die für alle Lieferanten bestehen. Eine Forcierung ist auf diesem Wege mithin nicht sinnvoll erreichbar.

Ein Vorgehen nach §§ 30, 31 EnWG, über das ein missbräuchliches Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen auf Antrag bzw. vom Amts wegen überprüft und ggf. sanktioniert werden kann, scheidet aus, da § 40 Abs. 3 EnWG wie gezeigt nur an Lieferanten wendet, jedoch nicht Netzbetreiber.

Jenseits des gesetzlichen Handlungskatalogs kann die jeweilige Regulierungsbehörde natürlich rechtlich unverbindliche „Anwendungshinweise“ veröffentlichen, um ihre Auslegung vorzugeben oder den Marktteilnehmern eine Hilfestellung zu geben, wie § 40 Abs. 3 EnWG effektiv umsetzbar ist. Von diesem Instrument hat zum Beispiel die Bundesnetzagentur mit ihren „Leitlinien für Innovation und Wettbewerb mit intelligenten Zählern“ vom 12.03.2009⁴ oder ihren Veröffentlichungen zur Anwendung der Entflechtungsbestimmungen des EnWG (§§ 6 ff. EnWG) bereits des Öfteren Gebrauch gemacht.

Im Ergebnis sind die Handlungsoptionen für eine Forcierung der Einführung von Tarifmodellen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG sehr beschränkt. Eine Forcierung im Sinne einer Förderung ist allenfalls über die benannte Festlegung erreichbar, über die allerdings keine vollständige Öffnung zu erzielen ist, die jegliche Freiheit für die gewünschte Tarifgestaltung gibt.

3 Modellbildung für last- und zeitvariable Tarife

Im diesem Kapitel werden verschiedene Varianten von last- und zeitvariablen Tarifen vorgestellt und die möglichen Effekte dieser Tarife in Bezug auf die Ziele Energieeinsparung und Lastgangmodifikation u.a. anhand von Ergebnissen nationaler und internationaler Feldstudien dargestellt. Grundlage hierfür ist ein analytisches Systemmodell, das von EnCT im Rahmen einer Marktstudie zu variablen Tarifen entwickelt wurde und mit dem die Merkmale und Ausprägungen von Tarifen analysiert werden können. Dieses Systemmodell wird nach einem einführenden Abschnitt zu den Begriffen und Definitionen erläutert.

Des Weiteren werden aus der Marktstudie die Ergebnisse verschiedener Primär- und Sekundärstudien zu nationalen und internationalen Feldversuchen mit variablen Tarifen bzw. Demand-Response-Programmen vorgestellt.

Abschluss des Arbeitspakets bildet eine Auswahl von Tarifmodellen für die weitere Bearbeitung des Gutachtens im Sinne des EnWG §40.

3.1 Analytisches Systemmodell von variablen Tarifen

3.1.1 Grundlagen

3.1.1.1 Demand Response

Variable Tarife werden international insbesondere im Rahmen von „Demand Response“ (DR) Programmen angeboten. Unter Demand Response werden im englischen Sprachraum allgemein Maßnahmen zur Beeinflussung des Lastgangs von Verbrauchern verstanden. Im Gegensatz zu allgemeinen Energiespar- und Effizienzmaßnahmen, die den Energieverbrauch insgesamt unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs reduzieren, zielen DR-Maßnahmen auf eine langfristige oder kurzfristige Beeinflussung des prognostizierten Lastgangs. Folgende Definition des US-amerikanischen Energieministeriums⁵⁴ gibt dieses Verständnis wieder:

Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.

Eine ähnliche Definition beschreibt das Demand Response Research Center⁵⁵:

Demand Response includes all intentional modifications to the electric consumption patterns of end-use customers that are intended to modify the timing or quantity (including both the level of instantaneous demand (capacity), and total consumption (in kWh or MWh) of customers demand on the power system.

⁵⁴ U.S. Department of Energy 2006

⁵⁵ Pier Demand Response Research Center (DRRC) 2005

Allen DR-Programmen ist somit gemein, dass sie darauf abzielen, den Lastgang des Kunden indirekt oder direkt zu verändern. Der Endkunde reagiert dabei aktiv, freiwillig oder unfreiwillig. Dabei akzeptiert der Endkunde zeitweise auch Komfort-Einschränkungen und verzichtet z.T. freiwillig auf einzelne Energiedienstleistungen.

3.1.1.2 Klassifikation von Demand-Response-Programmen

Im Rahmen von DR-Programmen wird eine Vielzahl unterschiedlicher Tarifmodelle angeboten. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der englischen und der hier verwendeten deutschen Begriffe gemäß dem analytischen Systemmodell von EnCT.

Tabelle 1: Übersicht über englische und deutsche Bezeichnungen von DR-Programmen bzw. Tarifmodellen (Quelle: EnCT)

Englische Bezeichnung	Deutsche Bezeichnung (EnCT-Modell)
Time of Use Pricing (ToU)	Zeitvariabler Tarif (ZV1)
Critical Peak Pricing (CPP)	Zeitvariabler Tarif mit Events (ZV2)
Real-Time-Pricing (RTP)	Dynamischer Tarif (ZV3)
Direct Load Control (DLC)	Direkte Laststeuerung (LM2)
Emergency Demand Response	Notfallprogramme
Curtailable Load	Lastbegrenzung
Interruptible Load	Unterbrechbare Lasten
Demand Bidding	Nachfrage-Bieterverfahren

Bei DR-Programmen können grundsätzlich zwei Formen von Anreizen zur Verhaltensänderung und Lastgangbeeinflussung unterschieden werden. Dabei handelt es sich um

- preisbasierte Programme und
- bonusbasierte bzw. prämienbasierte Programme.

Bei preisbasierten Programmen wird versucht, das Verbraucherverhalten *indirekt* durch ein variablen Arbeits- und/oder Leistungspreis zu beeinflussen. Dagegen werden bei bonusbasierten Programmen Leistungsänderungen bzw. die Veränderung des Bezuges an elektrischer Arbeit *direkt* vergütet, ohne den Arbeitspreis insgesamt zu verändern.

Weiterhin können Demand-Response Programme nach ihrem Wirkungszeitraum unterschieden werden. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über die in den USA gebräuchlichen DR-Programme mit Bezug auf ihren Einsatzzeitpunkt.

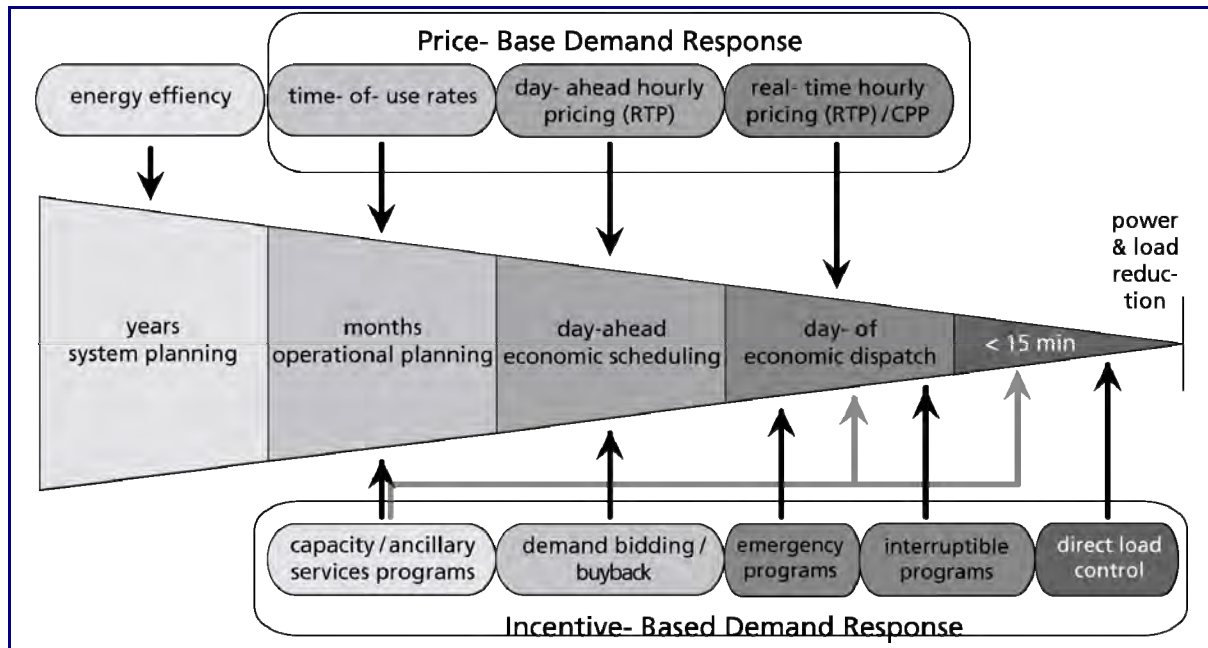


Abbildung 1: Übersicht zu DR-Programmen (Quelle: DoE)⁵⁶

3.1.2 Definition von variablen Tarifen

Der Begriff „Tarif“ wird in dieser Studie folgendermaßen definiert:

Ein Tarif ist ein Energieprodukt, das den Bezug einer Energieform zu bestimmten Konditionen an einen definierten Netzanschlusspunkt vertraglich vereinbart.

Tarife nach dieser Definition haben verschiedene Merkmale, mit denen sie beschrieben werden können. Das Preismerkmal kann dabei u.a. bezüglich der folgenden Preiskomponenten variiert werden:

- Arbeitspreis
- Netzentgelt
- Prämie bzw. Bonus

In Tabelle 2 sind die Merkmale von Tarifen sowie die detaillierten Möglichkeiten der Ausprägungen einzelner Merkmale dargestellt.

⁵⁶ U.S. Department of Energy 2006

Tabelle 2: Merkmale von Tarifen (Quelle: EnCT)

Merkmals	Ausprägung 1	Variabilität	Ausprägung 3
Preis-merkmale	Arbeitspreis	statisch	
		variabel	Zeitfunktion (Verbrauchszeitpunkt)
			Zeitfunktion (Kaufzeitpunkt)
			Lastfunktion (Verbrauch)
			Lastmanagementfunktion
			Anpassungsfunktion
	Netzentgelt	statisch	
		variabel	Zeitfunktion
			Netzlasterfunktion
	Zähl- und Messentgelt	statisch	
	Abrechnungsentgelt	statisch	
	Prämie	statisch/ variabel	für Vertragslaufzeit, Energieeinsparung im Vergleich zum Vorjahr, Treueprämie für Vertragsverlängerung, Gutschriften, etc.
Energie-merkmale	Herkunft	statisch	lokal, regional, national, international
		variabel	lokal, regional, national, international
	Energieart	statisch	Kohle, Atom, Erneuerbar, BHKW, Solar, Wind,
		variabel	Kohle, Atom, Erneuerbar, BHKW, Solar, Wind,
	Umweltmerkmale	statisch	CO2-Emissionen (kg CO2/kWh), Atommüll, ...
		variabel	CO2- Emissionen (kg CO2/kWh), Atommüll, ...
Vertrags-merkmale	Laufzeit	2 Jahre, 1 Jahr, unbestimmt	
	Kündigungsfristen	3 Monate vor Vertragsende, 6 Wochen zum Monatsende	
Zahlungs-merkmale	Abschlagszahlung	keine	
		monatlich	
		zweimonatlich	
		quartalsweise	
	Rechnung	Jahresbilanzrechnung (bei Abschlagszahlung)	
		Verbrauchsrechnung - quartalsweise	
		Verbrauchsrechnung – zweimonatlich	
		Verbrauchsrechnung – monatlich	
	Zahlungsverfahren	Bar	
		Bankeinzug	
	Zahlungsweise	vorab	
		danach	

Im Rahmen dieser Studie wird primär die Variation des Arbeitspreises betrachtet. Perspektivisch bildet z.B. die Variation von Netzentgelten eine weitere Option der Preisgestaltung. So könnten auch die Kosten der Netznutzung als Führungsgröße für variable Tarife verwendet werden und sich die finanziellen Anreize für die Laststeuerung vergrößern.

Demnach wird hier unter variablen Tarifen folgendes verstanden:

Variable Tarife sind Tarifmodelle, die den Preis der bezogenen Energie in Abhängigkeit von der Zeit, der Last (Kunden- oder Systemlast), dem Verbrauch oder dem Lastmanagement variieren.

3.1.3 Analytisches Systemmodell

Auf Basis eines analytischen Systemmodells werden im Folgenden die in Tabelle 3 dargestellten Preisfunktionen betrachtet.

- Zeitfunktion: Arbeitspreis als Funktion der Zeit
- Lastfunktion: Arbeitspreis als Funktion der Last bzw. des Verbrauchs
- Lastmanagementfunktion: Arbeitspreis als Funktion der Laststeuerung des Endkunden

Darüber hinaus wird auch eine Anpassungsfunktion erläutert. Diese Funktion beschreibt, wie die Höhe der zeitvariablen oder lastvariablen Preisstufen angepasst wird.

Tabelle 3: Funktionen zur Variation des Arbeitspreises (Quelle: EnCT)

Funktion	Prägendes Merkmal
Zeitfunktion	Arbeitspreis als Funktion der Zeit
Lastfunktion	Arbeitspreis als Funktion der Last
Lastmanagementfunktion	Arbeitspreis als Funktion der Laststeuerung bzw. Bonus
Anpassungsfunktion	Anpassung der Höhe der Preis-/Laststufenstufen

Die Preisvariation kann dabei auf zweierlei Art erfolgen:

- in Form von **diskreten Preisen**, d.h. in **Preisstufen** (gestufter Tarif). Dabei liegen die Preise für einen definierten Zeitraum und eine definierte Anzahl (in der Regel 2 bis 6) von Preisstufen fest.
- In Form von **stetigen Preisen**. Hier kann der Preis jeweils für einen bestimmten Gültigkeitszeitraum frei bestimmt werden.

3.1.3.1 Zeitfunktion

Die gängigste Preisfunktion ist die Zeitfunktion. Dabei ist der Arbeitspreis eine Funktion der Zeit des Bezugs. Varianten von diesen Tarifmodellen reichen von statischen zeitvariablen Tarifen bis zu hochdynamischen Tarifen. Merkmale und Varianten der Preisfunktion Zeit zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: Übersicht über das Tarifmerkmal Zeitfunktion (Quelle: EnCT)

Tarifmerkmal: Zeitfunktion (ZV)	
Arbeitspreis ist Funktion des Zeitpunkts des Verbrauchs (Std, Tag, Monat). Der Preis variiert in diskreten oder stetigen Preisen. Gültigkeitsdauer der Preisstufe beträgt minimal ¼ Std bzw. 1 Std, maximal mehrere Monate.	
Varianten	Beschreibung / Beispiele
ZV0: keine Zeitvariabilität	Preisstufe(n) gelten unabhängig von der Zeit des Verbrauchs.
ZV1: Zeitvariabler Tarif mit statischen Preisstufen (Time of Use, ToU)	Preisstufen gelten ohne Ausnahme für definierte Zeiträume während der Vertragslaufzeit.
<i>Beispiele</i>	ZV1.1: Tageszeitabhängig, 2 Preisstufen Bsp. Stufe 1: 8 – 22 Uhr, Stufe 2: 22 – 8 Uhr, Mo - So ZV1.2: Wochentagsabhängig, 2 Preisstufen Bsp. Stufe 1: Mo – Fr, Stufe 2: Sa - So ZV1.3: Saisonabhängig, 2 Preisstufen. Bsp. Stufe 1: April – September, Stufe 2: Oktober – März
ZV2: Zeitvariabler Tarif mit Event-Preisstufen, kurz: Event-Tarif (Critical Peak Pricing, CPP)	An regulären Tagen gelten die regulären Gültigkeitszeiten. Bei außergewöhnlichen Tagen (Events) gelten in definierten Gültigkeitszeiten Event-Preisstufen, die die regulären Preisstufen überschreiben. Die Events werden mit einer bestimmten Frist bekannt gegeben (spontan, wenige Stunden, Tage, Wochen).
<i>Beispiele</i>	ZV2.1: Tageszeitabhängig, 3 Preisstufen (z.B. Critical Peak Pricing): eine besonders hohe Preisstufe bei netzkritischen Anlässen oder besonders hohen Einkaufspreisen Bsp. Stufe 1: 8 – 22 Uhr, Stufe 2: 22 – 8 Uhr, Stufe 3 (Event): Zeitpunkt, Dauer, Tag nach Ankündigung ZV2.2: Marketing-Aktionen: eine besonders niedrige Preisstufe z.B. als Treuebonus an Kunden an Weihnachten. Bsp. Stufe 1: 8 – 22 Uhr, Stufe 2: 22 – 8 Uhr, Stufe 3 (Event): Zeitpunkt, Dauer, Tag nach Ankündigung
ZV3: Tarif mit dynamischen Preisstufen, kurz: Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)	Gültigkeit der Preisstufen bzw. der stetigen Preise wird dynamisch für jeden Tag definiert und einen Tag vorab bekanntgegeben. Die Gültigkeitsdauer beträgt immer mindestens 1 Std. (oder anderer Wert).
<i>Beispiele</i>	ZV3.1: tagesdynamischer Tarif: Bsp. 6 Preisstufen, 1-Std. Preisgang für 24 h wird bis 18 Uhr am Vortag bekanntgegeben

3.1.3.2 Lastfunktion

Eine weitere Funktion zur Variation des Arbeitspreises ist die Lastfunktion. Dabei ist der Arbeitspreis eine Funktion der Last *des Kunden* in einem bestimmten Zeitraum. Die möglichen Ausprägungen und Beispiele dazu werden in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Übersicht über das Tarifmerkmal Lastfunktion (Quelle: EnCT)

Tarifmerkmal: Lastfunktion (LV)	
Arbeitspreis ist Funktion der Höhe der Last des Kunden in einem bestimmten Zeitraum (Std, Tag, Monat, Jahr). Der Preis variiert in definierten Preisstufen. Alternativ wird ein Bonus gezahlt.	
Varianten	Beschreibung / Beispiele
LV 0: keine	Preisstufen gelten ohne Berücksichtigung der Verbrauchshöhe für definierte Zeiträume während der Vertragslaufzeit.
LV 1: Lastbegrenzter Tarif	Preisstufe gilt nur bis zu einer definierte Maximallast. Bei Überschreitung der Maximallast wird die Versorgung durch ein im Zähler integriertes Relais unterbrochen und kann nach einer kurzen Frist wieder vom Kunden eingeschaltet werden.
<i>Beispiel</i>	<i>LV1.1: Max. Last in 1-min-Intervall. Bsp. max. 3 kW</i>
LV2: Lastvariabler Tarif mit alternativen Preisstufen	Arbeitspreis ist Funktion der durchschnittlichen Last in einem 15-Min-Intervall und variiert in zwei (oder mehreren) alternativen Preisstufen. Der Arbeitspreis der Preisstufe gilt jeweils für den gesamten Verbrauch in diesem Zeitraum und wird erst nachträglich, nach Abschluss des Zeitintervalls festgestellt.
<i>Beispiel</i>	<i>LV2.1: Lastschwelle 500 Watt, die erste Preisstufe gilt bis zu einer durchschnittlichen Leistung von 500 Watt in dem Zeitintervall, die zweite Stufe bei einer Last über 500 Watt.</i>
LV3: Verbrauchsvariabler Monatstarif	Der Arbeitspreis variiert in definierten Preisstufen und gilt jeweils für den summierten Verbrauch bis zu einem Stufenwert in einem Monat (oder anderen definierten Zeitraum).
<i>Beispiel</i>	<i>LV3.1: Monatsbasierte Verbrauchsstufen: Bsp. erste Preisstufe gilt bis zu einem Monatsverbrauch in Höhe von 200 kWh. Die zweite Stufe gilt für den darüber hinausgehenden Verbrauch (ab 201 kWh).</i>
LV4: Verbrauchsvariabler Jahrestarif	Arbeitspreis ist Funktion des Verbrauchs über in der Regel einem Jahr und variiert in zwei (oder mehreren) alternativen Preisstufen. Der Arbeitspreis der Preisstufe gilt jeweils für den gesamten Verbrauch in diesem Zeitraum.
<i>Beispiel</i>	<i>LV4.1: Jahres-Verbrauchsstufen 3.500 kWh. Die erste Preisstufe gilt bei einem Jahresverbrauch unter 3.500 kWh, bei einem Verbrauch über diesem Wert gilt die zweite Preisstufe. Üblicherweise ist die zweite Preisstufe günstiger als die erste und begünstigt den Mehrverbrauch.</i>

Die Abbildung 2 zeigt schematisch einen lastvariablen Tarif mit zwei Preisstufen. Die höhere Preisstufe ist gültig, wenn die Last des Kunden die Lastschwelle von 800W überschreitet.

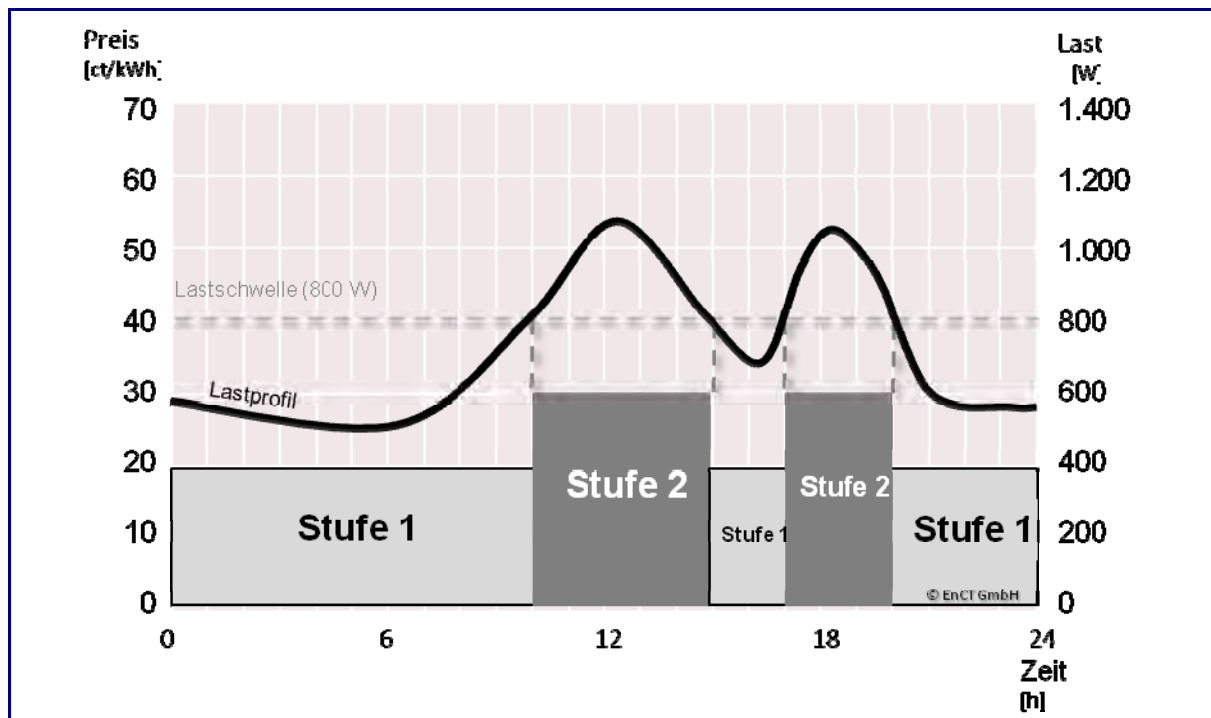


Abbildung 2: Schema eines lastvariablen Tarifs mit 2 Preisstufen (Quelle: EnCT)

In Abbildung 3 wird ein verbrauchsvariabler Monatstarif mit drei additiven Preisstufen dargestellt. Die erste gilt bis zu einem Verbrauch von 120 kWh pro Monat, die nächste für einen Verbrauch bis zu der Verbrauchsschwelle von 200 kWh pro Monat.

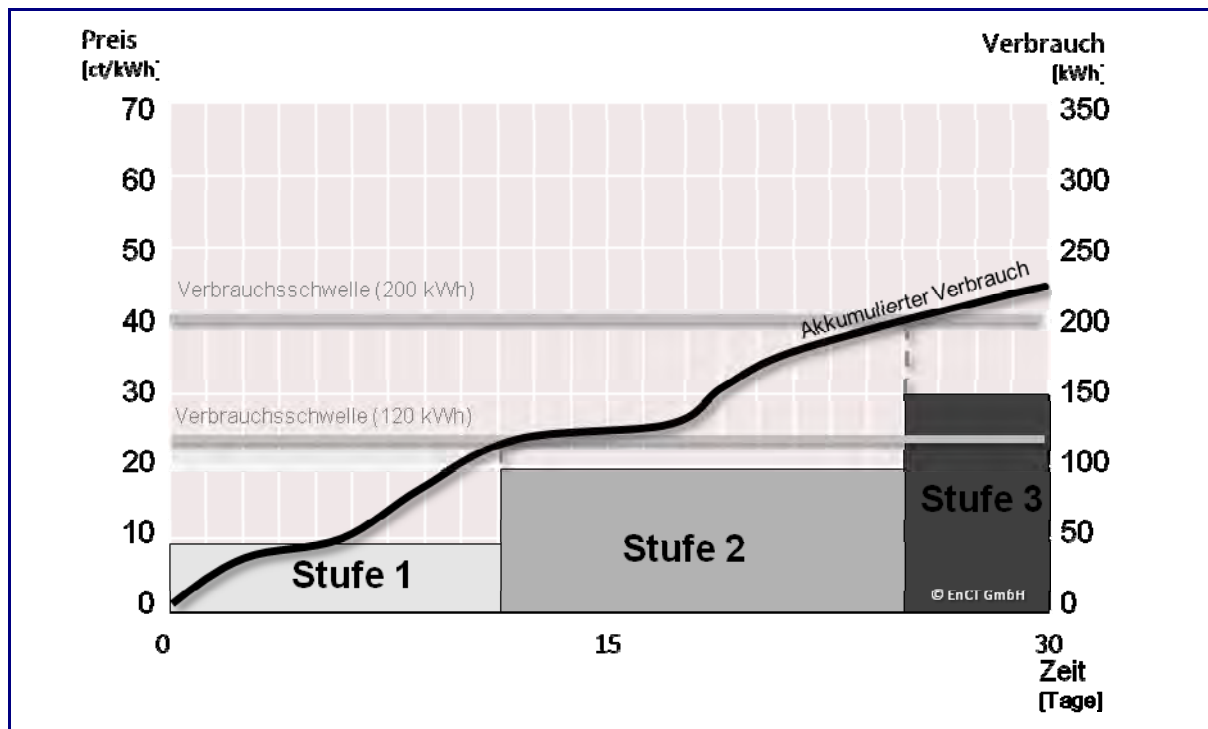


Abbildung 3: Schematische Darstellung eines verbrauchsvariablen Monatstarifs (Quelle: EnCT)

3.1.3.3 Lastmanagementfunktion

Auch durch ein Lastmanagement kann der Arbeitspreis variiert werden. Dabei ist der Arbeitspreis eine Funktion der Möglichkeit der direkten oder indirekten Laststeuerung durch den Lieferanten. Die Ausprägungen der Lastmanagementfunktion werden in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Übersicht über das Tarifmerkmal Lastmanagementfunktion (Quelle: EnCT)

Tarifmerkmal: Lastmanagementfunktion (LM)	
Arbeitspreis ist Funktion der Möglichkeit der direkten oder indirekten Laststeuerung durch einen Dritten.	
Varianten	Beschreibung / Beispiele
LM0: keine	Keine Möglichkeiten für das Lastmanagement.
LM1 – Steuerung der Nutzungszeit / ereignisbasiert	Ein Dritter (Vertrieb, Netz, Dienstleister) steuert die Nutzungszeiten (Ladezeiten) von bestimmten Lasten (definieren, begrenzen und unterbrechen), ereignisbasierte Änderung der Zeiten.
<i>Beispiele</i>	<i>LM1.1: Einzelgeräte</i> <i>LM1.2: Gerätegruppen</i>
LM2 – Direkte Laststeuerung / ereignisbasiert	Ein Dritter (Vertrieb, Netz, Dienstleister) greift ereignisbasiert unmittelbar in die Betriebsführung einzelner Lasten durch Abschalten, Einschalten oder Fernparametrierung ein.
<i>Beispiele</i>	<i>LM2.1: Einzelgerätsteuerung</i> <i>LM2.2: Gerätegruppen</i>

3.1.3.4 Anpassungsfunktion

Neben den erläuterten Preisfunktionen kann eine weitere Preisfunktion beschrieben werden, die die Höhe der Tarifstufen von zeit-, last- oder lastmanagementbezogenen Tarifen unter bestimmten Bedingungen variiert. Ausprägungen der Anpassungsfunktion werden in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Übersicht über das Tarifmerkmal Anpassungsfunktion (Quelle: EnCT)

Tarifmerkmal: Anpassungsfunktion (AP)	
Die Höhe der Preisstufen wird nach jeweils spezifischen Kriterien in definierten Zeiträumen angepasst.	
Varianten	Beschreibung / Beispiele
AP0: Preisgarantie	Die Höhe der Preisstufen ist während der Vertragslaufzeit fixiert.
AP1: Marktanpassung	Die Höhe der Preisstufen wird nach EVU-internen Kriterien gemäß den Markterfordernissen 1 oder 2mal pro Jahr angepasst.
Beispiele	<i>AP1.1: Preis wird jährlich an Marktentwicklung angepasst.</i> <i>AP1.2: Preis wird halbjährlich an Marktentwicklung angepasst.</i>
AP2: Indexbasierte Anpassung	Die Höhe der Preisstufen wird nach dem Verlauf einer vertriebsexternen Führungsgröße (z.B. Börse) in bestimmten Intervallen angepasst. Die Gültigkeitsdauer der Preisstufe ist so lange, bis die nächste Preisanpassung durchgeführt wird. Die Anpassung der Preisstufe wird mit einer bestimmten Frist vorab bekannt gegeben.
Beispiele	<i>AP2.1: täglich</i> <i>AP2.2: monatlich</i> <i>AP2.3: quartalsweise</i>
AP3: Eventbasierte Anpassung	Die Höhe der Event-Preisstufe (zeitvariabler Tarif mit Event) wird nach vertriebsinternen oder -externen Führungsgrößen situativ pro Event bestimmt.
Beispiel	<i>AP3.1: Event-Preis wird eine Woche vor Event bestimmt und mitgeteilt.</i>

3.1.3.5 Kombinationen verschiedener Tarife

In der Praxis werden die bisher analysierten Tarifmodelle oft in Kombination verwendet. Lastvariable Tarife treten beispielsweise selten in reiner Form auf. Üblicherweise werden sie mit zeitvariablen Tarifen verbunden, so dass eine höhere Laststufe nur während bestimmter Zeiten gilt.

Prinzipiell lassen sich diese Kombinationen beliebig bilden. Solche individualisierten Tarife können somit die Bedürfnisse und das Verbrauchsverhalten von spezifischen Kundensegmenten berücksichtigen.

3.1.4 Ziele von variablen Tarifen

Mit variablen Tarifen können verschiedene energiewirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Ziele verfolgt werden. Dabei können grundsätzlich vier Zielkategorien unterschieden werden:

- Energieeinsparung,
- Lastgangmodifikation,
- Marktbeteiligung und
- Individualisierung.

Tabelle 8 zeigt einen Überblick über die Bezugsgrößen und die Funktion der Preisvariation für die vier Zielkategorien. Die Ziele sind häufig nicht überschneidungsfrei und können in Kombination auftreten. Im Folgenden werden die Zielkategorien einzeln erläutert.

Tabelle 8: Zielkategorien von variablen Tarifen (Quelle: EnCT)

Ziel	Bezug für Tarifgestaltung und -führung	Funktion der Preisvariation
Energie-einsparung	Kundengruppen, Marktpreise	indirekt Anreiz für Energieeinsparung
Lastgang-modifikation	Lastgangänderung in einem definierten Zeitraum	indirekt Anreiz für Lastgangänderung => Tarifmodell in Konkurrenz zu anderen Strategien
Markt-beteiligung	Beschaffungssituation Marktpreise	direkt Weitergabe von Beschaffungsrisiken
Individuali-sierung	Kundenbedürfnisse	indirekt Individuell empfundener Kundenvorteil => Tarifmodell in Konkurrenz zu anderen Strategien

3.1.4.1 Zielkategorie 1 - Energieeinsparung

Energieeinsparungseffekte können durch variable Tarife direkt und indirekt erreicht werden. Unmittelbare Einspareffekte erzielen Tarife mit Lastmanagementfunktion (Direct-Load-Control), wenn ein Dienstleister oder Lieferant spezifische Anlagen zeitweise ausschalten kann und der reduzierte Energieverbrauch nicht in gleicher Höhe nachgeholt wird. Anreiz können verbrauchvariable Monatstarife und bonusbasierte Tarifmodelle bieten, die einen geringeren Energieverbrauch mit niedrigeren Arbeitspreisen belohnen statt wie üblich umgekehrt, bei steigenden Preisen einen

Mengenrabatt zu geben. Dynamische Tarife mit starken Lastverlagerungen können als Nebeneffekt auch Einsparungseffekte bewirken, wenn z.B. nicht 100 % des zu Spitzenlastzeiten reduzierten Verbrauchs in die Niedriglastzeiten verlagert werden.

3.1.4.2 Zielkategorie 2 - Lastgangmodifikation

Variable Preise werden so variiert, dass eine bestimmte Modifikation eines (üblichen bzw. prognostizierten) Lastgangs der Endkunden bewirkt wird. Die Modifikation kann dabei langfristig (bis zu permanent), mittelfristig oder kurzfristig sein und umfasst die Lastabsenkung, die Spitzenlastkappung bzw. Lastbegrenzung, die Lastverlagerung, die Lastanhebung und die spezifische Lastführung. Eine Übersicht über die Möglichkeiten der Lastgangmodifikation zeigt Abbildung 4.

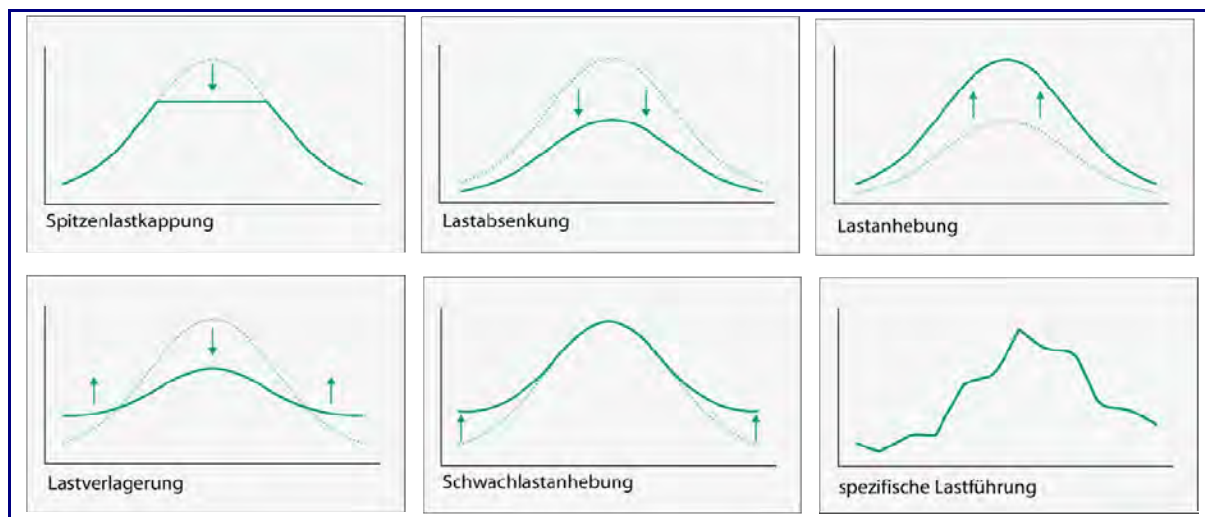


Abbildung 4: Möglichkeiten der Lastmodifikation (Quelle: EnCT)

Die Modifizierung der Lastgänge kann für unterschiedliche Zwecke eingesetzt werden:

- Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur
- Reaktion auf außergewöhnliche Marktereignisse z.B. Integration fluktuierender Erzeugung⁵⁷
- Netzschutz

⁵⁷ Bei steigender Einspeisung von fluktuierenden Erzeugungsanlagen sind Lastverschiebung und Energiespeicherung neben dem Netzausbau mögliche Optionen. (siehe VDE 2008 und VDE 2009)

Tabelle 9 zeigt eine Übersicht über die aufgeführten Zielvarianten und den Zweck sowie geeignete Tarifmodelle.

Tabelle 9: Merkmale der Zielkategorie Lastgangmodifikation (Quelle: EnCT)

Ziel	Zeitachse	Zweck	Tarifmodelle	Erzielbare Lastgang-modifikationen
Permanente Lastgang-modifikation	Monate bis Jahr	Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparcs und der Netzinfrastruktur	Variable Tarife mit statischen oder saisonalen Preisstufen bzw. Laststufen	Lastabsenkung Lastanhebung Lastverlagerung
Mittelfristige Lastgang-modifikation	Stunden bis Wochen	Reaktion auf außergewöhnliche Marktereignisse, z.B. Integration fluktuierender Erzeugung, Kraftwerksausfall	Variable Tarife mit ereignisbasierten und saisonalen Preisstufen bzw. Laststufen und Lastbegrenzung	Lastabsenkung Lastverlagerung Schwachlastanhebung
Kurzfristige Lastgang-modifikation	Sek. bis Stunden	Reaktion auf außergewöhnliche Ereignisse, z.B. Netzschutz	Direktes Lastmanagement, dynamische Tarife, dynamische Lastbegrenzung	Spezifische Lastführung Spitzenlastkappung

Zur Förderung der Integration Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen können auch kurzfristige **Lasterrhöhungen** in Betracht gezogen werden.

3.1.4.3 Zielkategorie 3 - Marktbeteiligung

Die Variation des Preises dient bei der Zielkategorie Marktbeteiligung primär nicht der Modifikation des Lastgangs, sondern der Beteiligung der Endkunden an den Chancen und Risiken der Entwicklungen des Energiemarkts. Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht kann das Ziel einer stärkeren Einbindung des Endkundenverbrauchs an die kurzfristige Marktentwicklung sinnvoll sein. Die Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage kann zur ökonomischen Optimierung genutzt werden. Wenn die Endkunden stark schwankende Preise bezahlen müssen, ändert sich in der Folge meistens auch der Lastgang. Aus Sicht des Lieferanten ist eine spezifische Lastgangmodifikation hier kein primäres, sondern ein nachgelagertes Ziel. Tabelle 10 zeigt einen Überblick über die Ziele, die Zeitachse, die Zwecke sowie mögliche Tarifmodelle.

Tabelle 10: Merkmale der Zielkategorie Marktbeteiligung (Quelle: EnCT)

Ziel	Zeitachse	Zweck	Tarifmodelle
dauerhafte Marktbeteiligung	Monate bis Jahr	Risikominimierung in der Beschaffung bei saisonalen Schwankungen und Marktentwicklungen Margenerhöhung höhere Transparenz in der Preisdefinition Kostensenkung für Endkunden (mit Versicherung gegen hohe Preise)	zeitvariable Tarife mit saisonalen Preisstufen indexierte Anpassungsfunktion
Mittelfristige Marktbeteiligung	Tage bis Wochen	Risikominimierung in der Beschaffung bei ungewöhnlichen Ereignissen Margenerhöhung	Zeitvariable Tarife indexierte Anpassungsfunktion
Kurzfristige Marktbeteiligung	Stunden bis Tage	Bilanzkreismanagement Risikominimierung in der Beschaffung Margenerhöhung höhere Transparenz in der Preisdefinition Kostensenkung für Endkunden (mit Versicherung gegen hohe Preise)	dynamische Tarife, zeitvariable Tarife mit häufigen Events

3.1.4.4 Zielkategorie 4 - Individualisierung

Die Variation des Preises dient bei der Zielkategorie Individualisierung primär der Kundenbindung oder der Kundenneugewinnung. Die „Individualisierung“ der Tarifmodelle erfolgt dabei in Bezug auf die Bedürfnisse und das Verbrauchsverhalten von spezifischen Kundensegmenten, unabhängig aber von einer spezifischen Beschaffungssituation. Beispiele sind Preisevents mit vergünstigten Tagespreisen bei Stadtfesten, Sportereignissen oder an Geburtstagen der Privatkunden, Kombination von Tarifen mit Sponsoringaktivitäten, Treueaktionen etc. (Kunde kann sich drei Tage im Jahr auswählen, an denen er für seinen Strom nichts bezahlt). Eine Lastgangmodifikation ist dabei nicht beabsichtigt.

Tabelle 11 zeigt einen Überblick über die Merkmale von Tarifmodellen für die Zielkategorie Individualisierung.

Tabelle 11: Merkmale der Zielkategorie Individualisierung (Quelle: EnCT)

Ziel	Zeitachse	Wirkung / Nutzen	Tarifmodelle
Individualisierung	Jahr bis Tage	Kundenbindung Kundenneugewinnung Margenerhöhung Kostensenkung für Privatkunden	Zeitvariable Tarife mit Events Kombination aus zeit- und lastvariable Tarifen mit Events

3.1.4.5 Funktion von Preisvariation und Preisführung

Sowohl für das Ziel **Energieeinsparung** wie auch für das Ziel **Lastgangmodifikation** ist die Preisvariation nur eine Stellgröße und muss so gestaltet werden, dass die beabsichtigten Steuerungseffekte möglichst gut erreicht werden. Die Preisvariation hat einen indirekten Effekt.

Bei der **Marktbeteiligung** ist der Ausgangspunkt für die Art und Höhe der Preisvariierung und die Preisführung die Struktur und die kurzfristige Entwicklung der Beschaffungskosten. Variable Preise sind hier nicht Stellgröße, sondern unmittelbare Zielgröße, um variierende Beschaffungskosten unmittelbar und schnell an die Endkunden weiterzugeben. Sie haben somit eine direkte Wirkung auf die Zielerreichung.

Bei der **Individualisierung** hingegen kann Art und Höhe der Preisvariierung auch völlig losgelöst von der Struktur der Beschaffungskosten sein. In diesem Fall stehen Marketingziele und Kundenbindung im Vordergrund.

Die unterschiedlichen Funktionen der Preisvariation fasst Tabelle 12 zusammen.

Tabelle 12: Funktion der Preisvariation (Quelle: EnCT)

	Funktion	Beschreibung
Preisvariation	Direkte Funktion	Preis beeinflusst Ziel direkt
	Indirekte Funktion	Preis beeinflusst Ziel über weitere Funktion
	Keine Funktion	Preis hat keine Funktion für erklärtes Ziel

3.1.5 Bewertung der Ziele von variablen Tarifen

Mit der Umsetzung von zeitvariablen Tarifen wird primär das Ziel der Lastgangmodifikation verfolgt. Es lassen sich insbesondere auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen ökonomische (z.B. im Rahmen der Beschaffung) und ökonomisch-technische Sachverhalte (z.B. Kraftwerksauslastung, Netzauslastung) optimieren. Zeitvariable Tarife erzielen dabei einen eher langfristigen Effekt. Über Eventtarife und dynamische Tarife lassen sich aufgrund ihrer vergleichsweise flexiblen Gestaltungsoptionen auch mittel- und kurzfristige Lastgangmodifikationen erzielen. Dies bietet z.B. zusätzlichen Gestaltungsspielraum bei der zunehmenden Integration von Erneuerbarer Energie-Erzeugungskapazitäten, bei der Beteiligung des Kunden an Entwicklungen auf dem Energiemarkt (Ziel Marktbeteiligung) oder beim kurzfristigen Netzschutz. Eine hohe Flexibilität in der Gestaltung der Tarifmodelle ermöglicht zudem eine möglichst zeitnahe Beteiligung des Kunden an realen Entwicklungen auf dem Energiemarktarif (z.B. Real Time Pricing).

Mit last- und verbrauchsvariablen Tarifen können neben Lastgangmodifikationen auch Energieeinsparungen erreicht werden. Die Möglichkeit zur Marktbeteiligung des Kunden ist aufgrund der im Vergleich zu einigen zeitvariablen Tarifen geringeren Flexibilität in der Tarifgestaltung nur in reduziertem Maß gegeben.

Tabelle 13 gibt einen Überblick über die Effekte und den Nutzen der diskutierten zeit- und lastvariablen Tarifmodelle.

Tabelle 13: Bewertung last- und zeitvariabler Tarifmodelle Tarifmodelle ⁵⁸(Quelle: EnCT)

		Effekte					
	Tarifmodell	Einspar-effekt ¹⁾		Lastreduktion ¹⁾		Markt-betei.	Nutzen
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif	0	Ca. 0 bis 6 %	Lastver-lagerung	Spitzenlast 2,4 %-22 %	+	- Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur - Optimierung der Beschaffung
	Event-Tarif	+	4,7 % bis 21 %	Lastver-lagerung Lastab-senkung	Spitzenlast 13 %-47 %	++	Reaktion auf außergewöhnliche Markt- und Netzereignisse
	Dynamischer Tarif	0	Ca. 0 %	Lastver-lagerung Spezifische Lastführung Lastan-hebung Lastab-senkung	Spitzenlast 13 %-30 %	+++	- Integration fluktuierender Erzeugung - Netzschutz - kurzfristige Marktbeteiligung
Last-/ verbrauchs-variable Tarife	Last-begrenzter Tarif	+	n.b.	Spitzenlast-kappung	n.b.	+	- Energieeinsparung (EU-Ziel) - Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur
	Lastvariabler Tarif	+	n.b.	Lastver-lagerung	n.b.	+	- Energieeinsparung (EU-Ziel) - Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur
	Verbrauchs-variabler Monatstarif	++	n.b.	Lastab-senkung	n.b.	+	Energieeinsparung (EU-Ziel)
	Verbrauchs-variabler Jahrestarif	0	n.b.	Lastab-senkung	n.b.	+	Energieeinsparung (EU-Ziel)
	Direkte Laststeuerung	+	n.b.	Spitzenlast-kappung	n.b.	++	- Integration fluktuierender Erzeugung - Netzschutz - kurzfristige Marktbeteiligung

(Skala: +++ sehr hoch, ..., 0 neutral)

⁵⁸ Die quantitativen Einspar- und Verlagerungseffekte sind den in AP 2.2 und AP 2.3 analysierten Studien entnommen

3.2 Analyse internationaler DR-Programme

Für die diesem Kapitel zu Grunde liegende Analyse wurden insgesamt 32 internationale DR-Programme mit preisbasierten Anreizen analysiert. Bonusbasierte Programme waren nicht Teil der Betrachtung. Hierzu wurde sowohl Primär- als auch Sekundärliteratur ausgewertet. Die Primärstudien wurden mit der Hilfe eines standardisierten Analyserasters untersucht. Die gewonnenen Erkenntnisse werden in den folgenden Abschnitten analog zur Abfolge des Analyserasters zusammengefasst. Dabei werden die Gemeinsamkeiten und die Besonderheiten der analysierten Programme herausgearbeitet.

Vergleichend hierzu werden die Ergebnisse von drei anderen Sekundärstudien zu DR-Programmen analysiert und denen der Forschungsgruppe EnCT gegenübergestellt. In Tabelle 14 werden die für dieses Kapitel berücksichtigten Sekundärstudien dargestellt und beschrieben.

Tabelle 14: Sekundärstudien zur Analyse internationaler DR-Programme (Quelle: EnCT)

Titel	Beschreibung
EnCT (2009)	Sekundäre Evaluationsstudie über 32 internationale DR-Programme
Faruqui, Sergici (2008)	Analyse von 14 Tarifexperimenten. Untersucht wurden die Verlagerungswirkung und die Einflussfaktoren.
Crossley (2008)	Im Rahmen des „Demand Side Management Programme“ der IEA erstellte Studie über interne und externe Erfolgsfaktoren für Demand-Side-Management“ Aktivitäten.
Klobasa et al. (2006)	Dissertation, stellt die aktuellen Erfahrungen aus 13 Demand-Side-Management Projekten mit Fokus auf Haushaltskunden dar.

3.2.1 Zielsetzung

Wie in Kapitel 3.1.4 beschrieben, verfolgen die Anbieter der Feldtests bestimmte Ziele, die für die Tarifmodellierung und Tarifführung wesentlich sind. Die CPP-Tarife hatten überwiegend das Ziel der Lastgangmodifikation, während die RTP-Tarife vorrangig eine direkte Marktbeteiligung ermöglichten. Tarifmodelle mit dem alleinigen Ziel der Individualisierung wurden in der Literatur nicht beschrieben.

3.2.2 Teilnahmebedingungen / Auswahl der Testkunden

An den Programmen nahmen sowohl Privat- wie auch Gewerbe- und Industriekunden teil. Die Auswahl der Programmteilnehmer erfolgte in der Regel über eine Zufallsauswahl.

Wenn mehrere Kundengruppen an einem Programm teilnahmen, erhielten diese in der Regel unterschiedliche Tarifprodukte. In einigen Programmen wurden weiterhin innerhalb der Kundengruppe Privatkunden nach Haushaltsgröße unterschieden.

Weitere Differenzierungsmerkmale bzw. Teilnehmervoraussetzungen, wie eine bestimmte Geräteausstattung (Klimaanlage, Warmwasserboiler etc.), eine definierte Mindestlast oder die Verfügbarkeit von bestimmten Kommunikationsmedien (z.B. Breitbandanschluss) waren teilweise gefordert.

Die Zielgruppenauswahl ist, so Crossley (2008), ein wichtiger Faktor, um die DR-Programmziele zu erreichen. Momentan sei es kosteneffektiver größere Industriekunden zu akquirieren. Dies könne sich jedoch mit der Weiterentwicklung der Kommunikationstechnologie in der Zukunft ändern. Haushalte mit einer automatischen Steuerung von Haushaltsgeräten könnten durchaus eine zuverlässige und somit kosteneffiziente Zielgruppe für DR-Programme sein.⁵⁹

3.2.3 Rekrutierung der Teilnehmer

Über die Effektivität der Rekrutierungsmaßnahmen können keine Aussagen gemacht werden, da in den Studien keine Evaluationen der Kommunikations- und Rekrutierungsmaßnahmen dokumentiert sind. Bei bereits kommerziell angebotenen Tarifmodellen ermöglicht allenfalls die Anzahl der teilnehmenden Kunden Rückschlüsse auf die Akzeptanz des Tarifprodukts. Einige Programme weisen vergleichsweise hohe Kundenzahlen oder Zuwachsraten auf, bei anderen Programmen sind die Teilnehmerzahlen auf einem eher niedrigen Niveau.

3.2.4 Anreize für die Programmteilnahme

In vielen Fällen wurde die Teilnahme am Feldtest durch eine Einmalzahlung (zwischen US\$ 75 und 150) belohnt, in anderen Programmen war die Aussicht auf eine Kosteneinsparung jedoch oftmals der einzige Anreiz. Das Kostenrisiko der Tarifmodelle wurde in vielen Programmen durch eine Bestpreis-Abrechnung eliminiert. Zählgeräte und weitere Ausstattungen wurden in der Regel den Teilnehmern kostenlos zur Verfügung gestellt. In machen Programmen konnten die Kunden ein Tarifmodell wählen, in der Regel wurde ihnen aber ein bestimmtes Tarifmodell zugeteilt.

Crossley (2008) sieht in den Anreizen zur Teilnahme einen durchaus ergebnis-relevanten Parameter. Er unterscheidet dabei zwischen der Bereitstellung von Informationen, finanziellen Anreizen und der kostenlosen Bereitstellung oder Installation von Geräten.⁶⁰

⁵⁹ Crossley 2008

⁶⁰ Crossley 2008

3.2.5 Anreizfunktion

In vielen Programmen wurden die zeitvariablen Tarife „kostenneutral“ gestaltet, das heißt, dass den Kunden bei einem unveränderten Lastgang die gleichen Kosten entstehen, wie bei dem jeweiligen Standardtarif. Hierfür wird in der Regel der Arbeitspreis während der Normallastzeiten gegenüber dem Standardtarif abgesenkt, während die Preisstufe zur Hoch- und/oder Spitzenlastzeit höher angesetzt wird. Durch eine Verlagerung von Verbräuchen aus den Hochpreis- in die Niedrigpreiszeiten können dann die Kunden in der Summe ihre Energiekosten senken. Zielfunktion dieser ToU- und CPP-Tarife ist demnach die Lastgangmodifikation. Die Senkung des Energieverbrauchs kann zwar damit einhergehen, ist jedoch nicht zwingend.

Das California-Anaheim-Critical-Peak-Pricing-Experiment (USA) und der Ontario Energy Board Smart Price Pilot (Kanada) haben, anstatt höhere Preise zu Spitzenlastzeiten anzuwenden, Bonus- bzw. Prämienzahlungen für Lastreduzierungen angeboten. Dieses Tarifmodell wird als „Critical Peak Rebate (CPR)“ bezeichnet. Als Bezugsgröße für den Bonus wird dazu eine individuelle Referenzlastkurve („Baseline“ oder Fahrplan) ermittelt. Liegt der Verbrauch des Kunden unter der Baseline, erhält er den Minderverbrauch vergütet, liegt der Verbrauch über der Baseline wird entsprechend der Mehrverbrauch mit dem jeweils gültigen Stundenpreis abgerechnet.

Bei dem in Ontario durchgeführten Feldtest wurde mit dem CPR-Tarif allerdings eine um ca. 30 % geringere Lastreduzierung zu Hoch- und Spitzenlastzeiten gegenüber dem CPP-Tarif erzielt. Die Energieeinsparung hingegen lag beim CPR-Tarif höher als beim CPP-Tarif. Überrascht hat, dass die Kundenakzeptanz des Bonussystems entgegen der Annahme „Belohnen“ sei attraktiver als „Strafen“, in diesem Fall vergleichsweise gering war.

3.2.6 Reguläre Preisstufen

Bei den untersuchten Tarifen variiert die Anzahl der regulären tageszeitabhängigen Preisstufen zwischen eins und drei. Während in Deutschland zweistufige Tarifmodelle (HT/NT) üblich sind, werden in vielen Programmen drei reguläre Stufen verwendet, so zum Beispiel im Gulf Power Select Program und im New Jersey Residential Pilot Program. Die zusätzliche Preisstufe hat die Funktion, Kunden zur Lastminderung während Hochlastzeiten zu bewegen. Hierbei wurden in den Feldtests moderate bis gute Ergebnisse erzielt. Bei Privatkunden reicht die Spanne bei Lastminderungen in Hochlastzeiten von 2,4 bis 11,9 %. In einer Fallstudie wurde die Last zu Hochlastzeiten sogar um 30 % reduziert.

In der Regel ist die Gültigkeit der höheren Preisstufen auf die Werktage begrenzt. Am Wochenende und an Feiertagen gilt nur die unterste Preisstufe. Weiterhin haben die Tarifmodelle häufig auch eine saisonale Preiskomponente. Insbesondere die Hochlaststufe wird saisonal unterschiedlich gestaltet. Dies gilt sowohl für die Preishöhe als auch für die Gültigkeitszeiten.

Tarifmodelle, bei denen die tageszeitabhängigen Preisstufen nur relativ geringe preisliche Unterschiede aufweisen, erzielten nur geringe oder gar keine Lastreduzierungen. Dies zeigt der Tarif des Idaho Residential Pilot Program bei dem die Preise zwischen 4,5 USct/kWh und 8,3 USct/kWh variierten. Dieser Tarif konnte entsprechend kaum Verbrauchsänderungen erzielen. **Die Preisspreizung zwischen den regulären Preisstufen hat also eine wichtige Funktion.** Dies bestätigen auch Klobasa et al. (2006).⁶¹

Eine außergewöhnliche Variante des zeitvariablen Tarifs stellt der Tempo Tarif in Frankreich dar, bei dem alle Tage des Jahres datumsabhängig in drei tageszeitabhängige Preisstufen eingeteilt werden. Das Tarifmodell erzielte gute Lastminderungs- und Zufriedenheitswerte, ist heute noch in Gebrauch und wird in einer Neuauflage in den Markt eingeführt. Dennoch wird in der Literatur kein weiterer Tarif dieser Art erwähnt.

3.2.7 Event-Preisstufen

In allen analysierten Programmen kamen die CPP-Tarife mit **einer** hochpreisigen Event-Preisstufe zur Anwendung. Tarifmodelle mit zwei Event-Preisstufen oder mit einer niedrigpreisigen Event-Preisstufe sind nicht bekannt. Mit der Event-Preisstufe wurden in den Programmen durchgängig signifikante Lastreduzierungen erreicht. Privatkunden erzielten im Durchschnitt Lastreduzierungen zwischen 13 und 27 %, in einem Fall sogar 47 %.

Die Dauer des Events war in den meisten Fällen auf vier bis sechs Stunden begrenzt. Eine Ausnahme bildet der Tempotarif von EDF, dessen Spitzenlastzeit-Tarifstufe den ganzen Tag während der Normallaststufe gilt.

Die Preisspreizung zwischen Event-Preis und Normallastpreis variiert zwischen Faktor 3 bis 11 (in einem Fall sogar 24). Extreme Preisspreizungen zeigen jedoch keine entsprechend höhere Wirksamkeit. Bei dem CPP-Tarif des Market Design Research Programme aus Schweden ist die Event-Preisstufe nicht auf einen definierten Preis festgelegt, bei allen anderen Programmen ist dagegen der Event-Preis fest definiert.

3.2.8 Dynamische Preisstufen

Dynamische Preise orientieren sich in der Regel am Markt- oder Erzeugungspreis und werden gemeinsam mit weiteren Elementen nach Kriterien des Anbieters berechnet oder simuliert. Die ökonomische Modellierung der Preise wurde im Rahmen dieser Studie nicht genauer betrachtet, in der Literatur werden jedoch zahlreiche Berechnungsmodelle vorgestellt und untersucht.

⁶¹ Klobasa et al. 2006

Bei dynamischen Tarifen (RTP-Tarife) werden sowohl Tarifmodelle mit stetigen Preisen als auch Tarifmodelle mit Preisstufen verwendet. Die Mindestgültigkeitsdauer des jeweiligen Preises bzw. der jeweiligen Preisstufe beträgt häufig eine Stunde, in manchen Programmen jedoch auch nur 5 Minuten.

Die Übermittlung der Preise erfolgt in der Regel nicht in Quasi-Echtzeit, sondern bereits am Vortag. Bei dem Energy-Smart Pricing Plan in Illinois/USA wurde z.B. der Preis auf Basis der Stundenpreise des Vortags und der Verbrauchswerte des aktuellen Tags berechnet. Als mögliche Alternative nennen Klobasa et al. (2006) die Übermittlung einer Preisprognose⁶².

Bemerkenswert ist weiterhin, dass neben einer dynamischen Bepreisung des gesamten Verbrauchs auch Tarifmodelle eingesetzt wurden, die nur die Abweichung von einem prognostizierten Lastgangs mit dem dynamischen Tarif bepreisen. Der Verbrauch des prognostizierten Lastgangs wurde hingegen mit einem Standard-Tarif des jeweiligen Kunden bepreist. Dieser prognostizierte Lastgang, in den USA „Customer Baseline“ (CBL) genannt, wird aus historischen Werten und der kundenspezifischen Lastkurve gebildet. Ein Beispiel dafür ist der getestete Tarif von Georgia Power in den USA. Ein Effekt bei diesem als „Two-Part-Tarif“⁶³ bezeichneten Tarif ist, dass bei einer Überschreitung der CBL der Mehrverbrauch auf Basis des aktuellen Stundenpreises als Belastung anfällt, bei einer Unterschreitung hingegen als Gutschrift.

Bei RTP-Programmen besteht durchaus ein finanzielles Risiko für die teilnehmenden Kunden, wenn zu Hochpreiszeiten eine Verlagerung kurzfristig nicht möglich ist oder der Kunde Spitzenlastpreise nicht bemerkt. Deshalb werden bei einigen Programmen Instrumente zur Risikoabsicherung angeboten, wie z.B. die Versicherungsprodukte, welche in Kombination mit dem Georgia Power Tarif verkauft wurden.

3.2.9 Zeitvariable Tarife mit automatischer Steuerung

Zeitvariable Tarife werden häufig in Kombination mit Technologien zur Fernsteuerung bzw. Fernparametrierung von Geräten angeboten. Mehrere DR-Programme in den USA untersuchten die Auswirkung von intelligenten Thermostaten. Zu erwähnen sind an dieser Stelle das Gulf Power Select Program in Florida, das New Jersey Residential Pilot Program, der California Automated Demand Response System Pilot und das Washington Olympic Peninsula Project. In allen Feldversuchen wurden mit dem Einsatz solcher Steuerungen hohe Lastreduzierungen erzielt. Bei dem Fallbeispiel Gulf Power wurden die Events mit einer Frist von mindestens 30 Minuten angekündigt und trotzdem sehr hohe Akzeptanzwerte und Verlagerungseffekte erzielt. Dieses Beispiel zeigt, dass technikgestütztes Lastmanagement sehr kurze Ankündigungszeiten erlaubt. Durch zeitvariable Tarife mit automatischer Steuerung wird auch die Bedeutung der Alarmierungsmethode reduziert.

⁶² Klobasa et al. 2006

⁶³ Berglund 2007

Die automatische Steuerung bietet sowohl für den Kunden als auch für den Energieversorger eine Reihe von Vorteilen. Für den Kunden gewährt die Integration von automatischer Steuerungstechnik erhöhte Sicherheit und den Komfort. Bei einer automatischen Steuerung mit intelligenten Thermostaten vermindert sich weiterhin das Gefühl der Fremdkontrolle beim Kunden, da er die Einstellungen selbst vornehmen kann und gegebenenfalls außer Kraft setzen kann. Für den Versorger bietet sich der Vorteil, dass Reduzierungseffekte besser kalkuliert und prognostiziert werden können.

Auch Faruqui (2008) identifiziert die automatische Steuerung als ein Schlüsselfaktor für die Effizienz eines DR-Programms. Er kommt zu dem Schluss, dass unabhängig von dem Tarifmodell die Spitzenlastreduktion höher ist, wenn so genannte „enabling technologies“ eingesetzt wurden.⁶⁴

3.2.10 Ankündigungsfrist

Bei CPP-Tarifen wird in den meisten Fällen ein Preis-Event am Vortag bis 16.00 Uhr angekündigt. In einigen Programmen war auch eine Ankündigung am Event-Tag möglich. Im Vergleich zu den Tarifmodellen mit einer Ankündigung am Vortag sind bei den tagesaktuellen Ankündigungen nur geringfügige Unterschiede hinsichtlich der Lastreduzierung auszumachen.

Bei RTP-Tarifen werden die Preise am Vortag oder am Tag selbst mitgeteilt. Um den Kunden auf außergewöhnlich hohe Preise aufmerksam zu machen, kann bei RTP-Tarifen ähnlich wie bei CPP-Tarifen verfahren werden, indem eine Preisschwelle festgelegt wird, bei deren Überschreitung ein Alarm ausgelöst wird. Diese Lösung wurde im Rahmen des Energy-Smart Pricing Plans in Illinois gewählt.

3.2.11 Ankündigungsart

Je nachdem, zu welcher Zeit der Feldtest stattfand, nutzten die Anbieter meist verschiedene Übertragungswege: automatisierte Telefonansagen, E-Mail, SMS und Internet. In manchen Fällen wurde auch ein Display eingesetzt. Den Kunden wurde in der Regel auch eine Kombination mehrerer Übertragungswege ermöglicht. Bei den dynamischen Tarifen wird zur Anzeige der Preise in der Regel das Internet genutzt. Frühere Versuche arbeiteten dagegen mit optischen Signalen von einem beim Kunden installierten Gerät.

3.2.12 Häufigkeit der Events

In vielen Programmen wurde die Anzahl der Events pro Jahr, in manchen Programmen auch die maximale Anzahl der Events pro Monat begrenzt. Teilweise wurde zusätzlich die Anzahl der an aufeinander folgenden Tage mit Events eingeschränkt. Auch wurden in der Regel Wochenenden und Feiertage für Events ausgeschlossen.

⁶⁴ Faruqui, Sergici 2008

Bei der Untersuchung des Energy-Smart Pricing Plans in Illinois wurde festgestellt, dass die Kundenreaktion bei mehreren hintereinander folgenden Tagen mit Events etwas abnahm.

3.2.13 Verbindlichkeit

In allen untersuchten zeitvariablen Tarifen besteht eine vertraglich vereinbarte Verbindlichkeit zur Programmteilnahme. Bei Programmen mit einer halb-automatischen Lastmanagementfunktion hat der Kunde zwar die Möglichkeit, die ferngesteuerte Geräteparametrierung außer Kraft zu setzen, allerdings ändern sich die Tarifbedingungen dadurch nicht. Bei einigen Programmen, die ausschließlich eine Lastmanagementfunktion anwandten, wurde dem Kunden dagegen eingeschränkt die Möglichkeit zugestanden, ein bis zweimal pro Jahr die Teilnahme zu verweigern. Diese Funktion erlaubt dem Kunden eine gewisse Flexibilität, wenn aus individuellen Gründen eine Teilnahme zu einem hohen Komfortverlust führen würde.

3.2.14 Kundenkommunikation

In einigen Programmen wurden den Kunden Informationen über ihren Tages-, bzw. Stundenverbrauch zur Verfügung gestellt. Die Daten wurden über das Internet, Displays oder monatliche Rechnungen übermittelt. Weiterhin wurden den Programmteilnehmern Energiespartipps, Gebrauchsanleitungen für technische Geräte oder sogar Seminare angeboten.

Zu den Wirkungen der Kommunikationsmaßnahmen können jedoch nur wenige Aussagen gemacht werden, da die jeweiligen Informations- und Feedback-Systeme bei den Programmen nicht im Zentrum der Evaluation standen. In der EnergyAustralia Pricing Strategy konnte die Testgruppe, welche nur Verbrauchsinformationen erhielt, den Verbrauch um immerhin 2 % reduzieren. In derselben Studie wurde auch der Effekt eines Displays getestet. Hierbei wurden bezüglich der Verlagerungseffekte nur marginale Unterschiede zu Teilnehmern ohne Display festgestellt.

Besonders für die direkte Laststeuerung und bei RTP-Tarifen ist eine schnelle und zuverlässige Kommunikation nach Ansicht von Klobasa et al. (2006) unerlässlich. Dabei reduziert sich der Aufwand für DR-Programme voraussichtlich in der Zukunft erheblich. Dies kann dazu führen, dass DR-Programme eine höhere Akzeptanz erzielen können und auch schon mit geringeren Teilnehmerzahlen kosteneffizient sind. Vor allem die Kosteneffizienz war in der Vergangenheit bei den von Klobasa et al. (2006) untersuchten DR-Programmen nicht gegeben.⁶⁵

Neben der automatischen Steuerung und einem durchdachten Tarifdesign sieht Faruqui (2008) Kundenbildungsinitiativen als dritten Erfolgsfaktor für DR-Programme an.

⁶⁵ Klobasa et al. 2006

Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer konstanten und geeigneten Kundenkommunikation, die über die reine Übermittlung der Verbrauchsdaten hinausgeht.⁶⁶

3.2.15 Lastreduzierung

Die einzelnen Programme unterscheiden sich stark in ihren jeweiligen Rahmenbedingungen, Versuchsanordnungen und wissenschaftlichen Evaluationsmethoden. Aus diesem Grund sind eindeutige und vergleichbare Aussagen zu den Effekten schwierig, es lassen sich allerdings Tendenzen ableiten.

Das Potenzial zur Lastreduzierung sei einerseits von der Art der Teilnehmer – Haushalte oder Industrie – und von den einbezogenen Lasten (z.B. Klimaanlage, el. Heizung usw.) abhängig und andererseits auch davon, ob moderne Technologien angewendet würden, so Klobasa.⁶⁷

Weiterhin sei das Potenzial höher, wenn der Haushalt kleiner ist, Einfamilienhäuser betrachtet werden und es sich um Personen handelt, die ein vergleichbar hohes Einkommen haben⁶⁸ (z.B. unterschiedliche Geräteausstattung). Vom (theoretischen) Lastreduzierungspotenzial abzugrenzen sind die tatsächlich erreichbaren Lastreduzierungseffekte als Reaktion auf variable Tarife.

Wie bereits oben dargestellt, erzielen die einzelnen zeitvariablen Tarifmodelle unterschiedliche durchschnittliche Lastreduzierungen. CPP-Tarife erzielen höhere Werte als ToU-Tarife und beide Tarifmodelle erzielen weitaus höhere Werte, wenn technische Ausrüstung eingesetzt wird.

Der Vergleich von Lastreduzierungseffekten verschiedener Tarifmodelle aus der Studie von Faruqui (2008) bestätigt dieses Ergebnis (vgl. Abbildung 5).

⁶⁶ Faruqui, Sergici 2008

⁶⁷ Klobasa et al. 2006

⁶⁸ Klobasa et al. 2006

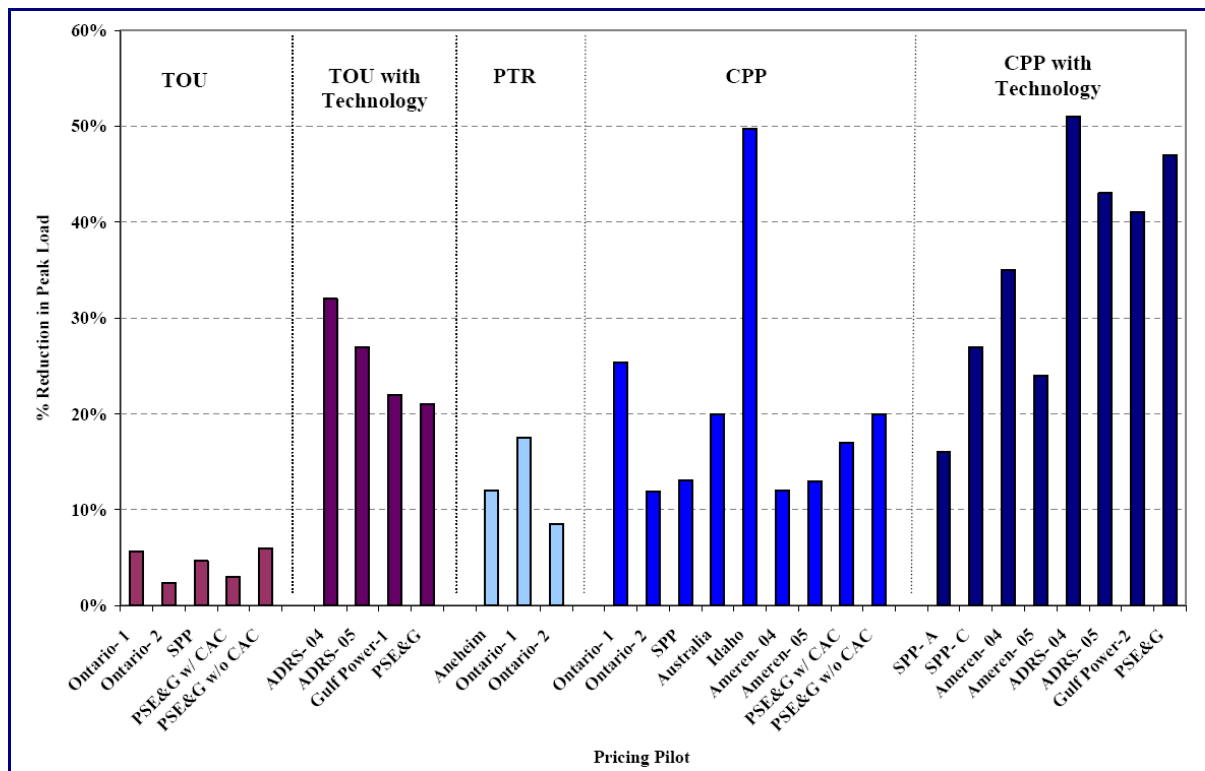


Abbildung 5: Lastreduzierungseffekte verschiedener Tarifmodelle (Quelle: Faruqi 2008)⁶⁹

In einigen Fällen trat nach dem Event eine Lastspitze auf. Die Lastreduzierung ist damit nicht oder nur teilweise mit Energieeinsparung verbunden. Dieser Effekt konnte zum Beispiel im California Automated Demand Response System Pilot und der EnergyAustralia Pricing Strategy Study erkannt werden.

Einen Überblick zu Lastreduzierungs- und weiteren Effekten, die bei den von der Forschungsgruppe EnCT analysierten Programmen erzielt wurden, geben Tabelle 15 bis Tabelle 17.

⁶⁹ Faruqi, Sergici 2008

Tabelle 15: Effekte CPP-Tarife 1 (Quelle: EnCT)

Tarifbezeichnung	Gulf Power Select Program	Market Design Research Program	Idaho Residential Pilot Program		Energy Australia Pricing Study	Anaheim CPP-Experiment	New Jersey Residential Pilot Program		
Kundengruppe	Privatkunden	Privatkunden	Privatkunden		Privatkunden	Privatkunden	Privatkunden		
Tarifmodell	CPP	CPP	CPP	ToU	CPP	CPR	CPP		
Merkmal	Automat. Steuer.						Automat. Steuer.	Automat. Steuer.	Automat. Steuer.
Eventankündigung	Eventtag	Vortag	Vortag		Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag
Ø Lastreduktion pro Haushalt	2,1 - 2,75 kW		1,26 kW	0,66 kW			1,33 kW	1,33 kW	1,33 kW
Ø Lastreduktion pro Haushalt bei Events	41 %	50 %			20 – 24 %	12 %			
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Hochlastzeiten	22 %								

Tabelle 16: Effekte CPP-Tarife 2 (Quelle: EnCT)

Tarifbezeichnung	Tempo-Tarif	Ontario Energy Board Smart Price Pilot			California SPP					California ADRSP
Kundengruppe	Privatkunden	Privatkunden			Privatkunden			Geschäftskunden		Privatkunden mit > 24 kWh
Tarifmodell	CPP	ToU	CPP	CPR	CPP			CPP		CPP
Merkmal							Klimaanlage u. automatische Steuerung		Automat. Steuerung	Automat. Steuerung
Eventankündigung	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Eventtag	Eventtag	Eventtag	Eventtag	Vortag
Ø Lastreduktion pro Haushalt	1 kW									
Ø Lastreduktion pro Haushalt bei Events	13 %	5,7 %	25,4 %	17,5 %	13,1 %	15,8 %	27,2 %	7,6 %	14,1 %	47 %
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Hochlastzeiten		2,4 %	11,9 %	8,5 %	4,7 %	6,7 %	4,5 %	2 %	0,1 %	30 %
Ø Energieeinsparung pro Haushalt		6 %	4,7 %	7,4 %						7,1 kWh
Ø Kosteneinsparung pro Haushalt	mind. 10 % Einsparung bei 59 % der Teilnehmer									

Tabelle 17: Effekte RTP-Tarife (Quelle: EnCT)

Tarifbezeichnung	Washington Olympic Peninsula Project			Illinois ESPP	Georgia Power	
Kundengruppe	Privatkunden			Privatkunden	Geschäftskunden	
Tarifmodell	Standard	CPP	RTP	RTP	RTP	
Merkmal		Autom. Steuerung				
Eventankündigung		Vortag	Vortag	Vortag	1 Std.	Vortag
Lastreduktion gesamt					250 MW	500 MW
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Spitzenlastzeiten					30 %	12 %
Ø Energieeinsparung pro Haushalt		21 %	0 %			
Ø Kosteneinsparung pro Haushalt	2 %	30 %	27 %	20 % p.a.		

Generell stellt Crossley (2008) fest, dass das Reaktionsverhalten der Teilnehmer über die Zeit nachlässt. Dies liegt an dem nachlassenden Interesse der Kunden, da das „Neue“ der Situation nicht mehr gegeben ist.⁷⁰

3.2.16 Kundenakzeptanz

Generell lässt sich für zeitvariable Tarifmodelle eine gute bis hohe Zufriedenheit bei Privatkunden feststellen. Bei den Programmen, die die Kundenakzeptanz ermittelten, lag die Zufriedenheitsquote zwischen 42 % (bei dem California Statewide Pricing Pilot) und 96 % (bei dem Gulf Power Select Program). Meist wurde es als positiv erachtet, dass verschiedene variable Tarife zur Auswahl angeboten wurden. Viele Kunden wollten die Tarifmodelle auch nach der Testphase weternutzen. Vereinzelt reduzierten sich die Teilnehmerzahlen im Verlauf des Feldtests geringfügig, daraus lässt sich aber nicht unbedingt auf die Zufriedenheit schließen. Die Akzeptanzwerte bei Gewerbebetrieben lagen insgesamt etwas niedriger.

Die Kundenakzeptanz hängt von verschiedenen Faktoren ab. Hierzu zählen u.a. die erzielte Kosteneinsparung, die Höhe des Kostenrisikos, der Grad der Komforteinschränkung, die Transparenz und das Verständnis des Tarifs, die Kundenansprache und die Kundenbetreuung. Diese Aspekte wurden in den Studien jedoch nicht im Einzelnen evaluiert, so dass hierzu keine quantitativen Aussagen gemacht werden können.

Die Akzeptanzwerte für dynamische Tarife müssen differenziert betrachtet werden. Zunächst muss hier zwischen Programmen für Privatkunden und Gewerbekunden unterschieden werden. Privatkunden verfügen nicht über dieselben Voraussetzungen und Möglichkeiten wie Gewerbekunden. Die verschiedenen Tests zeigen jedoch, dass Privatkunden gegenüber dynamischen Tarifen durchaus aufgeschlossen sind. Im Washington Olympic Peninsula Project präferierten vor dem Feldtest 58 % der Teilnehmer den RTP-Tarif, gegenüber 32 %, die den CPP-Tarif bevorzugten. Die Ergebnisse des Feldversuchs zum Energy-Smart Pricing Plan in Illinois demonstrieren, dass Privatkunden weit weniger Schwierigkeiten mit dem dynamischen Tarifmodell hatten als vielleicht erwartet, entsprechend hoch war die Zufriedenheit der Kunden.

Bei laufenden RTP-Programmen in den USA wurden sehr unterschiedliche Ergebnisse bezüglich der Akzeptanz erzielt. Viele Programme erfahren sehr geringen Zuspruch, während einige wenige relativ erfolgreich sind. Der RTP-Tarif von Georgia Power zählt dabei zu den erfolgreichsten Programmen. Neben den regulatorischen Rahmenbedingungen trägt hier ein vielschichtiges Maßnahmenpaket (Risikominimierungsinstrumente, Preisentwicklungsseminare) des Energieanbieters zum Erfolg bei.

Dies wird von Klobasa et al. (2006) bestätigt. Die Begründung der Maßnahmen spiele eine herausragende Rolle.

⁷⁰ Crossley 2008

So könnte je nach Zielgruppe eine Anpassung zur Integration der erneuerbaren Energien oder etwa zur Versorgungssicherheit zu hohen Motivationsgraden führen. Fehlt eine explizite Motivation könne die Teilnahme und Akzeptanz an DR-Programmen sehr niedrig ausfallen.⁷¹ Crossley et al. (2008) stimmt dem zu, klar definierte Ziele seien ausschlaggebend für den Erfolg eines Programms.⁷²

3.2.17 Verbrauchsvariabler Monatstarif

In der Literatur sind nur wenige Beispiele von verbrauchsvariablen Tarifen zu finden. Dies mag daran liegen, dass dieses Tarifmodell in der Regel als Standardtarif angeboten wird (z.B. bei dem California-Anaheim-Critical-Peak-Pricing-Experiment und bei dem Ontario Energy Board Smart Price Pilot). In den aufgeführten Beispielen werden jeweils Monatsverbrauchsstufen angewendet (bei dem Ontario Versuch und dem Anaheim Versuch zwei, in dem Arizona Versuch drei Stufen), wobei sich der Preis bei der darauf folgenden Preisstufe erhöht. Aus Deutschland sind dagegen nur Tarife bekannt, bei denen sich der Preis in der jeweils höheren Jahresverbrauchsstufe reduziert. In den Programmen wurde keine Evaluierung der Wirkung der Tarife vorgenommen, so dass hierzu keine weiteren Aussagen getroffen werden können. Beispiele für lastabhängige oder (alternative) lastvariable Tarife werden in der Literatur nicht beschrieben.

3.2.18 Lastmanagementfunktion

In den USA und in Australien gibt es verschiedene Programme mit direkter Laststeuerung. Lieferanten oder Netzbetreiber können bei diesen Programmen selbst (meist ferngesteuert) Lasten zu- und abregeln oder ganz an- und ausschalten. Die Rahmenbedingungen dieser ferngesteuerten Schaltung sind vertraglich geregelt. Vor allem bei größeren Kunden und komplexeren Aggregaten werden dabei genaue vertragliche Regelungen und Risikoabsicherungen vereinbart. Beispielsweise wird geregelt, ob und wann das Schalten der Lasten vorab angekündigt werden muss.

Bei Programmen mit direkter Laststeuerung (DLC) wird vor allem auf elektrische Warmwasserboiler, Klimaanlage, Swimmingpool-Pumpen bei Privatkunden sowie und auf weitere Aggregate bei Gewerbekunden zugegriffen. Hierbei zeigt sich wieder der große Unterschied zwischen Ländern mit einer hohen Marktdurchdringung der Kälteanlagen und Ländern, in denen solche Geräte kaum vorzufinden sind. Für Deutschland kann jedoch ein Potenzial bei den elektrischen Warmwasserboilern gesehen werden.

Crossley (2008) kommt zu dem Schluss, dass eine direkte Laststeuerung für den Endkunden durchaus attraktiver als die manuelle, anreizbasierte Laststeuerung sein kann, da der Kunde in einem geringeren Maße aktiv sein muss.

⁷¹ Klobasa et al. 2006

⁷² Crossley 2008

Die direkte Laststeuerung sei am besten zur Erzielung von kurzzeitigen Lastreduktionen geeignet. Ein weiterer Vorteil sei die hohe Zuverlässigkeit des Effektes für den Netzbetreiber.⁷³

3.3 Analyse deutscher DR-Programme

Dynamische und zeitvariable Tarife wurden in Deutschland bereits in den 1990er Jahren im Rahmen von verschiedenen Feldversuchen in Eckernförde⁷⁴, Saarland⁷⁵, Rheine⁷⁶ und Freiburg⁷⁷ erprobt und evaluiert. Diese vier Feldversuche werden im Folgenden analysiert.

3.3.1 Teilnahmebedingungen und Kundenrekrutierung

An den vier untersuchten Feldversuchen aus Deutschland nahmen ausschließlich Privathaushalte teil. Dabei lag die Teilnehmerzahl zwischen 100 (Stadtwerke Rheine) und 1.500 (Feldversuch Saarland). Diese Werte sind im internationalen Vergleich überdurchschnittlich. Dies liegt teilweise darin begründet, dass in Deutschland in dieser Zeit die durchführenden Stadtwerke jeweils Monopolist in ihrem Versorgungsgebiet waren und so der Kundenzugang und die Implementierung der Technik relativ einfach waren. Die Kundenrekrutierung erfolgte zumeist über ein Rundschreiben per Post. Aus den Antworten wurden dann die Teilnehmer entsprechend der Vorgaben (Zufallsauswahl oder Auswahl nach bestimmter Geräteausstattung) ausgewählt.

Während im Feldversuch der Eckernförder Stadtwerke eine Zufallsauswahl der Teilnehmer stattfand, wurden für die Freiburger Modellversuche und den Feldversuch der Stadtwerke Rheine die Teilnehmer nach Lastverlagerungspotenzial und Verbrauchsgewohnheiten ausgewählt. Ziel dabei war ein möglichst hohes Lastverlagerungspotenzial für den Versuch zu erschaffen.

Der Anreiz für die Programmteilnahme wurde in allen untersuchten Feldstudien durch die Möglichkeit einer Kosteneinsparung gegeben. Durch eine so genannte Bestabrechnung⁷⁸ waren die Teilnehmer gegenüber einem Kostenanstieg abgesichert. Als weiterer Anreiz zur Programmteilnahme wurden die technischen Geräte umsonst zur Verfügung gestellt.

⁷³ Crossley 2008

⁷⁴ Pilhar et al. 1997

⁷⁵ Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (ATS) 1992

⁷⁶ Voß et al. 1991

⁷⁷ Brand et al. 1990

⁷⁸ Hierbei werden dem Kunden die Mehrkosten gegenüber dem Standardtarif nicht in Rechnung gestellt. Die Minderkosten hingegen im Falle einer Einsparung werden nicht berechnet.

3.3.2 Zeitvariable Tarife

Alle in Deutschland untersuchten Feldversuche hatten zeitvariable Tarife implementiert. Die Anreizfunktion war in allen Fällen der variable Arbeitspreis.

Bei den Freiburger Modellversuchen und der Tarifstudie Saarland kamen hauptsächlich drei Preisstufen zum Einsatz. Die (zusätzliche) dritte Preisstufe sollte die Kunden dazu bewegen in Hochlastzeiten ihren Verbrauch zu mindern. So konnte eine durchschnittliche Lastreduzierung pro Haushalt zu Spitzenlastzeiten zwischen 10 und 12 % erreicht werden. In beiden Feldversuchen wurden die hohen Preisstufen auf die Werktage begrenzt. Bei den Freiburger Modellversuchen wurde zusätzlich mit saisonalen Preiskomponenten gearbeitet. Beide Tarife konnten relativ hohe Lastverlagerungen erzielen. Bei dem Feldversuch im Saarland könnte ein Erfolgsfaktor das Visualisieren des Verbrauchs in einem Display gewesen sein.

Bei den Feldversuchen Eckernförde und Rheine kamen dynamische Tarife zum Einsatz. In Eckernförde wurde der Tarif mit einem Ein-Minuten-Preisgang, in Rheine mit einem Ein-Stunden-Preisgang eingeführt. Die Preise wurden anhand eines Ampelgerätes mit acht bis neun Leuchtdioden kommuniziert. Bei dynamischen Tarifen werden sowohl Tarifmodelle mit stetigen Preisen als auch Tarifmodelle mit Preisstufen verwendet. Beim Eckernförder Tarif wurden beide Preismodelle verwendet. Die Abrechnung des Verbrauchs erfolgte auf Basis von stetigen Preisen. Die Kunden erhielten jedoch nur den Gültigkeitszeitraum von neun Preisstufen, die auf einer Ampel entsprechend angezeigt wurden. Auch bei dem Feldversuch in Rheine wurden die Preise für den Kunden in acht Stufen übersetzt. Im Gegensatz zu vielen internationalen Programmen wurden in Deutschland die Preisstufen unmittelbar angekündigt. Um das Preisrisiko der Kunden zu begrenzen, wurden in beiden Fällen Maximalpreise eingeführt.

Die in Deutschland getesteten zeitvariablen Tarife wurden nicht mit einem Event verknüpft. Eine automatische Steuerung der Geräte wurde kaum eingesetzt. So wurde von den Stadtwerken Eckernförde ein so genannter Stromwertschalter eingeführt. Ängste vor Geräteschäden minderten jedoch die Akzeptanz für den Stromwertschalter. Auch die Stadtwerke Rheine hatten zehn Haushalte mit einem Tarifschaltgerät ausgestattet, welches die „Weiße Ware“ steuerte.

3.3.3 Kundenkommunikation

Generell wurden die Verbrauchsdaten den Kunden über eine monatliche Rechnung zur Verfügung gestellt. In einigen Fällen konnten die Kunden auch an „Displays“ den Verbrauch pro Preisstufe ablesen.

3.3.4 Effekte

Auch die deutschen Feldversuche unterscheiden sich stark in ihren jeweiligen Rahmenbedingungen, Versuchsanordnungen und wissenschaftlichen Evaluationsmethoden. Aus diesem Grund sind vergleichbare Aussagen zu den Effekten schwierig. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die erzielten Effekte.

Tabelle 18: Effekte der analysierten nationalen Programme (Quelle: EnCT)

Tarifbezeichnung	Eckernförder Tarif	Stadtwerke Rheine	Tarifstudie Saarland	Freiburger Modellversuche	
Kundengruppe	Privatkunden	Privatkunden	Privatkunden	Privatkunden	
Tarifmodell	RTP	RTP	ToU	ToU	ToU
Merkmal					Lastfunktion
Lastreduktion gesamt		30 kW	4,5 MW	8 MW	10 MW
Ø Lastreduktion pro Haushalt					
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Spitzenlastzeiten	60 W (entspricht 5 % ⁷⁹)	13,4 %			
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Hochlastzeiten	5 bis 6 %		10 %	12 %	
Energieeinsparung gesamt					
Ø Energieeinsparung pro Haushalt					
Ø Kosteneinsparung pro Haushalt	4,4 %				

Bei den Programmen wurden hohe bis sehr hohe Akzeptanzwerte erreicht. Hier sind besonders der Eckernförder Tarif und der Feldversuch der Stadtwerke Rheine herauszuheben. Allerdings muss gesagt werden, dass die positive Resonanz aufgrund der angewandten Bestabrechnung mit gewisser Einschränkung betrachtet werden muss.

3.3.5 Verlagerungs- und Einsparpotenzial in Deutschland

Die Verlagerungs- und Einsparungswirkung von variablen Tarifen in den USA und Australien können nicht eins zu eins auf Deutschland übertragen werden, denn in diesen Ländern sind Klimaanlage und andere Geräte mit hoher Last und hohem

⁷⁹ Berechnung nach Europäische Kommission 2008

Verbrauch weit verbreitet. Dadurch ist das Verlagerungs- und Einsparpotenzial sehr hoch. In Deutschland ist dieses Potenzial nicht in diesem Umfang vorhanden. Angesichts steigender Ansprüche bezüglich der Temperaturregelung in gewerblichen und privaten Gebäuden ist jedoch abzusehen, dass die verfügbare Last in Zukunft anwächst.

Eine weitere Einschränkung ergibt sich aus gesellschaftlichen Gründen. Durch die Energiekrise in den USA und die Blackouts in Kalifornien ist in der Bevölkerung eine höhere Akzeptanz für neue Tarife und Demand-Response-Programme vorhanden. In der deutschen Bevölkerung hingegen wird ein funktionierendes Energiesystem als eine Selbstverständlichkeit angesehen.

Die in Deutschland durchgeführten Feldtests haben allerdings gezeigt, dass auch hier das Potenzial besteht, Kunden zu Lastsenkungs- oder Lastverschiebungsmaßnahmen zu motivieren.

3.4 Vorschlag von Tarifmodellen für die weitere Untersuchung

3.4.1 Auswahl einzelner Tarifmodelle

3.4.1.1 Kriterien zur Auswahl von Tarifmodellen

Für die weitere Untersuchung ist eine Auswahl an Tarifmodellen zu treffen. Dabei ist zwischen einer Auswahl für die Tarifsimulation und einer Auswahl für die Kosten-Nutzen-Analyse zu unterscheiden. In der in einem späteren Kapitel dargestellten Tarifsimulation werden insbesondere die Auswirkungen einzelner Tarifmodelle auf die Kostenhöhe und -struktur eines durchschnittlichen Haushalts analysiert. Für die Simulation müssen die zu definierenden Variablen wie z.B. die Höhe und Dauer einzelner Preisstufen oder die Höhe einer Laststufe im Vorfeld definierbar sein. Dynamische Tarifmodelle oder die lastbegrenzenden oder -steuernden Tarifprogramme können somit im Rahmen der Simulation nicht analysiert werden. Für die Kosten-Nutzen-Analyse gelten grundsätzlich gleiche Voraussetzungen. Die Rahmenbedingungen müssen klar definierbar sein, um die Anzahl der für die Analyse zu treffenden Annahmen zu minimieren. Bei dynamischen Tarifen werden Marktentwicklungen an den Kunden weitergegeben. U.a. anhand historischer Börsenwerte lassen sich für einen dynamischen Tarif vergleichsweise fundierte Annahmen treffen. Lediglich lastbegrenzte und -steuernde Tarifmodelle bieten aufgrund des versorgerspezifischen Handlungsrahmens auch hier keine hinreichende Basis für eine Analyse.

3.4.1.2 Auswahl von Tarifmodellen zur Simulation

Für die Tarifsimulation haben sich der Auftraggeber und die Projektpartner auf folgende Tarifmodelle festgelegt:

- Zeitvariable Tarife („Time of Use“)
- Zeitvariable Tarife mit Events (“Critical Peak Pricing”, ToU mit zusätzlichen Events)
- Lastvariabler Tarif

3.4.1.3 Auswahl von Tarifmodellen für die Kosten-Nutzen Analyse

Für die Kosten-Nutzen Analyse haben sich der Auftraggeber und die Projektpartner auf folgende Tarifmodelle festgelegt:

- **Zeitvariable Tarife** („Time of Use“)
- **Zeitvariable Tarife mit Events** (“Critical Peak Pricing”, ToU mit zusätzlichen Events)
- **Dynamischer Tarif (Real Time Pricing)**

3.5 Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel untersuchten und klassifizierten variablen Tarife unterscheiden sich hinsichtlich der variablen Tarifbestandteile. Tabelle 19 zeigt die untersuchten Tarife und die jeweiligen variablen Tarifbestandteile.

Tabelle 19: Tarifmodelle (Quelle: EnCT)

	Tarifmodell	variable Tarifbestandteile	Bemerkungen
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif	Arbeitszeit in Preisstufen nach Tageszeit, Wochentag, Saison	
	(Time of Use, ToU)		
	zeitvariabler Tarif mit Events, kurz: Event-Tarif	Arbeitspreis in Preisstufen nach Tageszeit, Wochentag, Saison plus Eventtagen	Eventpreis kann sowohl höher als auch niedriger wie der reguläre Preis sein
	(Critical Peak Pricing, CPP)		
	Tarif mit dynamischen Preisstufen, kurz: Dynamischer Tarif	tagesaktuelle Preisstufen	Preisstufen und Gültigkeit werden Tag vorab bekannt gegeben
	(Real Time Pricing, RTP)		
Last-/ Verbrauchsvariable Tarife	Lastbegrenzter Tarif	Arbeitspreis in Abhängigkeit der Maximallast	bei Überschreitung kurzfr. Versorgungsabbruch
	Lastvariabler Tarif	Arbeitspreis mit 2 alternativen Preisstufen	Arbeitspreis 1 gilt bis zu definierten Last (1/4-Std.), sonst Arbeitspreis 2
	Verbrauchsvariabler Monatstarif	Arbeitspreis mit 2 bis 3 additiven Preisstufen pro Monat	Arbeitspreis 1 gilt bis zu definierten Monatsverbrauch, für den weiteren Verbrauch gilt Arbeitspreis 2
	Verbrauchsvariabler Jahrestarif	Arbeitspreis mit 2 bis 3 alternativen Preisstufen	Arbeitspreis gilt für definierten Jahresverbrauch
	Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)	Arbeitspreis als Funktion des Lastmanagement	Ein Dritter (Netz, Lieferant, DL) greift eventbasiert unmittelbar in die Betriebsführung einzelner Lasten ein; Ausprägungen: Abschalten, Einschalten, Fernparametrieren

Die genannten Tarife sind auf Grund ihrer Charakteristika unterschiedlich gut geeignet, die Ziele Energieeinsparung, Lastgangmodifikation, Marktbeteiligung und Individualisierung zu erreichen. Zeitvariable Tarife eignen sich gut für eine mittelfristige Lastgangmodifikation, wie sie z.B. für eine Optimierung des Kraftwerkparks angestrebt wird. Eventtarife und insbesondere dynamische Tarife

liefern zudem einen eher kurzfristigen Nutzen. Somit lassen sich z.B. die Kunden an kurzfristigen Marktereignissen beteiligen oder eine fluktuierende Erzeugung besser in den Bilanzkreis integrieren. Eventtarife erreichten in den analysierten Feldtests auch die höchsten Spitzenlastreduktionen von im Einzelfall fast 50 %. Last- bzw. verbrauchsvariable Tarife können mit Ausnahme der Direkten Laststeuerung dagegen auch für das Ziel Energieeinsparung eingesetzt werden, zur Lastgangmodifikation und Marktbeteiligung hingegen nur indirekt.

Des Weiteren sind die erreichbaren Lastgangmodifikationen abhängig von der eingesetzten Technik. Eine automatisierte Steuerung von Haushaltsgeräten kann einen erheblichen positiven Einfluss auf die möglichen Effekte haben.

Die Verlagerungs- und Einsparwirkung von variablen Tarifen in den USA und Australien muss mit Vorsicht betrachtet werden. In diesen Ländern sind Klimaanlage und andere Geräte mit hoher Last weit verbreitet und der Durchschnittsverbrauch ist etwa um den Faktor 3 höher als in Deutschland. Das Verlagerungs- und Einsparpotenzial ist dadurch deutlich höher als in Deutschland.

Bei den in Deutschland in den 1990er Jahren durchgeführten Feldversuchen wurden durchschnittliche Lastreduktionen pro Haushalt von 5 bis 12 % erreicht. Die prozentualen Energieeinspar- und Verlagerungseffekte sind nicht dokumentiert worden. Durch die sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Tarifmodelle sind generelle Aussagen über Einspar- und Verlagerungspotenziale nicht möglich. Betrachtet man die erzielten Effekte vor dem Hintergrund der damals vorhandenen Technik, so lässt sich vermuten, dass variable Tarife in Verbindung mit geeigneter Technik heute durchaus auch in Deutschland beachtliche Verlagerungseffekte erzielen können.

Sowohl die in den weiteren Arbeitspaketen folgende Tarifsimulation als auch die Kosten-Nutzen Analyse sind nicht auf alle diskutierten Tarifmodelle anwendbar. Für die Tarifsimulation müssen, um belastbare Analyseergebnisse zu erzielen, die zur Simulation verwendeten Variablen eindeutig definierbar sein – für dynamische Tarifmodelle ist dies nicht gegeben. Im Rahmen der Kosten-Nutzen Analyse kann für das Real Time Pricing auf Basis historischer Werte eine belastbare Datengrundlage für die Entwicklung von Marktpreisen geschaffen werden. Somit unterscheidet sich die Auswahl an Tarifmodellen für die Simulation und für die Kosten-Nutzen Analyse.

4 Effizienzpotenziale und Akzeptanz last- und zeitvariabler Tarife

In diesem Kapitel werden die Einspar- und Verlagerungspotenziale der im vorherigen Kapitel definierten Tarifmodelle ermittelt sowie die jeweilige Kundenakzeptanz untersucht. Dazu werden in Kapitel 4.1 Studien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial analysiert. In Kapitel 4.2 werden ausgewählte Tarifmodelle unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse von nationalen und internationalen Demand-Response-Programmen hinsichtlich ihres monetären Kundennutzens simuliert und ausgewertet. In Kapitel 4.3 werden die zur Kundenakzeptanz und Kundenerwartung verfügbaren Studien ausgewertet. Als Ergebnis wird die Vorteilhaftigkeit einzelner Tarifmodelle bewertet.

4.1 Studien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial

Ziel dieses Kapitels ist es, das Einspar- und das Verlagerungspotenzial von variablen Tarifen in Deutschland anhand einer Analyse von Potenzialstudien zu ermitteln. Potenzialstudien modellieren oder berechnen auf Basis von Schätzungen ein technisches oder ökonomisches Potenzial.

Das Einspar- und Verlagerungspotenzial ist in verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich ausgeprägt. Dies zeigen die Ergebnisse der Auswertung internationaler Feldversuche (vgl. Kapitel 2.2). In Skandinavien, den USA und Australien ist dieses Potenzial durch Klimageräte beziehungsweise elektrische Heizungen (Skandinavien) sehr viel größer als in Deutschland. Um eine spezifische Potenzialabschätzung für Deutschland zu erhalten, wird aus diesem Grund in der Analyse der Fokus auf deutsche Potenzialstudien gelegt.

Potenzialstudien, die explizit die deutschen Rahmenbedingungen berücksichtigen, sind jedoch nur in geringer Anzahl erstellt worden. Ingo Stadler hat in seiner Habilitation den potentiellen Beitrag verhaltensbedingter Lastverschiebungen in Haushalten zum Demand Response in Deutschland untersucht⁸⁰. Auf der europäischen Ebene hat das Consulting-Haus Capgemini in Kooperation mit VaasaETT und Enerdata eine Studie erstellt, die das Potenzial von Demand-Response-Programmen berechnet. Marian Klobasa hat in seiner Dissertation „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“ und in weiteren Schriften⁸¹ das Verlagerungspotenzial von Geräten berechnet.

⁸⁰ Europäische Kommission 2008

⁸¹ vgl. Klobasa 2006

Weiter wurde die Studie „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“ vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste erstellt. Auch diese enthält eine Potenzialabschätzung für das Verlagern der Nutzung von Haushaltsgeräten. Die Ergebnisse der Studien werden im Folgenden vorgestellt. Voran geht eine Definition von wesentlichen Begriffen.

4.1.1 Definitionen

Besonders im englischsprachigen Raum wird häufig nicht eindeutig zwischen einem Energieeinspareffekt und einer Lastverlagerung unterschieden. Die nachfolgenden Definitionen bieten eine klare Abgrenzung dieser Begriffe.

Eine **Einsparung** bezieht sich auf einen relativ langen Bezugszeitraum (Monat, Jahr), in dem der Energieverbrauch reduziert wird. Die summierte Energieeinsparung wird in kWh angegeben.

Im Gegensatz zu Einspareffekten bezieht sich eine **Lastverlagerung** auf einen kurzen Zeitraum ($\frac{1}{4}$ -Std. bis mehrere Std.). Die Verlagerung wird meistens in kW gemessen. Eine Lastverlagerung impliziert nicht einen Einspareffekt, da die verlagerte Last meist zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird.

4.1.2 Potenzialstudien

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse der analysierten Potenzialstudien, die das Einspar- und Verlagerungspotenzial für Deutschland berechnet haben, dargelegt.

Stadler (2005)

Ingo Stadler hat in seiner Habilitation „Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energie“ den potentiellen Beitrag verhaltensbedingter Lastverschiebungen in Haushalten zum Demand Response in Deutschland untersucht⁸². Unter der Annahme, dass variable Tarife Anreize für verhaltensbedingte Lastverschiebungen bieten, kann das von Stadler berechnete Potenzial durchaus aufschlussreiche Erkenntnisse in Bezug auf das Verlagerungspotenzial von variablen Tarifen geben.

In seiner Betrachtung geht Stadler davon aus, dass sich bis auf die Anwendungen Elektroherd, Beleuchtung, Fernsehen und Sonstige alle Anwendungen für Demand Response eignen. Der Verbrauch dieser Anwendungen entspricht nach seinen Berechnungen für Deutschland rund 81,2 TWh/a.

⁸² Europäische Kommission 2008

Von diesen Anwendungen sind über eine Beeinflussung des Nutzerverhaltens nur die Waschmaschine, der Wäschetrockner und der Geschirrspüler regelbar. Dieses durch verändertes Nutzungsverhalten entstehende Potenzial wird bei Stadler als Regelleistung bezeichnet. Regelleistung ist damit eine installierte Verbraucherleistung, die zur Lieferung von Regelenergie eingesetzt werden kann. Eine kurzfristige Verbrauchsreduzierung kann somit positive Regelenergie liefern. Um als Potenzial für die vom ÜNB nach § 22 EnWG zu beschaffende Regelenergie zur Verfügung zu stehen, müssten die Geräte über den ÜNB gesteuert und während ihrer Betriebszeit ab- und zugeschaltet werden können. Daher ist derzeit ein Einsatz in der Primär-, Sekundärregelung oder Minutenreserve nicht möglich.

Die zur Verfügung stehende Regelleistung ist anhand von Nutzungsprofilen ermittelt worden. Bei einer maximal möglichen Flexibilisierung der Lastgruppen Waschmaschine, Wäschetrockner und Spülmaschine entspricht die maximal mögliche **positive Regelleistung** dem Lastprofil der Anwendungen und somit über ein Jahr aggregiert dem Gesamtverbrauch dieser Anwendungen von **15,2 TWh**. (vgl. Abbildung 6).

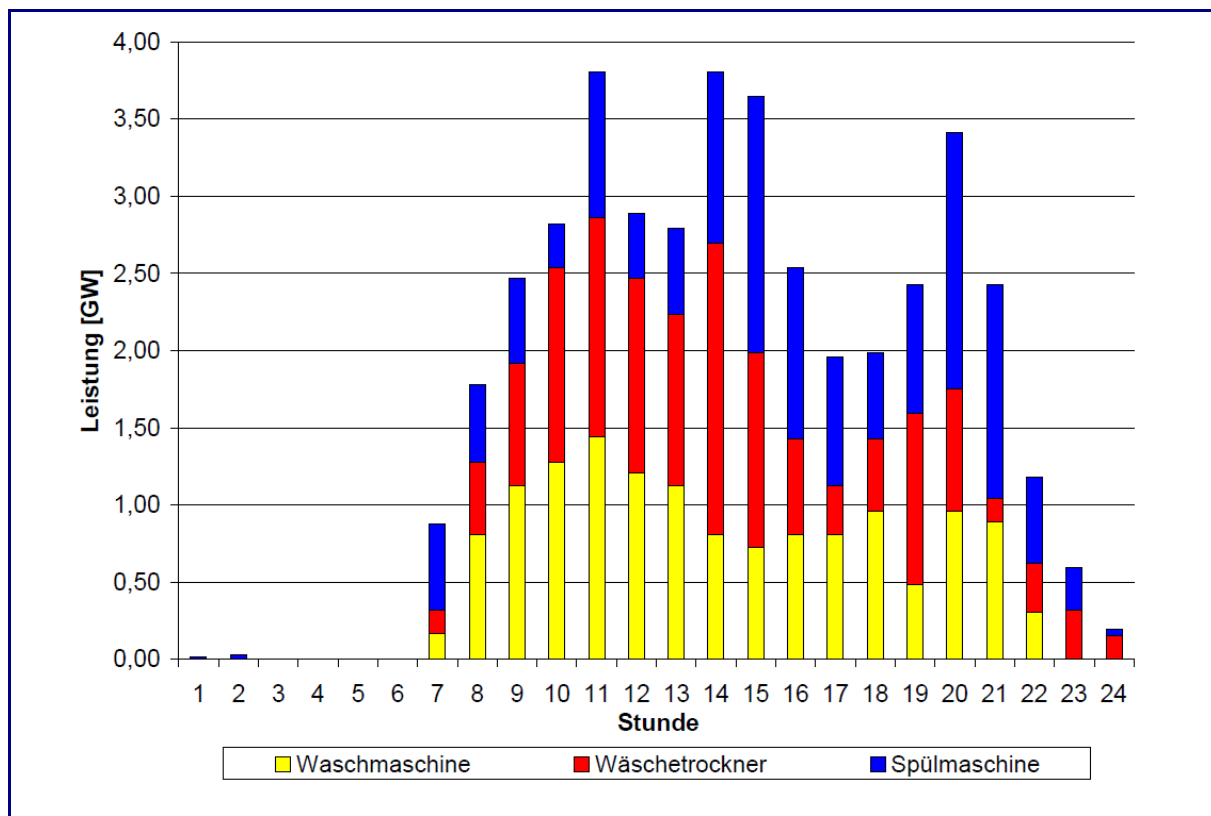


Abbildung 6: Normierter Tagesenergiebedarf bzw. Lastprofil für Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen. Dies entspricht der theoretisch zur Verfügung stehenden positiven Regelleistung (Quelle: Stadler 2005)

Für eine Abschätzung der **negativen Regelleistung** wird von einer maximalen Flexibilität, einer Betriebsdauer von zwei Stunden und einer Verschiebungsmöglichkeit von nur 24 Stunden ausgegangen. In seinen Berechnungen kommt Stadler zu dem Ergebnis, dass die negative Regelleistung durch die Anwendungen Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler maximal **20,8 GW** beträgt (vgl. Abbildung 7).

Für einen Einsatz als Primärregelleistung zur Bereitstellung zur Primärregelenergie ist diese Art des Demand-Response jedoch nicht geeignet, da dafür die Geräte während des Betriebes unterbrochen werden müssten. Diese Möglichkeit ist nach Stadler jedoch relativ einfach in die Geräte zu implementieren.

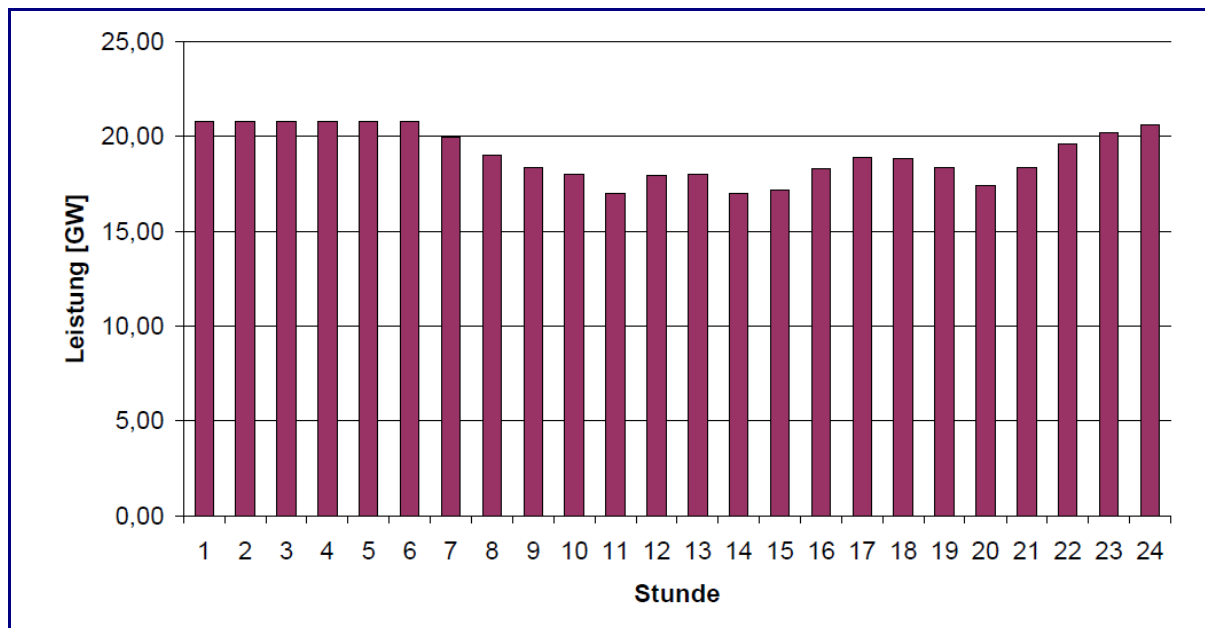


Abbildung 7: Theoretisch zur Verfügung stehende negative Regelleistung (Quelle: Stadler 2005)

CapGemini et al. (2008)

Die Studie des Consulting Hauses CapGemini wurde in Kooperation mit VaasaETT und Enerdata erstellt. Sie untersucht als einen Teilaspekt die Einsparpotenziale und Verlagerungspotenziale, die durch Demand Response – darunter fallen auch variable Tarife - generiert werden können. Dabei bezieht sie sich auf die Staaten der EU-15. Es wird in der Analyse zwischen Energieeinsparung, CO₂-Einsparung und vermiedenen Investitionen in Spitzenlastkraftwerke unterschieden.⁸³

Die Studie unterscheidet ein dynamisches Szenario von einem moderaten Szenario. Das dynamische Szenario ist durch eine bestmögliche Anpassung der Demand-Response-Programme an die EU 2020 Ziele charakterisiert.

⁸³ Capgemini Consulting 2008

Dazu gehört eine vollständige Einführung von Smart Metern, eine vollständige Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und eine vollständige Einführung von energiesparenden Haushaltsgeräten. Das moderate Szenario nimmt den aktuellen Kurs des europäischen Energiemarktes als gegeben an und geht von der Annahme aus, dass nur 40 % der für die Erreichung der EU2020-Ziele notwendigen Maßnahmen durchgeführt werden. Diese beinhalten eine partielle Implementierung von Smart Metern, Demand-Response-Programmen, notwendigen politischen und regulatorischen Maßnahmen und energiesparenden Haushaltsgeräten.⁸⁴

Generell verweisen die Autoren darauf, dass die Einsparungen von einer Vielzahl von Variablen abhängig sind. Dazu gehören die Verhaltensanpassung an Demand-Response-Programme (in Abhängigkeit von sozialen und kulturellen Unterschieden), das Verbrauchsniveau, die Menge der Verbraucher, der aktuelle Mix der Basis- oder Spitzenproduktion und weitere. Betrachtet man diese Variablen, so kommt man zu dem Ergebnis, dass Länder, die schon die ersten Schritte in Richtung dynamisches Szenario durchgeführt haben, vergleichsweise geringe Einsparpotenziale erzielen können.⁸⁵

Die Studie kommt für Deutschland zu dem Ergebnis (vgl. Abbildung 8), dass unter der Voraussetzung des dynamischen Szenarios ein Äquivalent des Energieverbrauchs von 5,5 Großstädten eingespart werden kann. Dies entspricht einer Energieeinsparung von 45,1 TWh/a. Dabei können 14 TWh/a an Spitzenlastenergie eingespart werden. Unter den Rahmenbedingungen des moderaten Szenarios können nur 2 TWh/a Spitzenlastproduktion vermieden werden. Dabei hat Deutschland unter den Staaten der EU-15 das größte Einsparpotenzial zu Bedingungen des dynamischen Szenarios.⁸⁶

⁸⁴ Capgemini Consulting 2008

⁸⁵ Capgemini Consulting 2008

⁸⁶ Capgemini Consulting 2008

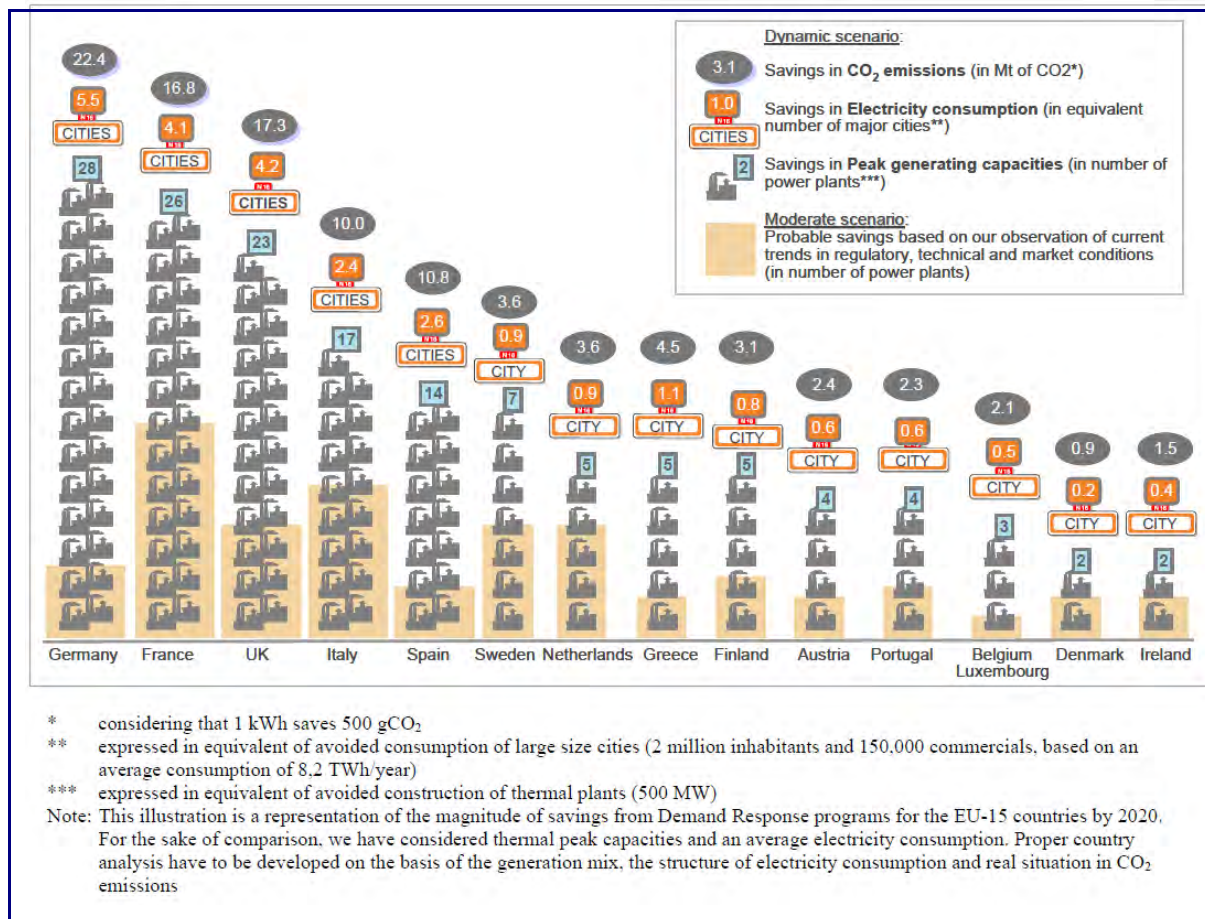


Abbildung 8: Einsparungen in den EU-15 Ländern im Jahr 2020 (CapGemini 2008)⁸⁷

WIK et.al. (2006)

Die Studie von WIK et al. „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“⁸⁸ zeigt energiewirtschaftliche und IKT-seitige Potenziale auf und gibt Handlungsempfehlungen für eine Konvergenz dieser beiden Bereiche. Als Teilschritt wurde vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI eine Potenzialanalyse durchgeführt. Ziel dieser Potenzialanalyse ist es, das monetäre Potenzial eines direkten Lastabwurfs (durch abschaltbare Stromverbraucher) für den Strommarkt und Reserveleistungsmärkte zu berechnen. Dafür wurde das Strommarktmodell Power-ACE eingesetzt. Die Autoren nehmen für die Rahmendaten die in Abbildung 9 dargestellten Werte an.

⁸⁷ Capgemini Consulting 2008

⁸⁸ Franz et al. 2006

Branche	Technologie	Leistung MW	Abwurfleistung pro Einheit MW	Max. Verschiebung h	Anzahl Abwürfe pro Jahr
Chemie	Chloralkalielektrolyse	260	14	4	20
Papier	Papiermaschine	100	2	4	20
Papier	Streichen und Kalandern	60	1	1	20
Papier	Refiner und Schleifmaschinen	400	10	8	40
Papier	Aufbereitung	250	1	2	20
NE-Metalle	Aluminium-Schmelzflusselektrolyse	300	10	4	20
NE-Metalle	Kupfer-Affinierung	7,5	1	4	20
Eisen-Stahl	Elektrostahlofen	400	30	4	20
Zement	Rohstoff- und Zementmühlen	180	2	8	40
Haushalte	Waschmaschine	487	0,000033	24	unbegrenzt
Haushalte	Spülmaschine	427	0,000031	24	unbegrenzt
Haushalte	Wäschetrockner	538	0,000374	24	unbegrenzt
Haushalte	Kühlschrank	353	0,000027	1	unbegrenzt
Haushalte	Kühl-Gefrier-Gerät	194	0,000033	1	unbegrenzt
Haushalte	Gefrier-Gerät	358	0,000033	1	unbegrenzt
Haushalte	Elektroherd	191	0,000032	1	unbegrenzt

Datenquelle: Fraunhofer ISI, WIK-Consult

Abbildung 9: Technische Daten der Potenziale im Bereich Lastmanagement (Quelle: WIK et al. 2006)

In der Gesamtanalyse unterscheidet die Studie zwischen Haushaltsgeräten mit Verschiebungsdauern von bis zu 24 Stunden und solchen mit einer stark eingeschränkten Verschiebungsdauer von maximal einer Stunde. Für die Geräte mit einer Verschiebungsdauer von bis zu 24 Stunden ergeben sich jährliche Kosteneinsparungen in der Größenordnung zwischen 0,62 und 3,76 €. Eine Ausnahme bildet der Wäschetrockner mit bis zu 33 € Kosteneinsparungen pro Jahr. Auf den Reservemärkten wäre ein Einsatz dieser Geräte weniger hilfreich, da sehr große Gerätepools gebildet werden müssten. Der monetäre Vorteil liegt dabei bei bis zu 4 € (Wäschetrockner: max. 48 €).

Geräte mit einer stark eingeschränkten Verschiebungsdauer generieren pro Jahr lediglich einen monetären Vorteil von 0,50 €. Franz et al. kommen in Bezug auf Haushaltsgeräte zu dem qualitativen Ergebnis, dass das Verlagerungspotenzial aufgrund der geringen Geräteleistungen im Vergleich zu industriellen Anwendungen gering ist. Auf den Reservemärkten liegen die jährlichen Kosteneinsparungen bei 2 bis 4 € pro Gerät. Kühl- und Gefriergeräte haben dabei den Vorteil, dass rund um die Uhr Leistung abgeworfen werden kann. Auch hier treten jedoch Kosten für „Pooling“ auf.

Marian Klobasa (2007)

Marian Klobasa untersuchte die Möglichkeiten des Lastmanagements zur Integration von Windenergie⁸⁹. Dabei liegt – ähnlich wie in den anderen Studien – der Fokus nicht ausschließlich auf variablen Tarifen.

Nach Klobasa teilt sich das Lastmanagementpotenzial in ein technisches und ein ökonomisches auf. Um das technische Verlagerungspotenzial zu ermitteln, wurde zunächst der Strombedarf analysiert. Dabei wurde der Haushaltsstrombedarf anhand von statistischen Daten ermittelt.⁹⁰

Im nächsten Schritt wurden solche Anwendungen erfasst, die über Speicher verfügen, zeitlich verlagerbar oder abschaltbar sind. Anwendungen mit Speicher sind meist Kälte- oder Wärmeanwendungen. Bei zeitlich verlagerbaren Anwendungen muss der Strombedarf zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden, abschaltbare Anwendungen müssen ihren Strombedarf nicht nachholen.⁹¹

Das Lastmanagementpotenzial hängt weiterhin von der möglichen Vorankündigungsdauer und der Verfügbarkeit ab. Die Verfügbarkeit von einem Lastverlagerungspotenzial ist sowohl tageszeitlich als auch saisonal abhängig.⁹²

Als Ergebnis erhält Klobasa durch eine Aggregation der gemäß der Rahmenbedingungen verfügbaren Lasten der Geräte die maximal verlagerbare Leistung und den Lastverlauf der Verlagerungspotenziale. Der Anteil der flexibel verlagerbaren Leistung muss für jede Anwendung abgeschätzt werden.⁹³

Verschiedene von Klobasa analysierte Feldversuche zeigten, dass die Anwendungen Waschen, Trocknen und Spülen besonders flexibel gestaltet werden können. Auch Kühl- und Gefrieranwendungen seien technisch gesehen für eine Verlagerung geeignet. Das von Klobasa berechnete Lastverlagerungs- bzw. Verschiebepotenzial wird in Abbildung 10 dargestellt.

⁸⁹ Klobasa 2007

⁹⁰ Klobasa 2007

⁹¹ Klobasa 2007

⁹² Klobasa 2007

⁹³ Klobasa 2007

Anwendung	spezif. Verbrauch p.a.	Marktdurchdringung	Gebrauchshäufigkeit ¹⁾	Spitzenleistung ²⁾	Verbrauch pro Gebrauchsvorgang	Verschiebepotenzial je HH und Monat
	(kWh)	(%)		(kW)	(kWh)	(kWh)
Waschmaschine	150,0	95,0	12,2 Waschvorgänge pro Monat	2,3	1,0	11,6
Wäschetrockner	280,0	34,0	9,7 Trockenvorgänge pro Monat	3,1	2,4	7,9
Geschirrspüler	215,0	52,0	3,8 Spülvorgänge pro Woche	2,3	1,1	8,7
Kühlschrank	262,8	99,0	8 Stunden pro Tag	0,09		21,7
Gefrierschrank	350,4	75,0	8 Stunden pro Tag	0,12		21,9

Abbildung 10: Verschiebepotenzial pro Haushalt (Quelle: Klobasa 2006)⁹⁴

Das technische Verschiebepotenzial wird durch das ökonomische Potenzial weiter eingeschränkt. Für den Haushaltsbereich gehe es dabei, so Klobasa, vor allem um Komforteinschränkungen und Kosten⁹⁵. Nachdem das technische und das ökonomische Potenzial abgeschätzt ist, müssen weitere Hemmnisse und Marktunvollkommenheiten in die Betrachtung integriert werden⁹⁶.

Für den Haushaltsbereich liegt das Verschiebepotenzial vor allem in den großen Haushaltsgeräten (Waschmaschine, Geschirrspülmaschine, Wäschetrockner, Kühlschrank und Gefrierschrank).

Für Deutschland berechnet Klobasa ein durchschnittliches Verschiebepotenzial von 72 kWh pro Haushalt. Aggregiert über die bundesdeutschen Haushalte ergibt das ein Verlagerungspotenzial von 2,8 TWh pro Monat. Weitere mögliche Anwendungen für ein Lastmanagement sind elektrische Heizungen und die elektrische Warmwasserbereitung. Diese Anwendungen werden jedoch bereits genutzt oder seien aus ökologischen Gründen kaum vorteilhaft.⁹⁷

⁹⁴ Klobasa 2006

⁹⁵ Klobasa 2007

⁹⁶ Klobasa 2007

⁹⁷ Klobasa 2007

Fazit

Tabelle 20 fasst die Ergebnisse der verschiedenen Potenzialstudien zusammen.

Tabelle 20: Ergebnisübersicht Potenzialstudien für Deutschland (Quelle: EnCT)

Quelle	Potenzial		Anteil am Jahresenergieverbrauch der deutschen Haushalte für Wohnen ⁹⁸		Rahmenbedingungen
	Einsparung	Verlagerung	Einsparung	Verlagerung	
Stadler	k.A.	15,2 TWh/a	k.A.	10,8 %	Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler als „regelbar“ angenommen
CapGemini	45,1 TWh/a	14 TWh/a	32 %	9,9 %	unter Annahme eines dynamischen Szenarios
WIK et. al.	k.A.	gering im Vergleich zum Gewerbe	k.A.	k.A.	Berechnung des monetären Einsparungspotenzials
Klobasa	k.A.	33,6 TWh/a	k.A.	23,8 %	Berechnung des maximalen Lastverlagerungspotenzials und Schätzung des Anteils der flexibel verlagerbaren Leistung für jede Anwendung

4.2 Simulation von Tarifmodellen

4.2.1 Vorgehen Tarifsimulation

Die Definition einzelner Tarifmodelle und die Entscheidung, diese am Markt anzubieten, obliegt dem Lieferanten. Jedes Tarifmodell steht dabei mit den ebenfalls für das Versorgungsgebiet am Markt befindlichen Produkten unterschiedlicher Wettbewerber in Konkurrenz. Ein Lieferant entscheidet sich zum Angebot eines Tarifmodells, wenn der spezifische Produkt-Businesscase zu einem positiven Ergebnis führt. Wesentlich dafür sind einerseits die mit dem Produkt einhergehenden Kosten u.a. für die Prozesse Beschaffung, Transport, Vertrieb und Abrechnung, andererseits die unterstellte, für die Kaufentscheidung des Kunden maßgebliche Kundenakzeptanz.

⁹⁸ Der temperaturbereinigte Energieverbrauch der Haushalte für die Nutzung „Wohnen“ des Energieträgers Strom wird für Haushalte mit der Nutzung „Wohnen“ vom Bundesamt für Statistik mit 509 Petajoule bzw. 141 TWh im Jahr 2006 angegeben (Europäische Kommission 22.11.2007).

Für die mit der Höhe der Reduktion des Energieverbrauchs oder der Modifikation des Lastgangs einhergehende Ersparnis an Energiekosten ist eine positive Korrelation zur Kundenakzeptanz unterstellbar. Primäres Ziel der Simulation einzelner Tarifmodelle ist eine vergleichende Analyse der Kosten für verschiedene Kundengruppen. Die Analyse der mit dem Angebot eines last- oder zeitvariablen Tarifmodells einhergehenden Kosten für einen Lieferanten erfolgt in Kapitel 4.4.

Für die Tarifsimulation werden folgende Aspekte im Vorfeld definiert:

- Lastgang
- Tarifmodell
- Kundenreaktion

Für die Tarifsimulation wird für Privatkunden ein dynamisiertes Standardlastprofil H0 eines deutschen Durchschnittshaushalts mit 3.165 kWh Jahresverbrauch (destatis, 2005) zugrunde gelegt. Eine Betrachtung für 1- und 5-Personen-Haushalte folgt in der Analyse in Kapitel 4.2.3. Im Anschluss daran werden in Kapitel 4.2.4 die Simulationsergebnisse für Geschäftskunden (Standardlastprofil G0) dargestellt.

Im Rahmen der Definition des **Tarifmodells** werden die Anzahl, die Höhe und die Gültigkeitsdauer einzelner Preis- und Eventpreisstufen oder die Höhe und Dauer einzelner Last- oder Verbrauchsstufen für ein Tarifmodell festgelegt. Somit sind die in Kapitel 3.4 ausgewählten zeit-, last- und verbrauchsvariablen Tarifmodelle simulierbar. Lediglich die laststeuernden Programme Direct Load Control und lastbegrenzter Tarif lassen sich im Rahmen der Simulation aufgrund ihrer versorgerspezifischen Handhabung und somit fehlender Übertragbarkeit der Ergebnisse nicht betrachten. Im Fokus der in diesem Kapitel dargestellten Simulation stehen zeit- und lastvariable Tarife.

Über die Definition der **Kundenreaktion** können unterschiedliche Verhaltensmuster von Kundengruppen berücksichtigt werden. Dabei sind für die jeweiligen Preis- und Laststufen sowohl Verlagerungseffekte als auch Einspareffekte zu berücksichtigen. Im Rahmen der im Folgenden dargestellten Tarifsimulation wurden für die Definition unterschiedlicher Kundenreaktionen Annahmen getroffen, die auf den in den Kapiteln 3.2 und 3.3 dargestellten Ergebnissen aus internationalen und nationalen Studien basieren. Dabei wird zwischen einer schwachen und starken tarifspezifischen Reaktion unterschieden, die jeweils im Bereich der ermittelten minimalen bzw. maximalen Kundenreaktion liegt. Für die schwache Reaktion wird angenommen, dass sie der durchschnittliche Kunde bei erwartetem Verhalten realisiert. Die starke Reaktion spiegelt ein unter großem Engagement erzielbares Verschiebe- und Einsparpotenzial wieder. So soll eine mögliche Bandbreite der ökonomischen Effekte je nach Kundenteilnahme wiedergespiegelt werden. Diese Annahmen werden auch von den in Kapitel 4.1.2 analysierten Potenzialstudien gestützt.

Als **Vergleichsbasis** für die Simulation wird ein Standardtarif mit einem Arbeitspreis von 20,00 ct/kWh herangezogen (siehe Tabelle 21). Für den Durchschnittshaushalt

mit 3.165 kWh ergeben sich hieraus jährliche Kosten von 633 €. Die variablen Tarife wurden über ihre Preis-/Laststufen und Zeitzonen so gestaltet, dass sie zunächst kostenneutral sind, das heißt, dass einem Kunden, dessen Verbrauchsprofil dem Standardlastprofil entspricht, die gleichen Kosten entstehen wie mit dem Standardtarif. Eine Grundgebühr wird nicht berücksichtigt, weil nur die monetären Effekte von variablen Arbeitspreisen untersucht werden. Angegebene Kosten sind also rein verbrauchsabhängige Kosten.

Tabelle 21: Vergleichsbasis der Simulation für Privatkunden (Quelle: EnCT)

Jahresstromverbrauch	Arbeitspreis	Jahresstromkosten	Standardlastprofil
3.165 kWh	20,00 Ct/kWh	633 €	H0 dynamisiert

4.2.1.1 Zeitvariabler Tarif mit zwei Preisstufen

Die Schaltzeiten des zeitvariablen Tarifs mit zwei Preisstufen werden auf 7 Uhr und 20 Uhr gelegt. Tagsüber gilt eine höhere Preisstufe. Um auch eine Verlagerung in das Wochenende zu stimulieren, ist das Wochenende hier von der hohen Preisstufe ausgenommen. Für die Gestaltung eines kostenneutralen Tarifs wird, wie oben beschrieben, von einem Basis-Arbeitspreis von 20,00 Ct/kWh ausgegangen. Angelehnt an marktübliche Tag/Nacht-Tarife (siehe z.B. Regionalwerk Bodensee) soll der Tarif eine Preisspreizung von sechs Ct/kWh aufweisen. Unter diesen Bedingungen ergeben sich die Preisstufen 16,79 Ct/kWh und 23,79 Ct/kWh. Abbildung 11 stellt den Tarif anschaulich dar.

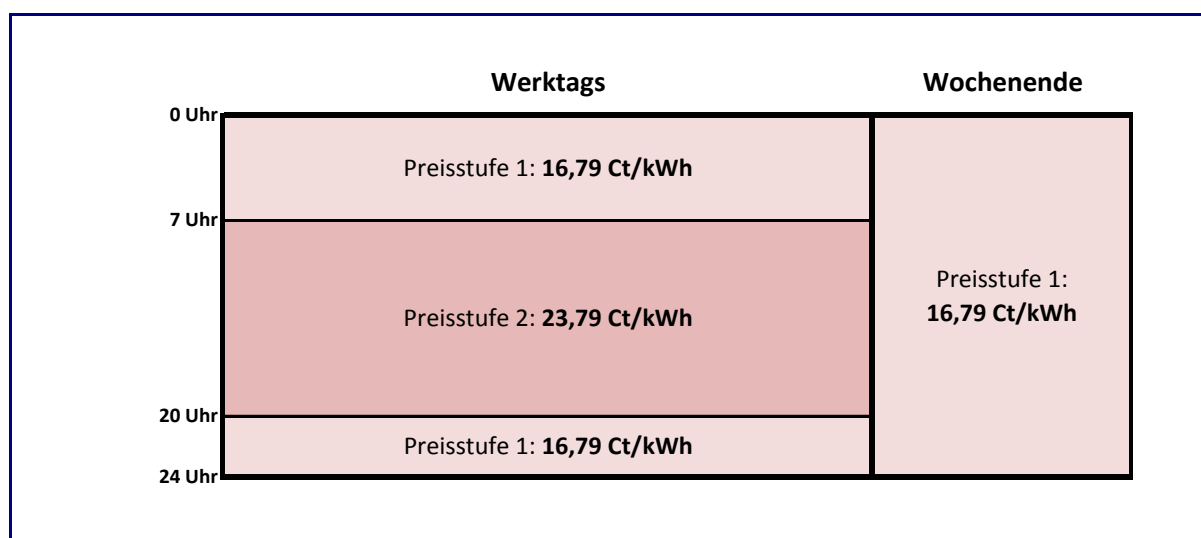


Abbildung 11: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT)

Für die Simulation werden, wie einleitend erwähnt, eine schwache und eine starke Kundenreaktion, d.h. Energieeinsparung und Lastverlagerung, angenommen. Die Reaktionsfunktion ist in Tabelle 22 veranschaulicht.

Die Last in der Hochpreisstufe wird um 5 % bzw. 10 % reduziert. 1,5 % bzw. 3 % dieser Reduktion werden innerhalb desselben Tages in die Niedrigpreisstufe bzw. in das Wochenende verlagert. 3,5 % bzw. 7 % des Verbrauchs in der Hochpreisstufe werden eingespart. Dies entspricht einer Senkung des Jahresverbrauchs um 1,6 % bzw. 3,2 %.

Tabelle 22: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion:	Verlagerung		verbleibende kurzfristige Einsparung:	gesamte jährliche Einsparung:
			innerhalb des Tages	in das Wochenende		
schwache Reaktion	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%	1,60 %
starke Reaktion	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%	3,20 %

Resultierend aus den getroffenen Annahmen zur Kundenreaktion ergeben sich für den Kunden mögliche Kosteneinsparungen zwischen 13,49 €/a bzw. 2,1 % (schwache Reaktion) und 26,87 €/a bzw. 4,2 % (starke Reaktion) bezogen auf die Kosten ohne Kundenreaktion. Der Effekt der Kundenreaktionen auf den Lastgang ist in Abbildung 12 dargestellt. Dabei wird die durch den zeitvariablen Tarif angeregte Lastsenkung während eines Tages dem Verbrauchsverhalten des Kunden gemäß dem Standard-Lastprofil H0 gegenüber gestellt. Die durch Verlagerung erwirkte Lastanhebung während der Nacht ist vor allem an der abendlichen Verbrauchsspitze zu erkennen.

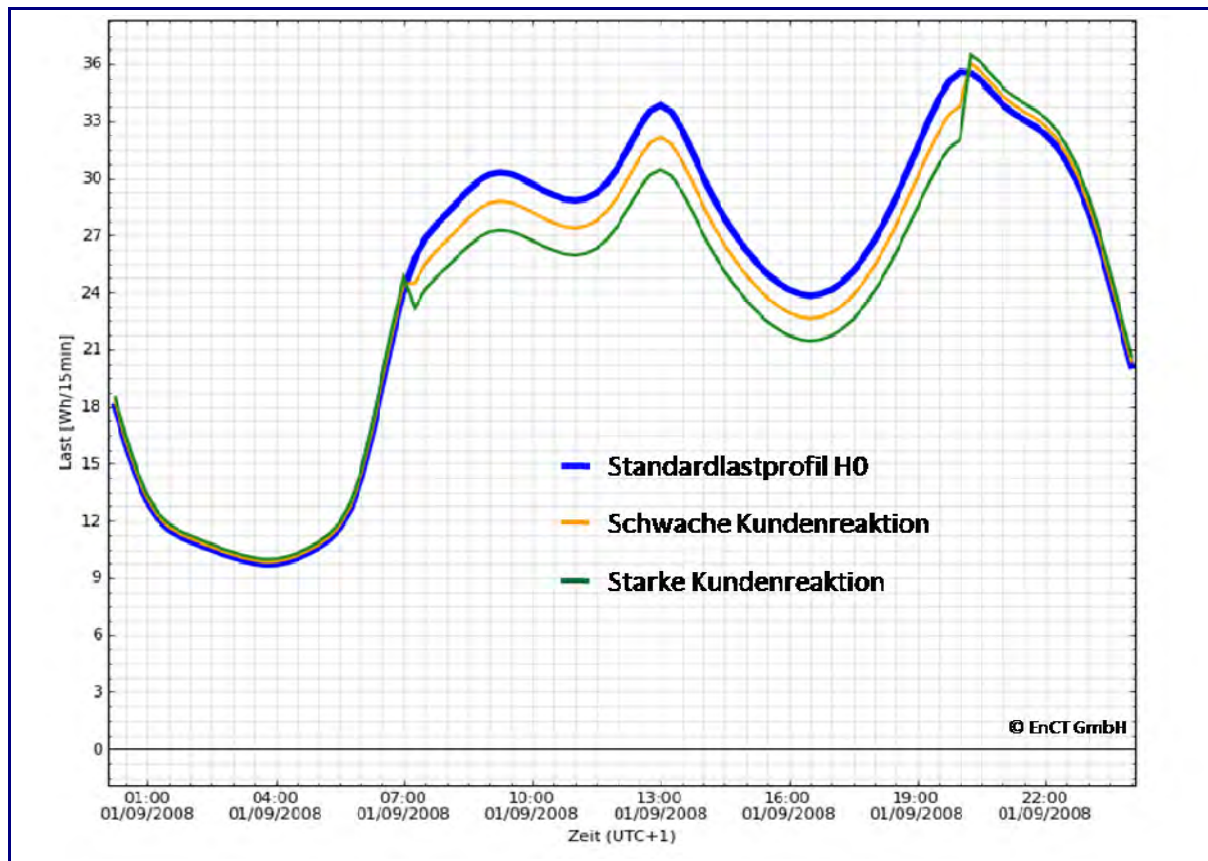


Abbildung 12: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim zweistufigen zeitvariablen Tarif (Quelle: EnCT)

4.2.1.2 Zeitvariabler Tarif mit drei Preisstufen

Die Gestaltung des zeitvariablen Tarifs mit drei Preisstufen basiert auf dem zweistufigen Tarif aus Kapitel 4.2.1.1. Der wesentliche Unterschied besteht in der zusätzlichen Definition einer Hochpreisphase von 8 Uhr bis 14 Uhr mit der Preisstufe 28,95 ct/kWh. Um den Tarif ohne Kundenreaktion für den Kunden kostenneutral zu halten, müssen die unteren beiden Preisstufen auf 15,95 ct/kWh und 21,95 ct/kWh sinken. Grundlage für die Wahl der Preisspreizung sind die Erfahrungen aus den analysierten Feldtests. Der Tarif ist in Abbildung 13 veranschaulicht.

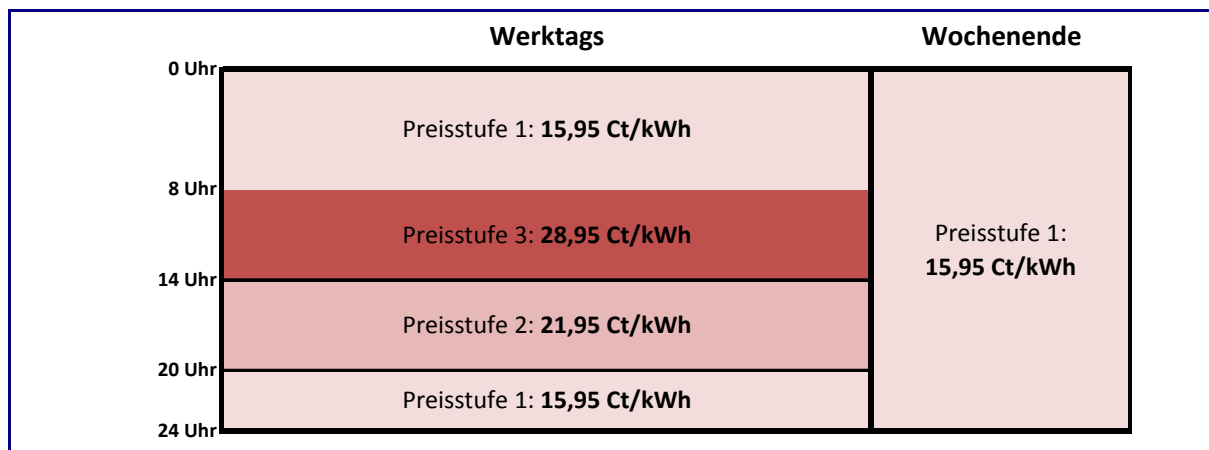


Abbildung 13: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT)

Die für diesen Tarif angenommenen Kundenreaktionen sind in Tabelle 23 dargestellt. Es findet sowohl in der höchsten Preisstufe 3 als auch in der Preisstufe 2 eine Lastreduktion statt.

Tabelle 23: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende kurzfristige Einsparung:	gesamte jährliche Einsparung:
			innerhalb des Tages	in das Wochenende		
schwache Reaktion:	3	10,00%	3,50%	3,50%	3,00%	1,80 %
	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%	
starke Reaktion:	3	20,00%	7,00%	7,00%	6,00%	3,50 %
	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%	

Mit den angenommenen Reaktionen spart der Kunde beim simulierten dreistufigen Tarif Kosten in Höhe von 19,59 € bzw. 3,1 % (schwache Reaktion) und 39,22 € bzw. 6,2 % (starke Reaktion) bezogen auf die Kosten ohne Kundenreaktion. Die veränderten Lastgänge sind in Abbildung 14 dem Standard-Lastprofil H0 gegenübergestellt.

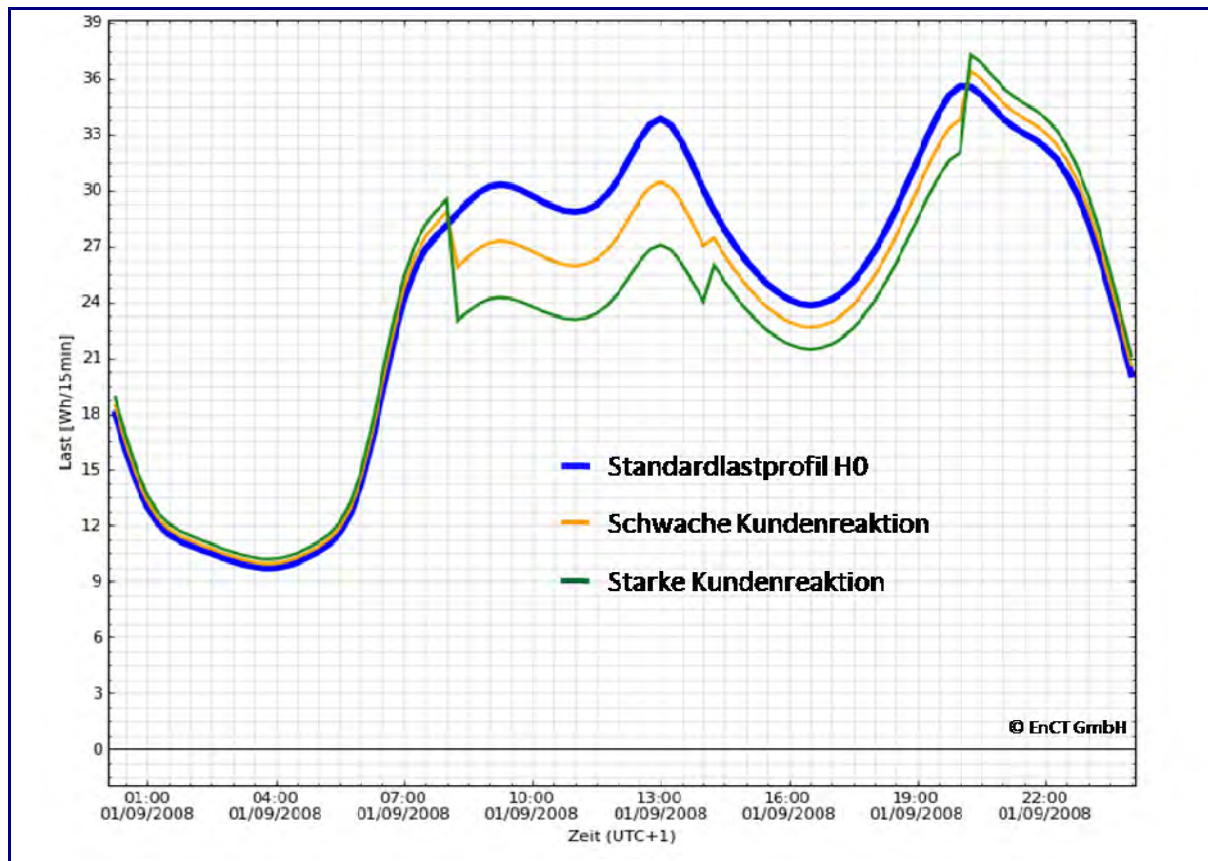


Abbildung 14: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang beim dreistufigen zeitvariablen Tarif (Quelle: EnCT)

4.2.1.3 Zeitvariabler Tarif mit zwei Preisstufen und Eventpreisstufe

Die Definition des zeitvariablen Tarifs mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe ist, wie auch der dreistufige Tarif, angelehnt an den zweistufigen zeitvariablen Tarif aus Kapitel 4.2.1.1. Er unterscheidet sich in der Möglichkeit, für 24 Tage im Jahr ein Hochpreis-Event zwischen 7 Uhr und 20 Uhr anzukündigen, während dem der Arbeitspreis 60,00 ct/kWh beträgt. Als Ausgleich sinkt die untere Preisstufe gegenüber dem zweistufigen zeitvariablen Tarif auf 15,22 ct/kWh. Basis für die Festlegung des Event-Preises und damit der Preisspreizung sind wiederum die analysierten Feldtests.

	normaler Werktag	Eventtag	Wochenende
0 Uhr	Preisstufe 1: 15,22 Ct/kWh	Preisstufe 1: 15,22 Ct/kWh	Preisstufe 1: 15,22 Ct/kWh
7 Uhr	Preisstufe 2: 22,22 Ct/kWh	Preisstufe 3: 60,00 Ct/kWh	
20 Uhr	Preisstufe 1: 15,22 Ct/kWh	Preisstufe 1: 15,22 Ct/kWh	
24 Uhr			

Abbildung 15: Zeitvariabler Privatkunden-Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)

Tabelle 24 zeigt die angenommen Kundenreaktion für diese Tarifvariante. Auch hier finden sowohl in Preisstufe 2 als auch in Preisstufe 3 eine Lastreduktion und eine davon anteilige Verlagerung statt.

Tabelle 24: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende kurzfristige Einsparung:	gesamte jährliche Einsparung:
			innerhalb des Tages	in das Wochenende		
schwache Reaktion	3	15,00%	5,25%	5,25%	4,50%	1,70 %
	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%	
starke Reaktion	3	40,00%	14,00%	14,00%	12,00%	3,70 %
	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%	

Die angenommene Kundenreaktion führt zu Kosteneinsparungen für den Kunden von 21,71 € bzw. 3,4 % (schwache Reaktion) und 50,43 € bzw. 8,0 % (starke Reaktion) bezogen auf die Kosten ohne Kundenreaktion. Abbildung 16 zeigt den Einfluss der Kundenreaktion auf den Lastgang an Eventtagen. In Wochen ohne Event-Tag ist der Lastgang identisch zum Lastgang beim zweistufigen zeitvariablen Tarif ohne Events, da der bei einem Event eingesparte Verbrauch über die Woche verteilt wird, in der der Event stattfindet.

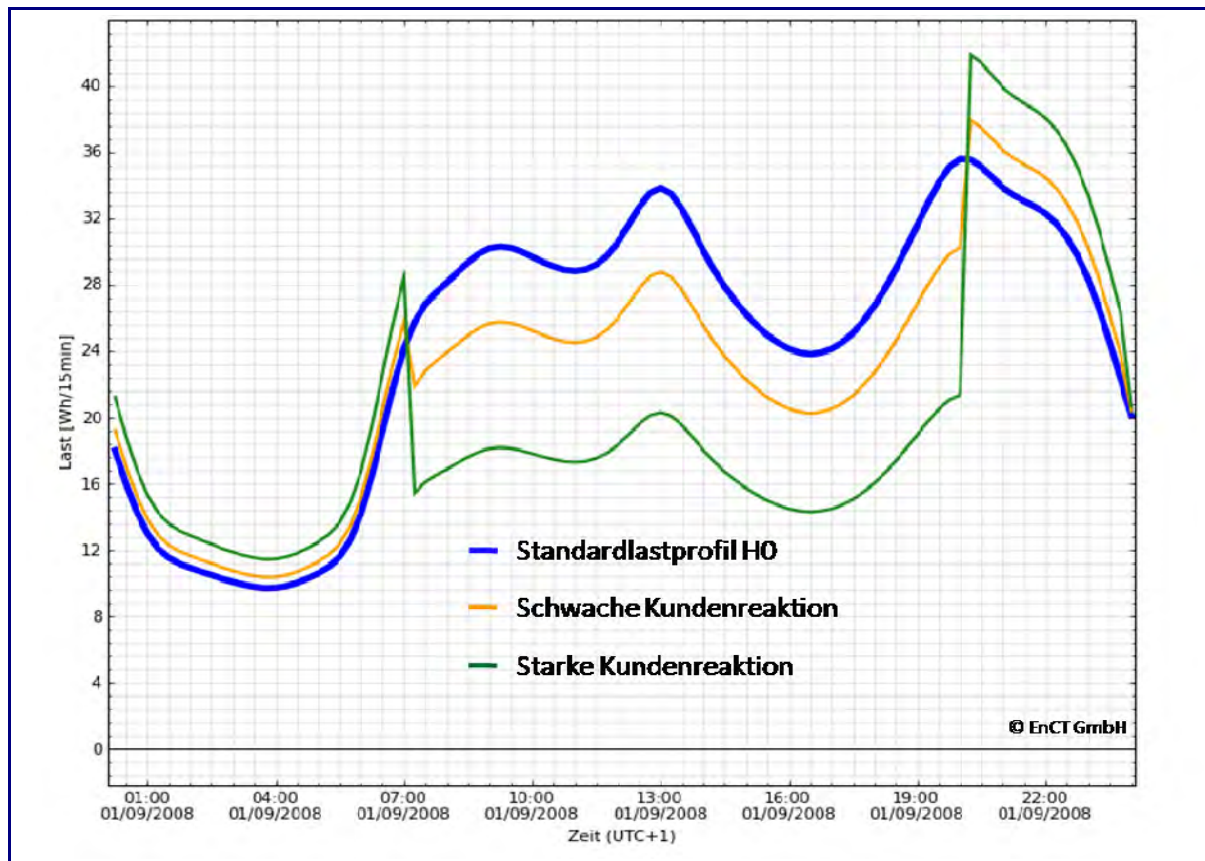


Abbildung 16: Einfluss von Kundenreaktion auf den Lastgang an Eventtagen beim zweistufigen zeitvariablen Tarif mit Events (Quelle: EnCT)

4.2.1.4 Lastvariabler Tarif

Bei der Festlegung eines lastvariablen Tarifs mit alternativen Preisstufen geht es vor allem darum, die Lastschwelle, an der sich der Preis ändert, derart zu legen, dass zum einen den Kunden die Möglichkeit zur Lastverlagerung gegeben wird. Das bedeutet, die Lastschwelle sollte nicht zu tief angesetzt werden. Zum anderen sollte ein ausreichender Anteil des Verbrauchs über der Lastschwelle liegen, damit spürbare Kosteneinsparungen durch Lastverlagerung oder Energieeinsparung möglich sind. Das heißt, die Lastschwelle sollte nicht zu hoch liegen. Für den deutschen Durchschnittshaushalt mit einem Verbrauch von 3.165 kWh wird hier eine Lastschwelle von 90 Wh/15-min im Sommer und 110 Wh/15-min im Winter gewählt. Ausschlaggebend ist die über 15 Minuten gemittelte Leistung. Da keine Feldtests zu lastvariablen Tarifen vorliegen, orientieren sich die ermittelten Preise am Vergleichswert von 20,00 Ct/kWh und ungefähr an der Preisspreizung der anderen Tarifarten. Werktags beträgt der Preis unterhalb der Lastschwelle 17,72 Ct/kWh. Sobald die Lastschwelle überschritten ist, wird der Verbrauch mit 25,72 Ct/kWh bepreist. Am Wochenende gilt der Standardpreis von 20,00 Ct/kWh. Abbildung 17 stellt den Tarif schematisch dar.

	Werktags	Wochenende
0 Uhr	Preisstufe 1: 17,72 Ct/kWh	Preisstufe 3: 20,00 Ct/kWh
7 Uhr	Oktober - März: Last ≤ 440 W: Preisstufe 1 17,72 Ct/kWh Last > 440 W: Preisstufe 2 25,72 Ct/kWh März - Oktober: Last ≤ 360 W: Preisstufe 1 17,72 Ct/kWh Last > 360 W: Preisstufe 2 25,72 Ct/kWh	
20 Uhr		
24 Uhr	Preisstufe 1: 17,72 Ct/kWh	

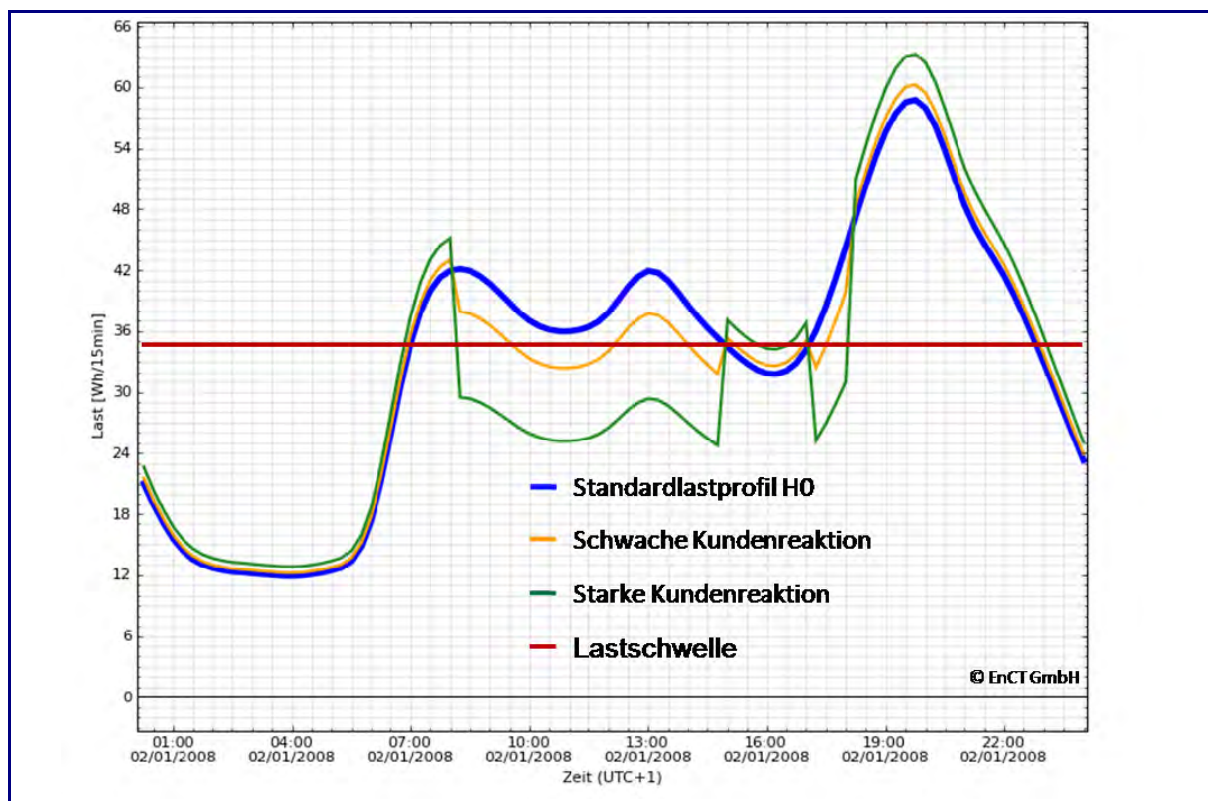
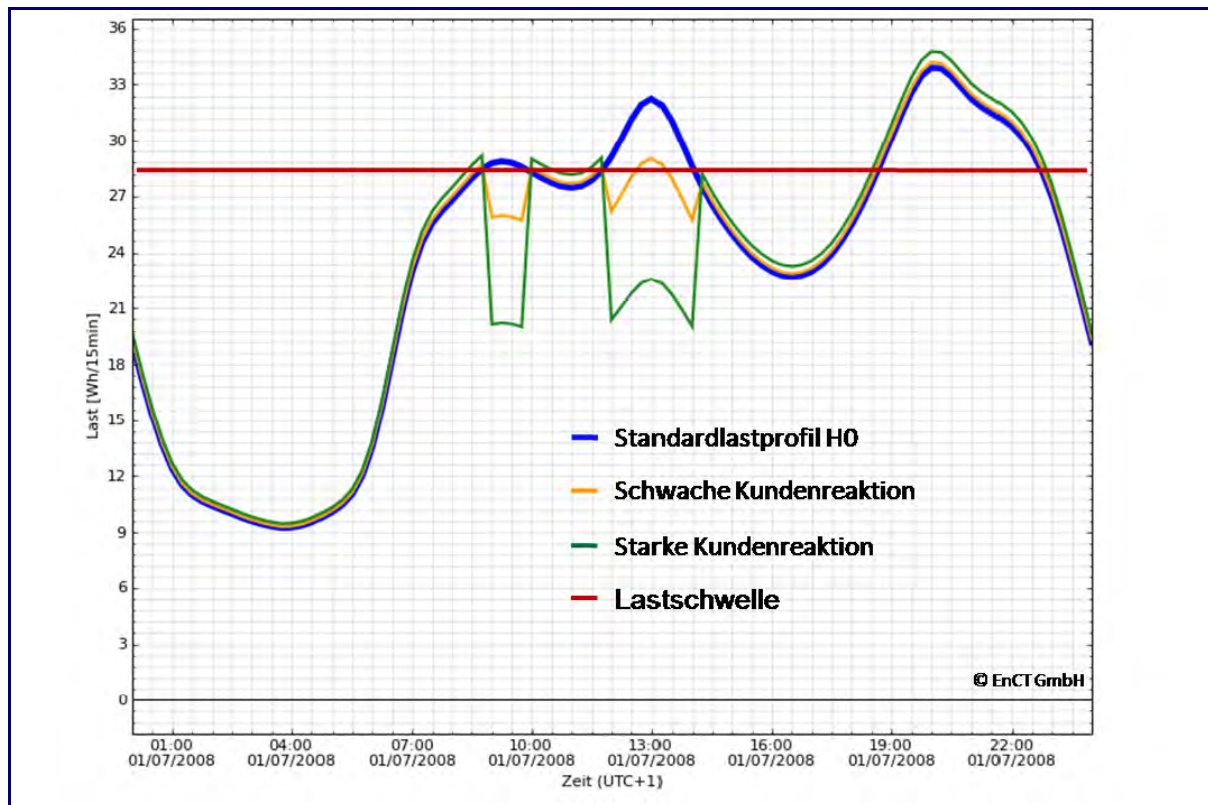
Abbildung 17: Lastvariabler Privatkunden-Tarif mit alternativen Preisstufen (Quelle: EnCT)

Tabelle 25 zeigt die für den lastvariablen Tarif simulierte Kundenreaktion.

Tabelle 25: Kundenreaktion beim lastvariablen Tarif mit alternativen Preisstufen
(Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende kurzfristige Einsparung	gesamte jährliche Einsparung:
			innerhalb des Tages	in das Wochenende		
schwache Reaktion	2	10,00%	2,00%	2,00%	6,00%	1,20 %
starke Reaktion	2	30,00%	6,00%	6,00%	18,00%	3,60 %

Mit den getroffenen Annahmen ergeben sich im lastvariablen Tarif für den Kunden Kosteneinsparungen von 11,76 € bzw. 1,9 % (schwache Reaktion) und 35,40 € bzw. 5,6 % (starke Reaktion) bezogen auf die Kosten ohne Kundenreaktion. Die Veränderung des Lastgangs ist in Abbildung 18 für den 1. Juli und in Abbildung 19 für den 2. Januar beispielhaft dargestellt. Die Graphen zeigen allerdings den Lastgang des normierten Standardlastprofils mit einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh/a. Daher liegt in der Graphik die Lastschwelle bei 28 Wh/15-Min im Sommer sowie bei 35 Wh/15-Min im Winter. Dabei ist der saisonal unterschiedliche Einfluss der Laststufen auf den Lastgang deutlich erkennbar.



4.2.2 Vergleichende Analyse der Simulationsergebnisse für Haushaltskunden

Anhand der Simulationsergebnisse können nun die mit den simulierten Tarifen erreichbaren Kostenwirkungen für den Kunden untereinander verglichen werden. So ermöglicht der zweistufige zeitvariable Tarif mit Events im Vergleich zum entsprechenden zweistufigen Tarif ohne Events eine um 61 % (schwache Reaktion) bzw. 88 % (starke Reaktion) größere Kostenersparnis. Hierdurch wird die Aussage der Evaluationsstudien bestätigt, dass durch Events ein deutlicher Anreiz zur Spitzenlastsenkung an Eventtagen gegeben wird. Um mit der Einführung einer dritten, regulären Preisstufe die Senkung einer mittäglichen Spitzenlast zusätzlich zur Reduktion der Tageslast zu erreichen, müssen die möglichen Kosteneinsparungen für den Kunden hier höher sein als beim zweistufigen Tarif. Der Kunde erwartet für den zusätzlichen Aufwand einen stärkeren Anreiz. Mit einer gegenüber dem zweistufigen Tarif um 45 % (schwache Reaktion) bzw. 46 % (starke Reaktion) höheren Kosteneinsparung bietet der dreistufige Tarif diesen Anreiz zur Verhaltensänderung.

Da sich die Tarifstruktur des lastvariablen Tarifs nicht mit der der zeitvariablen Tarife vergleichen lässt, ist auch ein Vergleich der Simulationsergebnisse nur eingeschränkt möglich. Die Kosteneinsparungen des simulierten lastvariablen Tarifs liegen 13 % unter (schwache Reaktion) bzw. 32 % über (starke Reaktion) denen des zweistufigen Tarifs. Abbildung 20 gibt einen Überblick über die erreichten Kosteneinsparungen der vier simulierten Tarife. Es ist für jeden Tarif jeweils das Ergebnis für die schwache und die starke Kundenreaktion dargestellt.

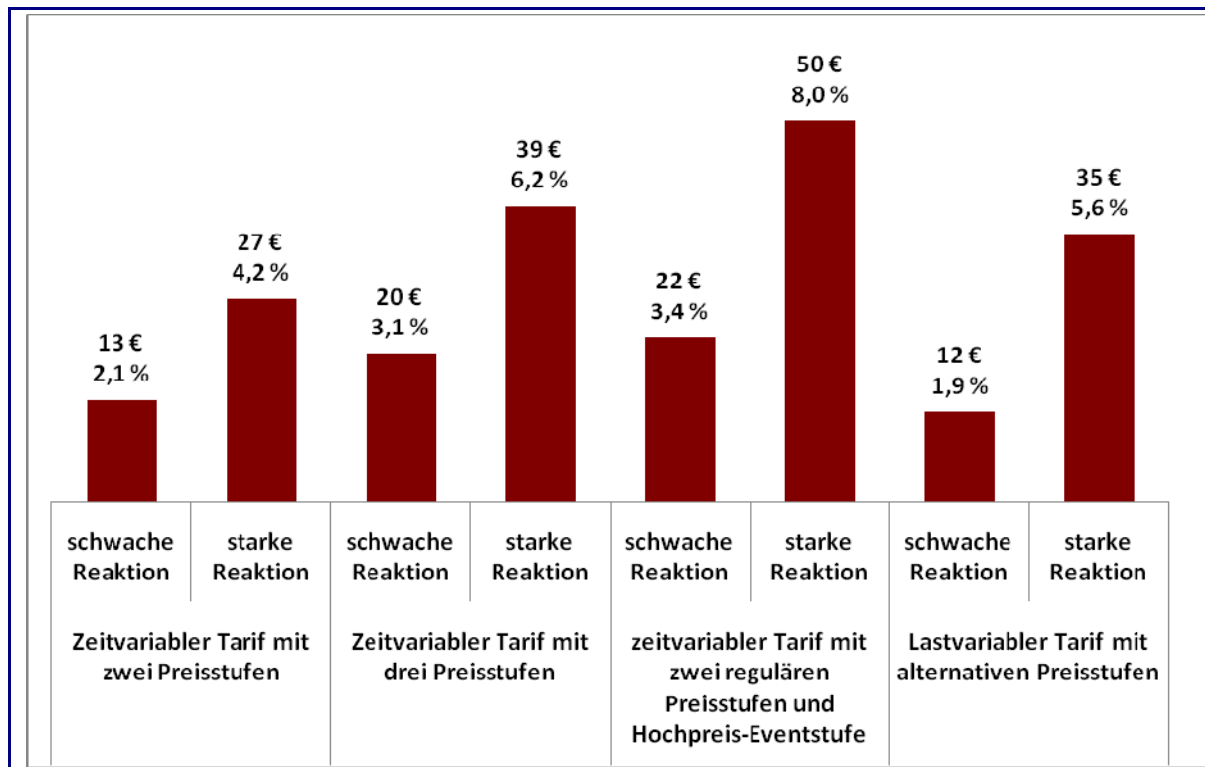


Abbildung 20: Vergleich der Kosteneinsparungen (Werte gerundet) der simulierten Privatkunden-Tarife bei einem Jahresverbrauch von 3.165 kWh/a (Quelle: EnCT)

4.2.3 Einfluss der Haushaltsgröße

Welche ökonomischen Vorteile bieten die Tarifmodelle für andere Haushaltsgrößen? Hierfür wurden bei Annahme gleicher Kundenreaktion für alle Haushalte unabhängig von der Personenanzahl die Unterschiede in den Kostenersparnissen simuliert. Der Einfluss der Haushaltsgröße auf die Kosteneinsparungen ist in Abbildung 21 dargestellt. Stellvertretend werden die in der Simulation minimalen und maximalen Kosteneinsparungen eines 1-Personen-Haushalts (1.790 kWh/a) und eines 5-Personen-Haushalts (5.300 kWh/a) denen des Durchschnittshaushalts gegenübergestellt.

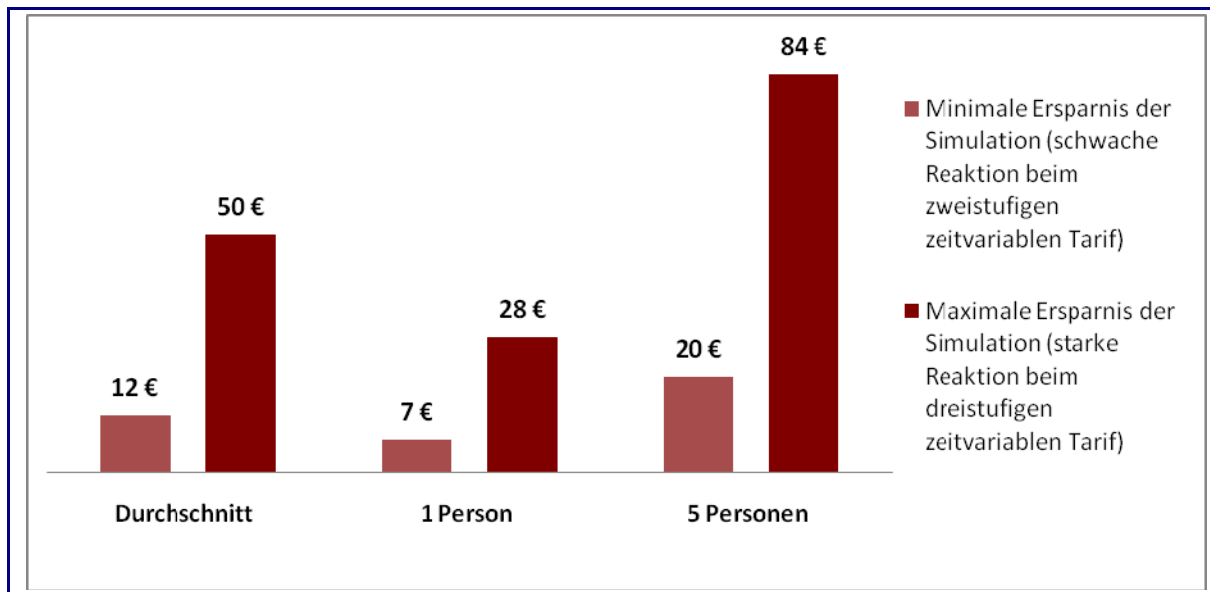


Abbildung 21: Einfluss der Haushaltsgröße auf Kosteneinsparungen (Quelle: EnCT)

Bei der Betrachtung dieser Ergebnisse muss bedacht werden, dass sich der Lastgang und das Reaktionsverhalten in Abhängigkeit von der Personenanzahl im Haushalt ändert. Es besteht also kein linearer Zusammenhang zwischen Verbrauch und Kostenersparnis. Die Darstellung kann daher nur eine ungefähre Vorstellung der Effekte vermitteln.

Weiter stellt sich die Frage, bei welcher Höhe der Preisstufen einem Kunden mit starker Reaktion eine große Kostenersparnis, hier 10 % (bei 3.165 kWh ca. 60 €/a), ermöglicht wird. Beispielhaft verdeutlicht Abbildung 22 die notwendige Höhe der Preisstufen für einen zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen bei gegebener Zeitstruktur, wiederum unter der Vorgabe, dass dem Kunden ohne Verlagerung oder Einsparung keine Mehrkosten entstehen.

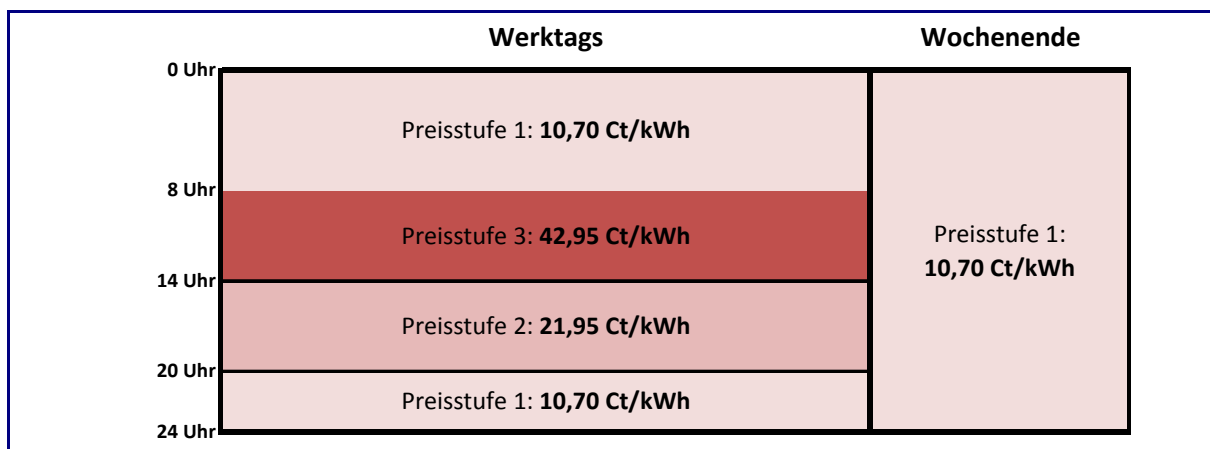


Abbildung 22: Zeitvariabler Tarif mit drei Preisstufen für 10 % Kosteneinsparung bei starker Kundenreaktion (Quelle: EnCT)

Sollen die vorigen Preisstufen beibehalten werden, stellt sich die Frage, wie der Kunde reagieren muss, um 10 % Kostenersparnis zu erhalten. Im dreistufigen Tarif ist hierfür sowohl in der Normal- als auch in der Hochpreisstufe eine reine Energieeinsparung von 18,5 % notwendig. Der Aufwand des Kunden für 10 % Kostenersparnis muss also deutlich größer sein als der in den Feldstudien von den Kunden betriebene Aufwand.

4.2.4 Tarifsimulation für Geschäftskunden

Analog zu der Betrachtung für Privatkunden soll im folgenden Abschnitt ein Überblick gegeben werden, wie die finanziellen Auswirkungen variabler Tarife für Geschäftskunden aussehen könnten. Betrachtet werden hier nur solche Kunden, die einen Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh nicht überschreiten und auf die somit Standardlastprofile anwendbar sind. Für Kunden mit einem höheren Verbrauch werden grundsätzlich individuelle Sonderverträge ausgehandelt, die in der Regel eine leistungsabhängige Komponente enthalten. Solche Verträge lassen sich auf Grund ihrer Individualität kaum vergleichen und sind daher nicht Bestandteil dieser Untersuchung. Wegen der größeren Heterogenität bei Geschäftskunden gibt es spezielle Standardlastprofile (G1-G6), welche die Charakteristika bestimmter Branchen darstellen (Arbeitszeiten, Wochenendbetrieb etc.). Eine Betrachtung dieser Branchen im Einzelnen würde eine genauere Untersuchung der branchenspezifischen Verlagerungspotenziale verlangen. Darauf wird in diesem Kapitel verzichtet. Als Grundlage dient daher das allgemeine Standardlastprofil für Geschäftskunden G0, das durch ein gewichtetes Mittel der speziellen Standardlastprofile G1-G6 gebildet wird. Der Vergleich mit dem Standardlastprofil H0 für Privathaushalte zeigt einen veränderten Verlauf. Der Verlauf zeigt deutlich übliche Arbeits- und Öffnungszeiten von Geschäftsbetrieben, der Unterschied zwischen Tag und Nacht ist ausgeprägter als im H0-Profil, die Verbrauchsspitze am Abend ist nicht vorhanden. Der Wochenendverbrauch ist deutlich geringer als bei Privatkunden. Die stärkere Konzentration des Verbrauchs auf die Tagesstunden innerhalb der Arbeitswoche lässt stärkere Kosteneffekte durch Verlagerung erwarten. Abbildung 23, Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen den Verlauf der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Wochentag, einem Samstag und einem Sonntag.

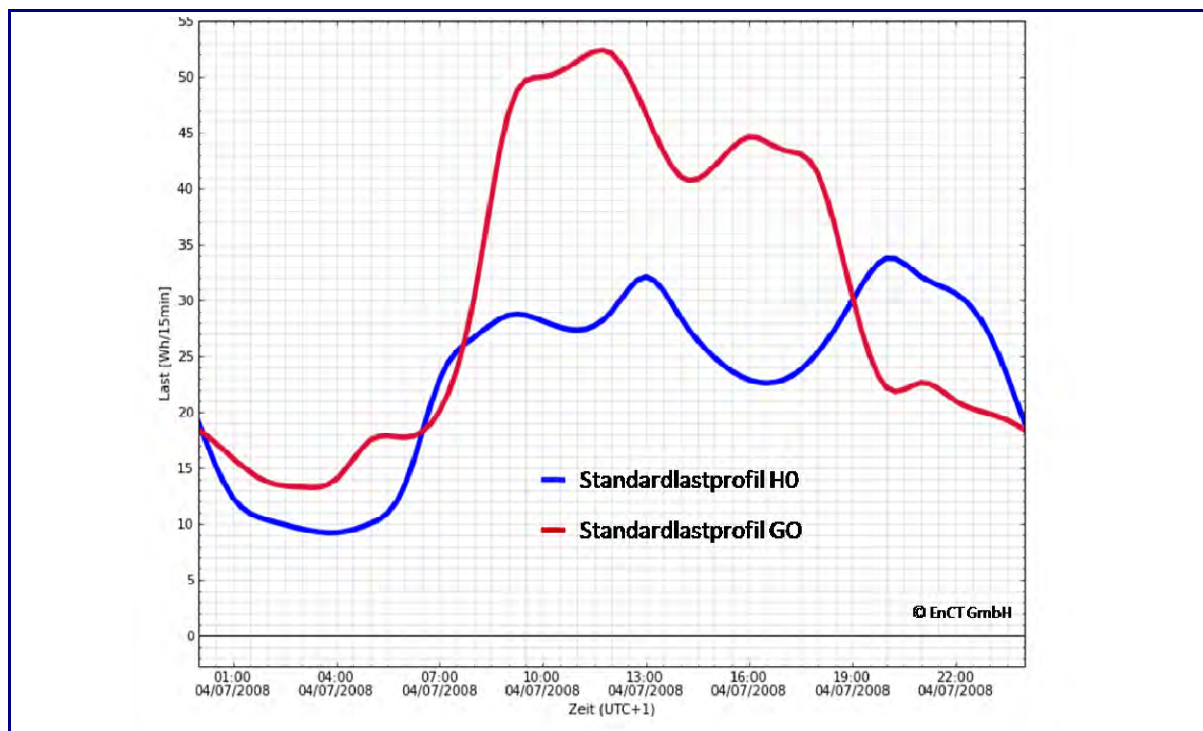


Abbildung 23: Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Werktag (Quelle: EnCT)

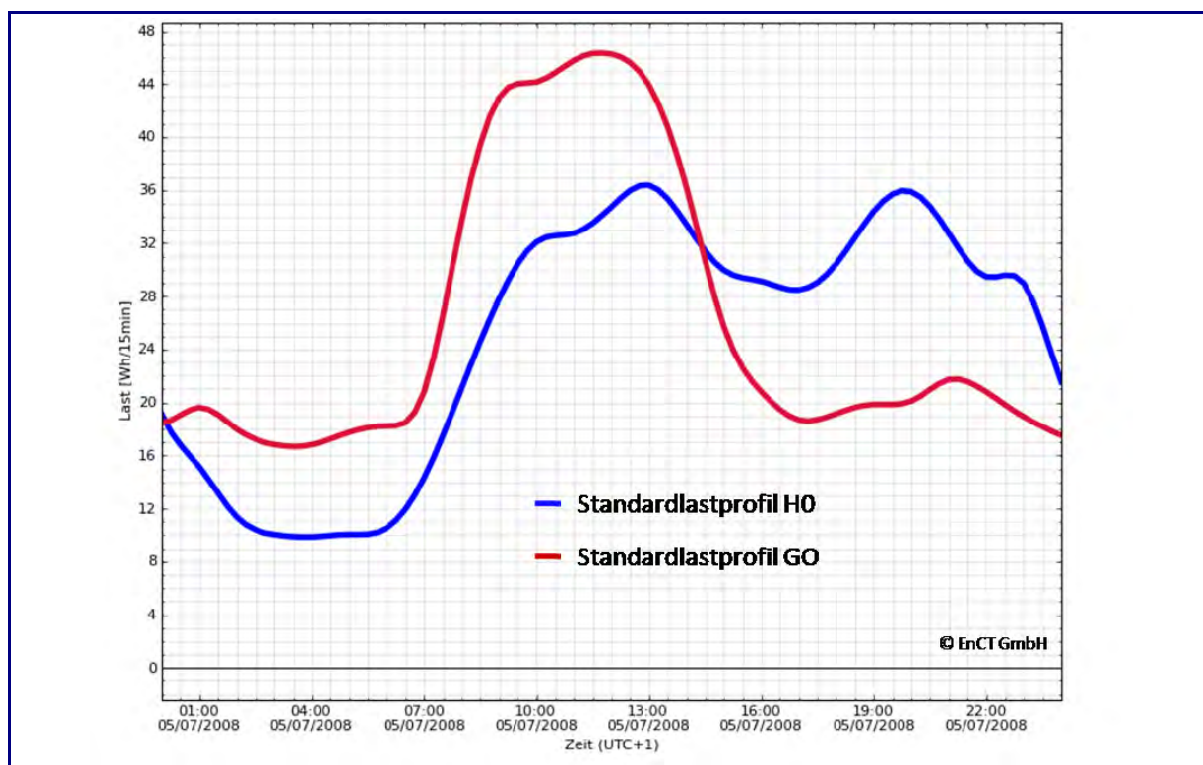


Abbildung 24: Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Samstag (Quelle: EnCT)

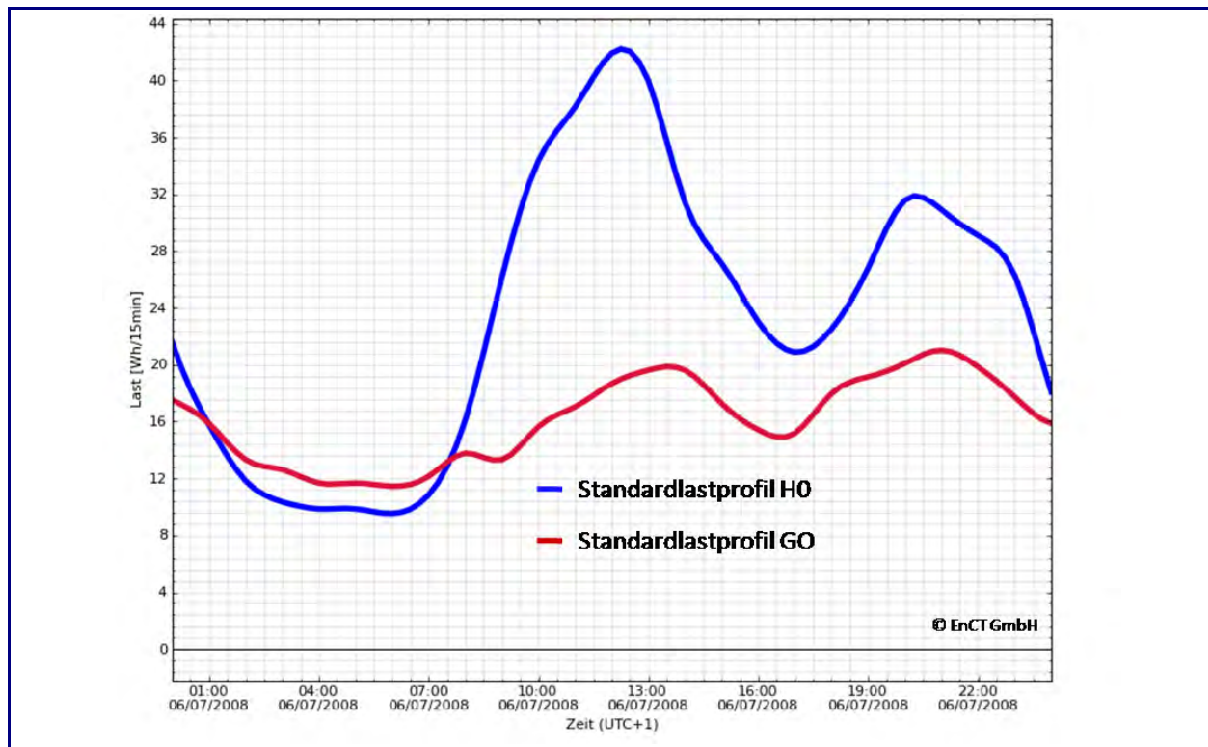


Abbildung 25: Vergleich der Standardlastprofile H0 und G0 an einem Sonntag (Quelle: EnCT)

Die Tarife sind entsprechend den Tarifen für Privatkunden gestaltet. Es werden ein zweistufiger zeitvariabler Tarif, ein dreistufiger zeitvariabler Tarif und ein zweistufiger zeitvariabler Tarif mit zusätzlichen Hochpreisevents betrachtet. Die Preisspreizungen sind an die der Privatkunden-Tarife angelehnt. Die niedrigeren absoluten Preise ergeben sich aus der veränderten Vergleichsbasis.

Als Vergleichsbasis dient ein Geschäftskunde mit einem Jahresstromverbrauch von 30.000 kWh (entspricht beispielsweise einer Schreinerei mit 10 Mitarbeitern). Aus dem im vorherigen Kapitel angenommenen Bruttoarbeitspreis von 20 ct/kWh ergibt sich hier ein Nettoarbeitspreis von 16,81 ct/kWh bzw. Stromkosten in Höhe von 5.043 €/a. Die Daten der Vergleichsbasis sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Tabelle 26: Vergleichsbasis der Simulation für Geschäftskunden

Jahresstromverbrauch	Arbeitspreis	Jahresstromkosten	Verwendetes Standardlastprofil
30.000 kWh	16,81 Ct/kWh (netto)	5.043 €	G0

Die simulierten Tarife sind in den folgenden Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 dargestellt.

	Werktags	Wochenende
0 Uhr	Preisstufe 1: 13,00 Ct/kWh	Preisstufe 1: 13,00 Ct/kWh
7 Uhr	Preisstufe 2: 19,50 Ct/kWh	
20 Uhr	Preisstufe 1: 13,00 Ct/kWh	
24 Uhr		

Abbildung 26: Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	Werktags	Wochenende
0 Uhr	Preisstufe 1: 11,00 Ct/kWh	Preisstufe 1: 11,00 Ct/kWh
7 Uhr	Preisstufe 3: 23,03 Ct/kWh	
15 Uhr	Preisstufe 2: 17,00 Ct/kWh	
20 Uhr	Preisstufe 1: 11,00 Ct/kWh	
24 Uhr		

Abbildung 27: Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	normaler Werktag	Eventtag	Wochenende
0 Uhr	Preisstufe 1: 10,00 Ct/kWh	Preisstufe 1: 10,00 Ct/kWh	Preisstufe 1: 10,00 Ct/kWh
7 Uhr	Preisstufe 2: 17,73 Ct/kWh	Preisstufe 3: 60,00 Ct/kWh	
20 Uhr	Preisstufe 1: 10,00 Ct/kWh	Preisstufe 1: 10,00 Ct/kWh	
24 Uhr			

Abbildung 28: Zeitvariabler Geschäftskunden-Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)

Die Kundenreaktion, die der Simulation zugrunde liegt, soll wiederum die Bandbreite der zu erwartenden Kundenreaktion darstellen. Vereinfachend werden dieselben Reaktionen wie im Abschnitt Privatkunden angenommen. Diese sind in den folgenden Tabellen nochmals dargestellt.

Tabelle 27: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	betrachtete Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende Einsparung
			innerhalb des Tages	in das Wochenende	
schwache Reaktion:	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%
starke Reaktion:	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%

Tabelle 28: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen (Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende Einsparung
			innerhalb des Tages	in das Wochenende	
schwache Reaktion	3	10,00%	2,50%	2,50%	3,00%
	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%
starke Reaktion	3	20,00%	5,00%	5,00%	6,00%
	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%

Tabelle 29: Kundenreaktion beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und einer Eventpreisstufe (Quelle: EnCT)

	Preisstufe	Lastreduktion	Verlagerung		verbleibende Einsparung
			innerhalb des Tages	in das Wochenende	
schwache Reaktion	3	15,00%	3,75%	3,75%	4,50%
	2	5,00%	0,75%	0,75%	3,50%
starke Reaktion	3	40,00%	10,00%	10,00%	12,00%
	2	10,00%	1,50%	1,50%	7,00%

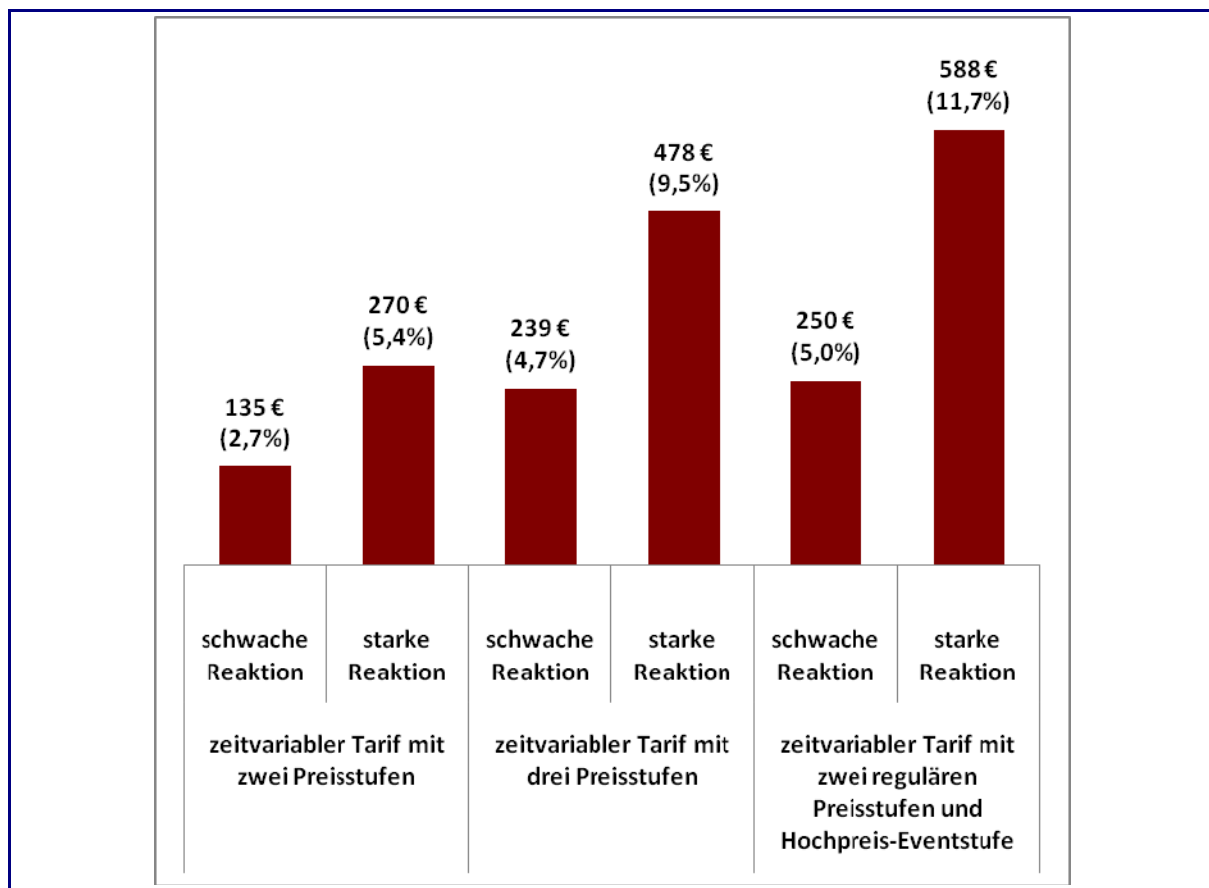


Abbildung 29: Vergleich der Kosteneinsparungen (Werte gerundet) der simulierten Geschäftskunden-Tarife bei einem Jahresverbrauch von 30.000 kWh/a (Quelle: EnCT)

Die Ergebnisse der Simulation bezüglich der möglichen Kosteneinsparungen für Geschäftskunden sind in Abbildung 29 zusammengefasst. Für die verschiedenen Tarife sind die möglichen Kosteneinsparungen bei schwacher beziehungsweise starker Reaktion aufgeführt.

4.2.5 Erweiterte Betrachtung

Sowohl für die Simulation von Privatkunden als auch die von Geschäftskunden gilt, dass es zahlreiche Stellmöglichkeiten gibt, mit denen die Tarife angepasst werden können. So könnte beispielsweise durch eine Erhöhung der Preisspreizung ein größerer Anreiz zur Verbrauchsverlagerung gegeben werden. Für die Wahl der Schaltzeiten gibt es zwei Ansatzpunkte. Durch eine zeitliche Ausweitung der Hochpreisphasen, z.B. auch auf das Wochenende, steigt das Kosteneinsparpotenzial, da mehr Verbrauch in der Hochpreisphase liegt und somit mehr potentielle Verlagerungsmasse vorhanden ist.

Andererseits wirkt sich diese Ausweitung auch auf die Verlagerungsmöglichkeiten des Kunden aus, da er weniger zeitlichen Spielraum zum Verlagern bekommt. Über eine verringerte Verlagerung könnte sich diese Anpassung also auch negativ auf die Kosteneinsparung auswirken.

Das Kundenverhalten basiert auf den in den Kapiteln 3.2 und 3.3 ausgewerteten Studien zum Kundenverhalten. Die Verhältnisse der internationalen Feldtests lassen sich nicht eins zu eins auf Deutschland übertragen. Die verwendeten Reaktionsfunktionen im Zusammenspiel mit den betrachteten Tarifen spiegeln aber die mögliche Bandbreite der Kostenauswirkungen für den Kunden wieder.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse für Privat- und Geschäftskunden zeigt, dass das Kosteneinsparpotenzial für Geschäftskunden höher liegt als im Privathaushalt. Der Grund liegt im veränderten Lastprofil, das einen höheren Verbrauchsanteil in den Hochpreisphasen sieht, wodurch ein höheres theoretisches Potenzial zur Lastverschiebung gegeben ist. Bei unterschiedlichen Branchen werden das theoretische Lastverlagerungspotenzial und die tatsächliche erzielbare Lastverlagerung jedoch variieren. Die Simulation geht von einer aggregierten Betrachtung aus.

Die Simulation betrachtet alleine den zu erwartenden monetären Effekt variabler Tarife für Stromkunden. Andere wichtige Faktoren solcher Tarife wie beispielsweise Marketing- und Kundenbindungskonzepte können nicht berücksichtigt werden. Eine Bewertung der Wirksamkeit variabler Tarife sollte diese Aspekte mit einbeziehen.

4.3 Studien zu Kundenakzeptanz und Kundenerwartungen

Um von den unterschiedlich hohen Preisstufen der variablen Tarife zu profitieren, sind Verhaltensänderungen erforderlich. Weiterhin muss eine Risikobereitschaft vorhanden sein, gegebenenfalls auch höhere Stromkosten in Kauf zu nehmen. Daher versuchen Marktforschungsstudien zu ermitteln, welche Tarifmodelle Kunden akzeptieren und welche spezifischen Erwartungen sie damit verbinden.

Marktforschungsstudien werden dabei als ex-ante Kundenbefragungen durchgeführt. Dies birgt jedoch im Vergleich zu den in Kapiteln 3.2 und 3.3 analysierten **Evaluationsstudien** von Feldversuchen⁹⁹ den Nachteil, dass Kunden zu Tarifmodellen befragt werden, mit denen sie persönlich noch keine Erfahrungen gemacht haben. Daher sind die Ergebnisse nur bedingt aussagekräftig.

⁹⁹ Evaluationsstudien sind als ex-post Kundenbefragungen und Auswertungen von Feldversuchen definiert.

Für Deutschland sind nur wenige Marktforschungsstudien zu variablen Tarifen verfügbar. Eine Konsumentenbefragung zum Thema Preis, Verbrauch und Umwelt wurde 2007 von der Firma IBM durchgeführt. Im Rahmen der Studie wurden auf Basis einer systematischen Zufallsauswahl 1.003 Personen im Alter von 14 bis 69 Jahren in Deutschland befragt¹⁰⁰. Weiter führte das Institut für sozial-ökologische Forschung ISOE im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projekts „Intelliekon“ mit ca. 80 Kunden im Jahr 2008 eine qualitative Befragung durch¹⁰¹. Von dem Consultinghaus Prof. Homburg & Partner wurde im Jahr 2008 eine Befragung zur Kundenakzeptanz von SmartMetering durchgeführt¹⁰². Dabei wurde auch die Akzeptanz von variablen Tarifen erfragt. Die Ergebnisse dieser Studien werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

Über die angeführten Studien hinaus gibt es zahlreiche Präsentationen und Dokumente, die potentiell mögliche Kundeninteressen und –bedürfnisse beschreiben. Diese Quellen werden hier allerdings nicht ausgewertet, weil sie letztlich mehr oder weniger nur die Vorstellungen der jeweiligen Autoren und nicht die mit Mitteln der Marktforschung quantifizierbaren Kundeninteressen wiedergeben.

Erkenntnisse aus den durchaus zahlreichen in Deutschland durchgeführten Feldtests der letzten Jahre sind noch nicht öffentlich verfügbar.

4.3.1 IBM (2007)

Die IBM Global Business Services hat in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Evaluation und Methoden der Universität Bonn im Jahr 2007 eine Studie zu Verbraucherverhalten erstellt¹⁰³. Dabei wurden auf der Basis einer systematischen Zufallsauswahl mit der Hilfe eines computergestützten Telefoninterviews 1.003 Personen befragt. Die IBM-Verbraucherstudie ermittelte unter anderem die Akzeptanz von neuen Tarifmodellen.

Zunächst wurden die Teilnehmer zu ihrem Energiebewusstsein befragt. Die Erkenntnisse hierzu können Anhaltspunkte darüber liefern, ob Kunden gegenüber neuen Tarifen eine höhere Akzeptanz und definierte Erwartungen haben.

Fast 90 % der Befragten geben an, intensiv auf ihren Energieverbrauch und damit auf ihren Stromverbrauch im Haushalt zu achten. Das bewerten die Autoren als eine grundsätzliche Einstellung und weniger als einen kurzzeitigen Trend im Zusammenhang mit der aktuellen Klimadiskussion. Dementsprechend geben nur 8 % der Verbraucher an, erst seit der aktuellen Klimadiskussion und dem damit verbundenen Anstieg der Energiekosten vermehrt auf ihren eigenen Energieverbrauch zu achten. Gleichzeitig kennen jedoch rund 76 % der Verbraucher ihren konkreten

¹⁰⁰ IBM Global Business Services 2007

¹⁰¹ Birzle-Harder et al. 2008

¹⁰² Lüers 2008

¹⁰³ IBM Global Business Services 2007

Energieverbrauch pro Haushalt und Jahr nicht¹⁰⁴. Auch die genaue Zusammensetzung der Stromrechnung ist nicht bekannt (siehe Abbildung 30). Beispielsweise können nur 40 % der Verbraucher die Höhe der Rechnungsposition „Arbeitspreis/kWh“ angeben. Nebenleistungen wie die Messung und weitere werden nicht als Preisbildungskomponente wahrgenommen.

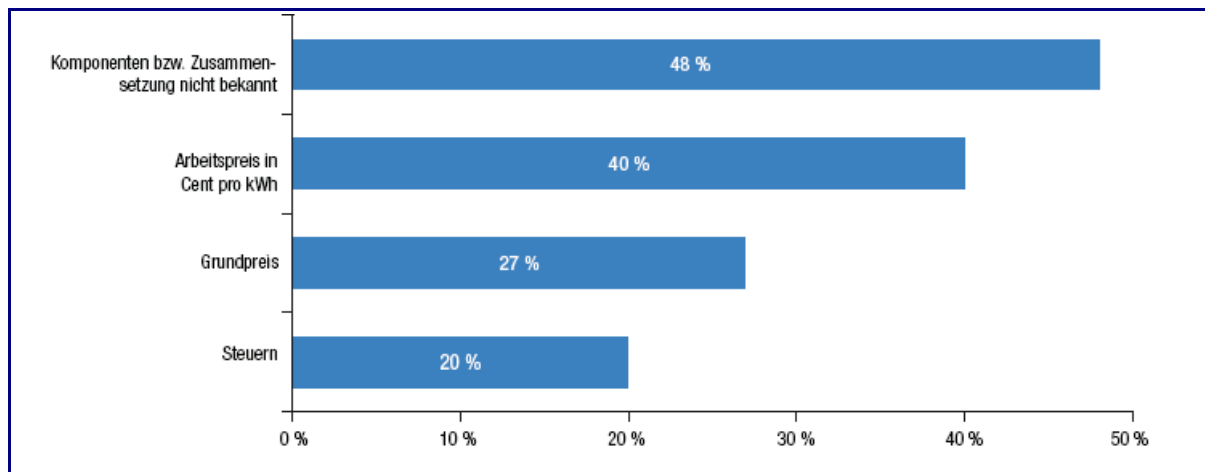


Abbildung 30: Bekannte Positionen der Stromrechnung bzw. der Zusammensetzung des Strompreises (Quelle: IBM)¹⁰⁵

Obwohl sich der eigene Stromverbrauch mittels der Aufzeichnungen des Stromzählers leicht nachvollziehen ließe, empfinden die Kunden eine deutliche Hemmschwelle, eigene regelmäßige Notizen anzufertigen. Lediglich 3 % der Befragten machen jeden Monat eine manuelle Auswertung. Zusammen mit den viertel- und halbjährlich Auswertenden stellen sie 17 % der befragten Haushalte dar. Der überwiegende Teil der Kunden (53 %) prüft den Zähler unregelmäßig, außer mit der jährlichen Stromrechnung (30 %). Dieses Ergebnis zeigt, dass möglicherweise mehr Kunden ihren Stromverbrauch prüfen würden, wenn dieser leichter ablesbar wäre.

Gemäß der Studie spielen sowohl Kosten wie auch Umweltbelange eine bedeutende Rolle bei energierelevanten Entscheidungen. Die Teilnehmer messen der klassischen Kostenreduktion und der umweltfreundlichen Verbrauchssenkung eine gleichermaßen sehr hohe Bedeutung bei (siehe Abbildung 31). Variable Tarife mit einem klaren monetären Vorteil und einem nachgewiesenen Effekt für den Umweltschutz könnten demnach eine hohe Akzeptanz bei den Kunden genießen.

¹⁰⁴ Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch Verbraucherbefragungen und Studien aus dem Jahr 2000 und 2007, siehe Dünnhoff, Duscha 2007, S. 13

¹⁰⁵ IBM Global Business Services 2007

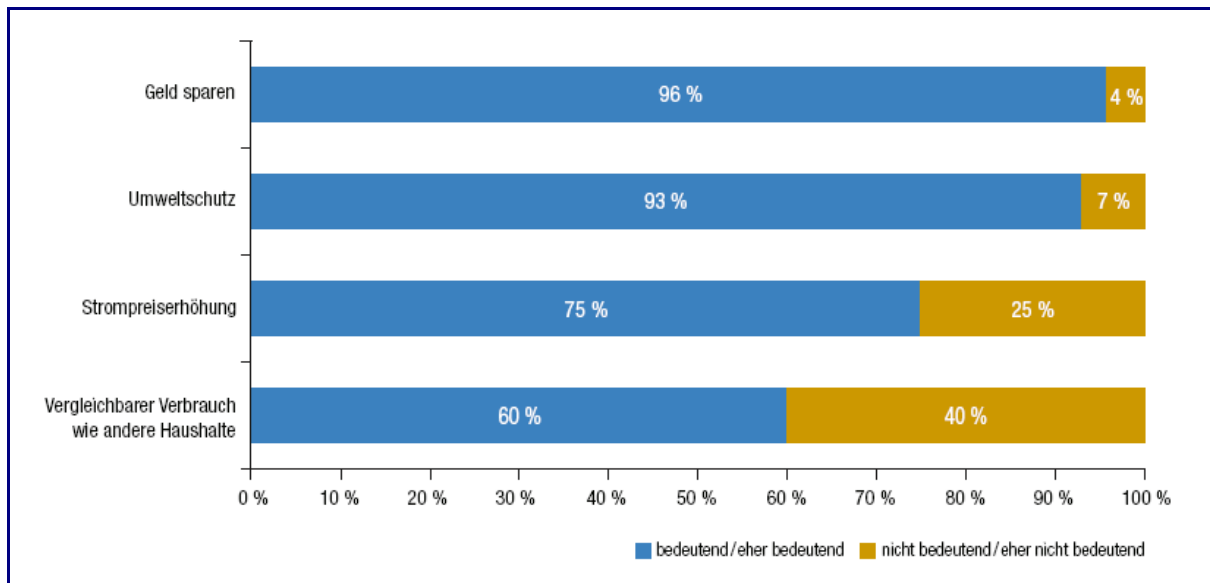


Abbildung 31: Themen, die den Umgang mit Energie beeinflussen (Quelle: IBM)¹⁰⁶

Die Autoren stellen aber weiterhin fest, dass der Umweltschutz überwiegend als eine gesellschaftliche Aufgabe verstanden wird. Ihren Beitrag leisten die Kunden maßgeblich durch das Einsparen von Energie. Die Aufgabe der umweltfreundlichen Energiebereitstellung wird dagegen der Gesellschaft und der Wirtschaft zugeordnet.

Weiter wurde in der Studie evaluiert, welche Energiesparmaßnahmen die Kunden bereits durchführen. Demnach schalten fast 90 % der Kunden (nicht genutzte) Lampen aus, eine weitere weit verbreitete Maßnahme ist, das Fassungsvermögen von Haushaltsgeräten auszunutzen. Maßnahmen wie die Nutzung abschaltbarer Steckdosenleisten, Kühlgeräte abtauen sowie Energiesparlampen nutzen werden von 50 bis 67 % der Kunden durchgeführt. Dies macht deutlich, dass Energiesparen mittels einfacher und bequemer Maßnahmen von den Befragten präferiert wird (siehe Abbildung 32).

¹⁰⁶ IBM Global Business Services 2007

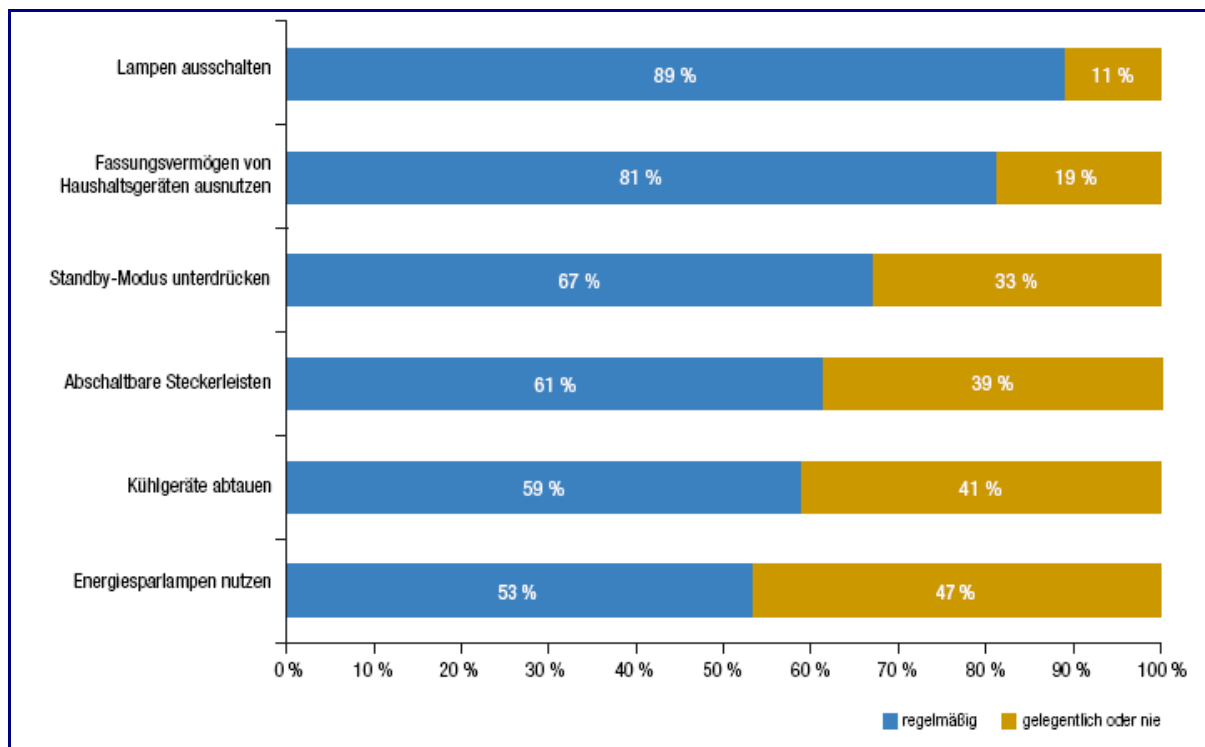


Abbildung 32: Regelmäßig durchgeführte Stromsparmaßnahmen (Quelle: IBM)¹⁰⁷

Für den Fall, dass den Konsumenten ein differenzierter Tarif mit deutlich günstigerem Strom in Schwachlastzeiten angeboten würde, wäre eine überwiegende Mehrheit bereit, Haushaltsaktivitäten in diese Zeiten zu verlegen, solange diese nicht Komfort-Anforderungen beeinträchtigen. Hierzu zählen besonders die Nutzung von Wasch- und Spülmaschinen bzw. Trocknern (zwischen 70 und 80 %) sowie das Aufladen von Akkugeräten (knapp 70 %). Eine Anpassung an Lebensgewohnheiten und Zeitplanung wird abgelehnt. So kommt die zeitliche Ausrichtung des Kochens oder die Nutzung von Unterhaltungsmedien nach einem bestimmten Tarifmodell für die meisten Verbraucher nicht in Frage. Die Mehrheit der Befragten (78 %) würde eine automatische Verbrauchssteuerung der jeweiligen Geräte in Hinsicht auf die Nutzung des günstigsten Tarifs deutlich begrüßen.

Mit Bezug auf neue Tarife wünschen sich knapp 80 % der Befragten einfache und transparente Modelle. Dabei erzeugt ein Tag-/Nachtarif mit knapp 80 % das höchste Interesse, gefolgt von Spartarifen für einzelne Wochentage. Stundenabhängige Tarife sind nach Einschätzung der überwiegenden Mehrheit der Verbraucher jedoch unattraktiv. Kurzfristige Anpassungen des Verbrauchsverhaltens im Sinne von dynamischen Tarifen werden von den Befragten weitest gehend abgelehnt (siehe Abbildung 33).

¹⁰⁷ IBM Global Business Services 2007

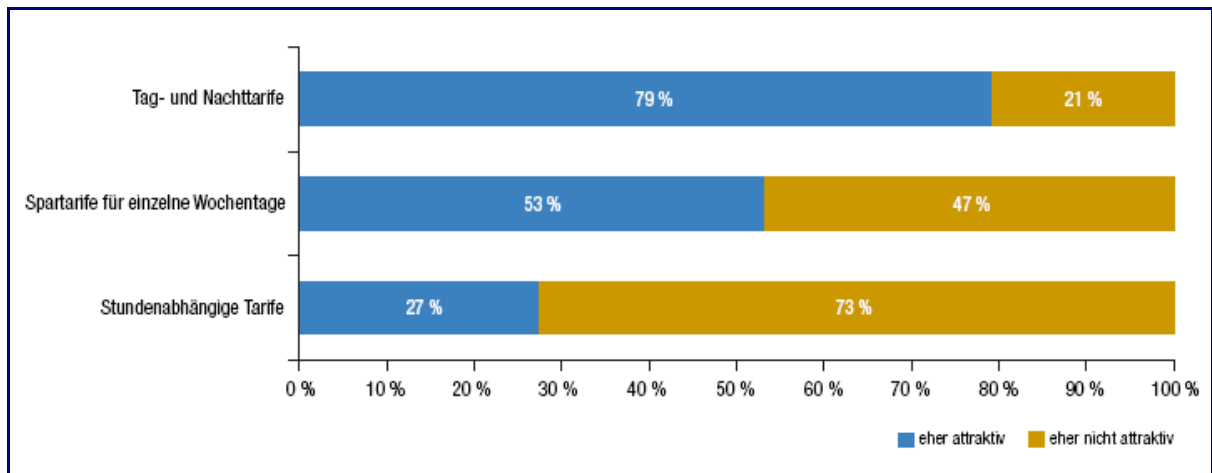


Abbildung 33: Attraktivität von neuen Tarifmodellen (Quelle: IBM)¹⁰⁸

Differenzierte Tarife im Vergleich zu heute können für rund 70 % der Verbraucher - einen spürbaren finanziellen Einspareffekt vorausgesetzt - einen starken Wechselanreiz bieten. Der Schwellwert für einen Wechselanreiz wäre für die Mehrheit bei einer Einsparung ab zehn Euro pro Monat gegeben (über 52 % der Verbraucher aus allen Einkommens- und Altersgruppen). Bei einer Einsparung von monatlich fünf Euro würden zumindest noch rund 20 % der Befragten einen Wechsel vornehmen wollen (mit abnehmender Tendenz bei steigendem Einkommen).

Als Implikation für die Modellierung variabler Tarife kann daraus gelernt werden, dass einfache und übersichtliche Tarifmodelle eine höhere Akzeptanz erfahren werden als kompliziertere Modelle.

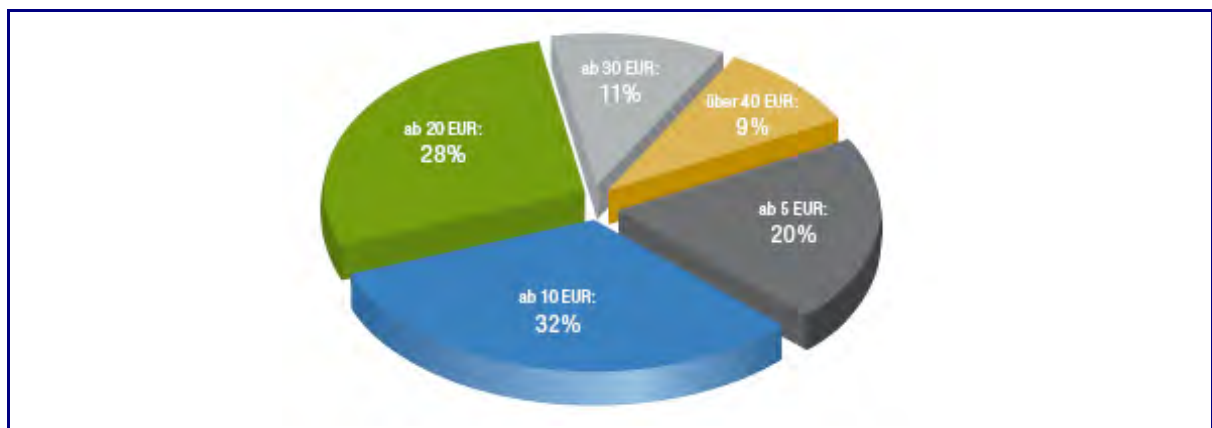


Abbildung 34: Monetäre Schwellwert für den Wechselanreiz (Quelle: IBM)¹⁰⁹

¹⁰⁸ IBM Global Business Services 2007

¹⁰⁹ IBM Global Business Service 2007

4.3.2 Institut für sozial-ökologische Forschung (2008)

Das Projekt „Intelliekon“ ist ein vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördertes Projekt. Im Rahmen dieses Projektes wurden die „Ergebnisse einer explorativen Studie zu Feedback-Systemen in vier Pilotgebieten im Rahmen des Projektes Intelliekon“ verfasst¹¹⁰. Ziel dieser Studie war es, anhand einer empirischen Untersuchung erste Hinweise auf gewünschte Merkmale von Feedbacksystemen für unterschiedliche soziale Gruppen zu erhalten. Dabei soll die Bewertung die Interessen der Stakeholder Gesellschaft, EVU, Haushalte und Hersteller mit einbeziehen.

Für die Studie wurden 76 explorative Interviews im Mai 2008 durchgeführt. Die Stichprobe erhebt dabei keinen Anspruch auf Repräsentativität, es wurde jedoch versucht, eine möglichst breite sozialdemographische Verteilung zu erlangen.

Da sich diese Studie auf die Evaluation von Feedbacksystemen konzentriert, wurden die Teilnehmer nicht explizit zu variablen Tarifen befragt. Trotzdem wurde in einer Frage das Thema variable Stromtarife implizit angesprochen. Dabei kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass ein Tarifsysteem nach Tag und Nacht von vielen Befragten abgelehnt wird und tendenziell Unverständnis auslöse. Die meisten Haushalts- und Versorgungstätigkeiten werden als zeitlich unbeeinflussbar empfunden, fügen die Autoren als Erläuterung hinzu. Deshalb werde ein solches Tarifsysteem als ungerecht empfunden und gelte tendenziell als „Abzocke“ der Stromlieferanten. Viele der Befragten – vor allem Familien und Singles – haben feste Zeitfenster für ihre Alltagsaktivitäten. Durch einen Tag/Nacht-Tarif fühlen sich diese Gruppen in ihrer Lebensqualität stark eingeschränkt. Einige wenige der Befragten sehen jedoch für das Wäschewaschen, die Computernutzung oder das Laden von Akkus ein Verlagerungspotenzial in die Abend-/Nachtstunden.

4.3.3 Prof. Homburg & Partner (2008)

Das Beratungshaus Prof. Homburg & Partner hat im Jahr 2008 eine Befragung zum Thema Smart Metering durchgeführt¹¹¹. Als ein Teilaspekt wurden die Kundenakzeptanz und die Kundenerwartung bezüglich variabler Tarife erfragt. Dies fand anhand einer qualitativen Befragung statt. Dazu wurden drei Gruppendiskussionen mit 10 bis 12 Privatkunden geführt und Expertengespräche mit Mitarbeitern der Versorgungsunternehmen, der deutschen Energie Agentur (dena) und Wissenschaftlern ausgewertet. Die Befragungen fanden im Juni und Juli des Jahres 2008 statt.¹¹²

Die Befragten äußerten sich gegenüber zeitabhängigen Tarifen eher verhalten. Eine Verlagerung von energieintensiven Arbeiten gelte jedoch als grundsätzlich attraktiv, sofern keine deutliche Anpassung der Lebensgewohnheiten geschehen muss.

¹¹⁰ Birzle-Harder et al. 2008

¹¹¹ Summit Blue Consulting 2004

¹¹² Gespräch mit Herrn Dr. Thomas Lüers (Prof. Homburg & Partner), 2008

Dieses spontane Interesse liegt vor allem darin begründet, dass die Befragten darin eine Chance sehen, Energiekosten einzusparen. Viele der Befragten sehen jedoch subjektiv durch ihren stark durchorganisierten Alltag stark begrenzte Einsparmöglichkeiten. Bei der Nutzung von Wasch- und der Spülmaschine ist dem entgegen eine Bereitschaft vorhanden, diese Anwendungen in den Abend zu verlegen. Diese Entscheidung der Verlagerung ist stark von dem monetären Einsparpotenzial abhängig.

Weiter muss beachtet werden, dass sich gewisse Restriktionen für eine Verlagerung ergeben. Erstens können nicht alle Anwendungen über einen längeren Zeitraum verschoben werden. Letztendlich eignen sich hierfür nur die Großanwendungen (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine, ...) und Akkus. Außerdem kann in Mietshäusern die Hausordnung weitere Restriktionen schaffen. Dies schränkt die Verlagerung der Anwendungen in die Abend oder Nachtstunden zusätzlich ein.

Im Endergebnis wird in der Studie von Prof. Homburg & Partner festgestellt, dass eine substantielle Einsparung von mindestens 10 € pro Jahr notwendig ist, um eine Verhaltensänderung zu erreichen. Die Befragten würden für geringere Einsparungen ihr Verhalten nicht verändern. Dies zeigt, dass die Kundenakzeptanz grundlegend von dem monetären Einsparpotenzial abhängig ist.

4.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die Einspar- und Verlagerungspotenziale der in Kapitel 3 definierten Tarifmodelle ermittelt sowie die jeweilige Kundenakzeptanz untersucht. Dazu wurden in Kapitel 4.1 Studien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial analysiert. Anschließend werden ausgewählte Tarifmodelle unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse von nationalen und internationalen Demand-Response-Programmen hinsichtlich ihres monetären Kundennutzens simuliert und ausgewertet. Schließlich wurden die zur Kundenakzeptanz und Kundenerwartung verfügbaren Studien ausgewertet. Als Ergebnis fand eine Bewertung der Vorteilhaftigkeit einzelner Tarifmodelle statt.

4.4.1 Studien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial

Eine Literaturrecherche zeigt, dass nur wenige Potenzialstudien zum Einspar- und Verlagerungspotenzial für Deutschland verfügbar sind. Weiterhin sind aufgrund der unterschiedlichen Annahmen und Rahmenbedingungen die quantitativen Ergebnisse der Studien kaum miteinander vergleichbar. Da das Potenzial in den analysierten Studien meist unter Berücksichtigung von variablen Tarifen in Kombination mit weiteren Maßnahmen abgeschätzt worden ist, gelten die hier getroffenen Aussagen auch nur für solche Maßnahmenbündel. Unter dieser Voraussetzung können durchaus große Potenziale berechnet werden.

So kommen die Studien auf ein Verlagerungspotenzial zwischen 14 TWh/a und 33,6 TWh/a. Das entspricht 9,9 % und 23,8 % des Jahresenergieverbrauchs der deutschen Haushalte für Wohnen. Das Einsparpotenzial lässt sich CapGemini folgend mit 45,1 TWh/a bzw. 32 % des Jahresenergieverbrauchs der deutschen Haushalte für Wohnen angeben.

4.4.2 Simulation von Tarifmodellen

In diesem Kapitel wurden Tarifmodelle unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse von nationalen und internationalen Demand-Response-Programmen hinsichtlich ihres monetären Kundennutzens simuliert und ausgewertet. Hierfür wird zunächst ein dynamisiertes Standardlastprofil H0 mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.165 kWh zu Grunde gelegt. Als Vergleichsbasis für die Simulation wird ein Standardtarif mit einem Arbeitspreis von 20 Ct/kWh definiert. Dies entspricht bei 3.165 kWh Jahresverbrauch Stromkosten in Höhe von 633 €/a. Eine Grundgebühr findet keine Berücksichtigung, da in dieser Untersuchung nur die monetären Effekte von variablen Arbeitspreisen von Interesse sind.

Die Preisstufen und Zeitzonen der variablen Tarife werden so gestaltet, dass für den Kunden mit H0-Lastprofil zunächst die gleichen Kosten entstehen wie mit dem Standard-Tarif. Das Einspar- und Lastverlagerungsverhalten des Kunden wird in Form einer starken und einer schwachen Kundenreaktion in Anlehnung an die Ergebnisse der nationalen und internationalen Feldstudien definiert.

Die unter diesen Annahmen simulierten Kostenersparnisse für Privatkunden liegen zwischen 12 € beim lastvariablen Tarif (schwache Kundenreaktion) und 50 € beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und Eventpreisstufe (starke Reaktion). Bezogen auf den Jahresverbrauch ohne Kundenreaktion sind dies 1,9 % bzw. 8,0 %.

In einem weiteren Schritt werden variable Tarife für Geschäftskunden mit einem Jahresverbrauch von 30.000 kWh und Lastprofil G0 simuliert. Die Kosteneinsparungen für diese Geschäftskunden betragen zwischen 135 € beim zeitvariablen Tarif mit zwei Preisstufen (schwache Kundenreaktion) und 588 € beim zeitvariablen Tarif mit zwei regulären Preisstufen und Eventpreisstufe (starke Reaktion). Dies entspricht 2,7 % bzw. 11,7 % der Jahreskosten ohne Kundenreaktion.

Unter den simulierten Tarifen bietet der Event-Tarif vor dem zeitvariablen Tarif mit drei Preisstufen das größte Kosteneinsparpotenzial. Über Tarife mit einer größeren Preisspreizung oder Hochpreisstufen am Wochenende ließen sich die Kosteneinspareffekte noch verstärken.

4.4.3 Studien zu Kundenakzeptanz und Kundenerwartungen

Für Deutschland gibt es nur wenige Marktforschungsstudien zu Kundenakzeptanz und Kundenerwartungen von variablen Tarifen. Evaluationsstudien von Energieversorgern zu neuen Produkten werden üblicherweise nicht veröffentlicht. Auf Grund dieser dünnen Literaturlbasis ist es sehr schwierig, generelle Aussagen zur Kundenakzeptanz zu treffen. Von den hier analysierten Marktforschungsstudien hat nur die IBM-Studie und die Studie des Consultinghauses Prof. Homburg & Partner das Thema „variable Tarife“ explizit aufgegriffen. Die Intelliekon-Studie kann zu der Frage der Kundenakzeptanz von variablen Tarifen nur einen indirekten Beitrag leisten. Insgesamt können jedoch die folgenden Tendenzen benannt werden.

Grundsätzlich interessieren sich die Kunden für variable Tarife. Dies ist vor allem in der Hoffnung begründet, durch variable Tarife Energiekosten zu sparen. Dabei sind für die Kunden vor allem tageszeitvariable Tarife (Tag/Nacht) von besonderem Interesse. Stundenabhängige Tarife sind u.a. aufgrund ihrer Unübersichtlichkeit eher unattraktiv.

Das Interesse ist jedoch davon abhängig, wie stark der Kunde seine Lebensgewohnheiten ändern muss. Die Befragten in den analysierten Studien sind nicht bereit, ihre Lebensgewohnheiten fundamental zu ändern und sehen dafür auch keine Möglichkeit. Weiter hängt die Akzeptanz von dem monetären Einsparpotenzial beim Kunden ab. Je höher das monetäre Einsparpotenzial ist, desto eher sind die Kunden bereit sich dem Tarifmodell anzupassen. Durch eine subjektiv wahrgenommene Rigidität der Verhaltensroutinen sind die Anpassungsmöglichkeiten jedoch nach Meinung der Befragten eingeschränkt.

Dies zeigt, dass für eine erfolgreiche Implementierung variabler Tarife diese so gestaltet sein müssen, dass sie an die Bedürfnisse der Kunden (oder Kundensegmente) und den entsprechenden Verhaltensroutinen angepasst sind. Weiterhin sollten sie einen monetären Vorteil für den Endkunden bieten.

Fazit

Die Ergebnisse aus Kapitel 4.2 zeigen, dass unter gewissen Rahmenbedingungen mit last- und zeitvariablen Tarifmodellen für Haushaltskunden mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch Kosteneinspareffekte zwischen 2 % und 8 % erzielbar sind. Für einzelne Kunden können diese Effekte jedoch in Abhängigkeit von ihrem tatsächlichen Lastgang sehr stark differieren. Einzelnen Kunden können Mehrkosten, anderen erheblich geringere Kosten im Vergleich zu einem Kunden mit Standardlastprofil entstehen.

5 Implikationen von last- und zeitvariablen Tarifmodellen

In diesem Kapitel werden aus verschiedenen Perspektiven die Implikationen beleuchtet, die die Einführung von variablen Tarifen mit sich bringt. Dabei handelt es sich um die technischen Implikationen in Form der notwendigen Zählersysteme, die rechtlichen Implikationen sowie die Auswirkungen auf das Bilanzierungs- und Abrechnungssystem. Anschließend werden die Kosten der Einführung dieser Tarifmodelle betrachtet und abschließend untersucht, inwieweit diesen Kosten Einsparungen Netzbereich gegenüberstehen.

5.1 Technische Implikationen von last- und zeitvariablen Tarifen

5.1.1 Grundanforderungen an Smart-Metering-Systeme

Um last- und zeitvariable Tarife anbieten zu können, müssen bestimmte technische Voraussetzungen erfüllt sein. Im Wesentlichen betreffen diese Voraussetzungen die Art und den Ort der Datenspeicherung, die Form der Weitverkehrskommunikation sowie die Bilanzierung. In Tabelle 30 sind die spezifischen Anforderungen der Tarifmodelle aufgeführt.

Tabelle 30: Infrastrukturanforderungen der Tarifmodelle (Quelle: EnCT)

Tarifmodell		Infrastruktur			Prozess
		Datenspeicher		Weitverkehrs-kommunikation KS3	Bilanzierung
Name		Mindestanforderung	Maximal-anforderung		
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif (Time of Use, ToU)	2 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing, CPP)	3-6 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang
Last-/ verbrauchsvariabel	Lastbegrenzter Tarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	Lastvariabler Tarif	2 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Verbrauchsvariabler Monatstarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	SLP
	Verbrauchsvariabler Jahrestarif	1 Tarifregister	ZSG	keine	SLP
	Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang

ZSG: Zählerstandsgang

mod. SLP: modifiziertes Standardlastprofil

KS3: Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation¹¹³

¹¹³ Im Rollout-Gutachten werden die systemtechnischen Schnittstellen zur Kommunikation definiert. Die Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation ist dabei als KS3 definiert.

In Bezug auf die **Datenspeicherung** können grundsätzlich zwei Konzepte der Registrierung bzw. Tarifierung unterschieden werden (vgl. Kapitel 2 des Zähler-Gutachtens). Bei der lokalen **Registrierung** in einem Zähler werden in den entsprechenden Zeitintervallen die gemessenen Verbräuche in 1, 2 oder 3 bis 6 Zählerregistern aufsummiert. Die Registerwerte werden dann als kWh-Werte an die Zentrale übertragen. Demgegenüber wird bei der Erfassung des Zählerstandsgangs (ZSG) in einem Zähler oder Gateway nur der Zählerstand in Intervallen gespeichert. Es werden jedoch keine Summationen durchgeführt. Als Messintervall sind 15-Min., Stunde, Tag, Monat oder Jahr möglich. Übertragen an die Zentrale, wird dort die **Tarifierung** (Rating) durchgeführt, also aus den Zählerständen die Verbrauchswerte pro relevantem Zeitintervall ermittelt und mit den jeweiligen Preisstufen bewertet.

Wie Tabelle 30 zeigt, benötigen zeitvariable Tarifmodelle und lastvariable Tarifmodelle mindestens zwei Tarifregister, Eventtarife mindestens drei bis zu sechs. Dynamische Tarife sowie direkte Laststeuerung sind nur mit einer Zählerstandsgang-Erfassung sinnvoll zu messen. Demgegenüber benötigen lastbegrenzte Tarifmodelle sowie die verbrauchsvariablen Tarifmodelle nur ein Tarifregister. Wie in der Rubrik „Maximalanforderung“ dargestellt, können mit der ZSG-Erfassung alle Tarifmodelle gemessen werden.

In Bezug auf die Weitverkehrskommunikation (KS3-Schnittstelle) stellen die Tarifmodelle unterschiedliche Anforderungen. Der Verbrauchsvariable Jahrestarif benötigt keine Weitverkehrskommunikation, weil nur der Jahresverbrauchswert bewertet wird. Der Lastbegrenzte Tarif sowie der Verbrauchsvariable Monatstarif erfordern eine 1-Wege-Kommunikation um entsprechende Schwellwerte zu übermitteln. Alle anderen Tarifmodelle erfordern eine 2-Wege-Kommunikation.

Die Anforderungen der Tarifmodelle an den Bilanzierungsprozess werden in Kapitel 5.3 dargestellt.

5.1.2 Tarifmodelle und Smart-Metering-Systemvarianten

Auf Basis der Anforderungsanalyse kann nun geprüft werden, welche Smart-Metering-Systeme diese Anforderungen erfüllen. Tabelle 31 zeigt eine Übersicht über die in Kapitel 2.1 des Zähler-Gutachtens dargestellten Systemvarianten. Die Systemvarianten werden in zwei Gruppen unterteilt: die Zählervarianten haben kein Kommunikationssystem zur Fernauslesung (EDL21) bzw. ein Kommunikationssystem, das gerätetechnisch in den Zähler integriert ist (integrierter AMM-Zähler). Demgegenüber sind bei den Gateway-Varianten Zähler und Kommunikationseinheit gerätetechnisch getrennt. Eine derartige Gerätetrennung wird beispielsweise gemäß des unternehmensspezifischen Ansatzes der T-Systems Enterprise Services vorgenommen. Der Ansatz sieht als Gateway einen sogenannten Multi-Utility Server (MUS) vor.

Tabelle 31: Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)

	Kürzel	Betreiber	Beschreibung
Zähler-Varianten	EDL21	VNB	Elektronischer Zähler mit einem oder zwei Tarifregistern, rückseitiger Schnittstelle zur Integration in Gateway, informativem Zählerdisplay, ohne Fernauslesung und Lastmanagement
	AMM-KIP	LF	Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit drei bis sechs Tarifregistern, Kundenschnittstelle und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss
	AMM-HIP	LF	Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit Kundenschnittstelle und Übertragung über Haus-IP-Anschluss
	AMM-PLC	VNB	Integrierter VNB-AMM-Zähler mit drei bis sechs Tarifregistern, Zählerstandsgangerfassung, Kundenschnittstelle, integriertem Laststeuerung und Fernschaltung, Übertragung über integriertem PLC-Kommunikationsmodul (alternativ auch GPRS)
Gateway-Varianten	EBZ-MUC-PLC	VNB	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und PLC-Kommunikation (entspricht EDL40-System)
	EBZ-MUC-KIP	LF	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler
	EBZ-MUC-HIP	LF/DL	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Haus-Router
	KON-MMUC-HIP	VNB/DL	Konventioneller Ferraris-Zähler mit optischer Auslesung zu Hausgateway (MMUC), Übertragung über Haus-IP-Anschluss (DSL, LWL), alternativ GPRS, ohne Fernschaltung
	EBZ-MMUC-HIP	LF/DL	Elektronischer Basiszähler / EDL21-Zähler mit einem Hausgateway für alle Wohnungen und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler

Vergleicht man die technischen Merkmale der Systemvarianten mit den jeweiligen technischen Anforderungen der Tarifmodelle, so wird deutlich, dass mit den Gateway-Varianten mit *elektronischem* Basiszähler (EBZ) alle diskutierten Tarifmodelle abgebildet werden können. Einschränkungen treten nur im Falle des Lastbegrenzten Tarifs und der Direkten Laststeuerung auf. Hierzu wird ein Schütz bzw. ein Schaltrelais benötigt, das zwar prinzipiell als separates Gerät installiert und von dem Gateway angesteuert werden kann, aus Kostengründen in der Regel aber nicht eingebaut wird. Daher werden diese Tarifmodelle in Klammern gesetzt. Einer weiteren Einschränkung unterliegt die Systemvariante KON-MMUC-HIP. Bei dieser werden konventionelle mechanische Zähler optisch ausgelesen und die Informationen per Funk (RF) übertragen. Wegen der üblichen Batterielebensdauer dürfte mit der Variante KON-MUC-HIP allerdings nur eine geringe Aktualisierungsdichte, nämlich alle vier, höchstens wohl jede Stunde möglich sein. Eine Auslesung und Übertragung von 15-Min. Intervallwerten, wie sie für einen lastvariablen Tarif erforderlich ist, ließe sich deshalb nicht realisieren.

Mit integrierten AMM-Zählern können mit gewissen Einschränkungen alle Tarifmodelle betrieben werden. Einschränkungen gibt es wiederum bei den Tarifmodellen, die ein Schütz bzw. eine Schaltrelais benötigen, wie der Lastbegrenzte Tarif oder die direkte Laststeuerung. Diese Voraussetzungen erfüllt ein vom Verteilungsnetzbetreiber betriebener AMM-PLC-Zähler, bei dem in der Regel ein Schütz oder ein Schaltrelais integriert ist. Bei den Lieferanten-AMM-Zählern (AMM-KIP, AMM-HIP) wird hingegen angenommen, dass diese nicht vorgesehen sind. Dementsprechend können diese Systemvarianten Lastbegrenzte Tarife und Tarife mit direkter Laststeuerung nicht betreiben. Tabelle 32 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die mit den einzelnen Systemvarianten betreibbaren Tarifmodelle.

Tabelle 32: Tarifmodelle und Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)

Tarifmodelle	Zähler-Varianten					Gateway-Varianten				
	KON	EDL21	AMM-KIP	AMM-HIP	AMM-PLC	EBZ-MUC-PLC	EBZ-MUC-KIP	EBZ-MUC-HIP	KON-MMUC-HIP	EBZ-MMUC-HIP
(Statische) Zeitvariable Tarife	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Event-Tarif			x	x	x	x	x	x	x	x
Dynamischer Tarif			x	x	x	x	x	x	x	x
Lastbegrenzter Tarif					x	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)
Lastvariabler Tarif			x	x	x	x	x	x	(x)	x
Verbrauchsvariabler Monatstarif		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Verbrauchsvariabler Jahrestarif mit		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)					x	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)

5.1.2.1 Eichrechtliche Anforderungen

An Smart-Metering-Systeme werden unterschiedliche eichrechtliche Anforderungen gestellt. Diese variieren hinsichtlich ihres Grades an Verbindlichkeit. Über das Eichrecht wird die gesetzliche Grundlage für das Messen, die Messsicherheit und den Verbraucherschutz in Bezug auf die Messung sichergestellt. So müssen Messsysteme im gewerblichen Verkehr konform sein zur Messgeräte-richtlinie der EU-Kommission (MID) oder, wenn es um komplexere Zähler geht, von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) zugelassen sein.

Zwar befindet sich das deutsche Eichrecht in Folge der Verabschiedung der MID aktuell in Überarbeitung, nachfolgende Grundanforderungen bestehen jedoch weiterhin:

- Der Verbraucher soll Abrechnungswerte einfach nachvollziehen können
- Erfolgt keine Tarifierung und Anzeige der Abrechnungswerte vor Ort sondern in einem Zentralsystem, sind andere Wege zu nutzen (PTB A50.7¹¹⁴) – zum Beispiel Nachbildung mittels Software *Confer*¹¹⁵. Der Verbraucher kann so durch Anwendung einfacher arithmetischer Operationen die Bildung der Abrechnungswerte auch auf nicht geeichten Geräten vornehmen.
- Zählwerte müssen in MID (Europäische Messgeräte-richtlinie)- und eichrechtskonformen Geräten und Systemen gebildet werden.
- Bei Übertragung geeichter Daten über Schnittstellen an Zusatzeinrichtungen (beispielsweise der digitalen Fernübertragung in ein Zentralsystem) muss die Erkennung, bzw. Korrektur von Übertragungsfehlern möglich sein (PTB A50.1¹¹⁶).

Diese Anforderungen sind auch auf die neuen, intelligenten Messsysteme für Haushaltskunden anzuwenden. Dabei lässt sich die Umsetzung heute (Status Quo) mit der zunehmenden Umsetzung in der Zukunft vergleichen. Zukünftig könnte unter Erwartung großer Energiemengen aus erneuerbaren, fluktuierenden Energiequellen, wie Wind und Sonne, eine zunehmend dynamische zeitvariable Tarifierung sinnvoll werden. Diese könnte sich möglicherweise nicht mehr im Zähler abbilden lassen, sondern sollte dann nach Auffassung der Gutachter basierend auf einem Zählerstandsgang in einem zentralen IT-System erfolgen. Tabelle 33 bildet eine denkbare zukünftige Umsetzung bezüglich des Eichrechts ab.

Tabelle 33: Umsetzung eichrechtlicher Vorgaben (Quelle: EnCT)

Status Quo	Zukünftig
Tarifierung erfolgt für „SLP-Kunden“ im Zähler	Tarifierung erfolgt für "SLP-Kunden" zentral, im Abrechnungssystem des Lieferanten
Zählerstände der Tarifregister werden vom MDL manuell abgelesen oder fernausgelesen	Der benötigte Zählerstandsgang wird fernausgelesen, die Übertragung erfolgt signiert und manipulationsgeschützt
Kunde kann Zählerstände am geeichten Zähler ablesen und mit Rechnungsdaten abgleichen	Kunde kann Verbrauchsmengen über Online-Portal des Lieferanten oder am privaten PC mittels spezieller Software ansehen und mit Abrechnungsdaten vergleichen

¹¹⁴ PTB 2002

¹¹⁵ PTB 2009

¹¹⁶ PTB 1989

Das voraussichtlich zukünftig für heutige „SLP-Kunden“ angewendete Verfahren unterscheidet sich von dem heute bei Industrie- und Großkunden im Rahmen der registrierenden Lastgangmessung (RLM) angewandten Verfahren hauptsächlich in einem zentralen Punkt: Statt der Wirkenergie und der Durchschnittsleistung werden bei einem Zählerstandsgang nur der Messwert für die Wirkenergie (Zählerstand) gespeichert und übertragen. Das RLM-Verfahren und die genutzten Systemkomponenten müssen, da jeweils zwei eichrechtlich und abrechnungstechnisch relevante Werte (Wirkenergie und Leistung) zu berücksichtigen sind, deutlich höheren Anforderungen genügen. Im Vergleich zur RLM würde damit eine erhebliche Reduktion der Prozess- und Gerätekomplexität erreicht.

Bezüglich der genauen, massenprozesstauglichen Beschreibung und Umsetzung des Verfahrens einer zentralen Tarifierung bei SLP-Kunden haben die Abstimmungen der Marktteilnehmer mit der PTB erst begonnen. In Teilen kann jedoch auf die Ergebnisse des Projektes SELMA¹¹⁷ zurückgegriffen werden, welche allerdings unter Berücksichtigung der zwischenzeitlich in Kraft getretenen EU-Messgeräte Richtlinie (MID) zu lesen sind. Das Projekt SELMA hatte sich die „Erarbeitung eines rechtsverträglichen, technischen Verfahrens, mit dem geldwertige Energiemessdaten unabhängig vom Transportmedium sicher übertragen werden können“ zum Ziel gesetzt. Technisch wurden kryptographische Verfahren unter Nutzung elektronischer Signaturen verwendet, welche auf lizenzfreien Standards beruhen. Das Projekt wurde in 2005 abgeschlossen. Wesentliche Merkmale des resultierenden SELMA-Konzeptes sind gemäß Selma-Beschreibung¹¹⁸:

- Verständliche und vertrauenswürdige Messinformationen
- Energiekunden können dezentral messen und zentral den Energieverbrauch auswerten
- Daten-Handling wird durch den Einsatz von Sicherheitsstandards vereinfacht
- Messung und Visualisierung der Messdaten werden räumlich unabhängig
- Energiedaten werden durch Signierung eindeutig einer Messstelle zugeordnet
- Zertifizierungs- und Überwachungsaufwand der Regulierungsbehörden wird verringert

5.1.2.2 Datensicherheit und Signierung in der Fernkommunikation

Bei Fernübertragung von Daten gilt es, die Verfügbarkeit, die Vertraulichkeit, die Integrität und die Authentizität der übertragenen Daten sicherzustellen.

¹¹⁷ Projekt SELMA, <http://www.selma-project.de/>

¹¹⁸ Selma 2008

Ein Diskussionspunkt um Smart-Metering ist daher die Verschlüsselung des zwischen Zähler und Zentralsystem auftretenden Datenverkehrs. Gemäß PTB A50.7 ist „vom eichtechnischen Standpunkt (ist) eine Verschlüsselung der Messwerte normalerweise nicht notwendig; es ist ausreichend, wenn der Empfänger oder Verwender der Messwerte Verfälschungen erkennen kann“. Allerdings wurde das Thema Datenverschlüsselung in allen Spezifikationen, unabhängig von den Anforderungen des Eichrechts berücksichtigt, um rechtliche und gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen. Bezüglich der Gateway-Konzepte haben die jeweiligen Arbeitskreise Vorgaben erarbeitet. Zum einen hat der im Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE-FNN) koordinierte Arbeitskreis (MUC-Lastenheft¹¹⁹) eine Spezifikation entwickelt. Zum anderen hat auch die Open Metering Group, die vom Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI) koordiniert wird, eine Spezifikation – die Open Metering System Specification (OMS-S) – entwickelt¹²⁰¹²¹¹²².

Die von beiden Arbeitskreisen entwickelten Anforderungen an die Verschlüsselung von Daten unterscheiden zwischen der Kommunikation Zähler zu Gateway oder Gateway zu Zähler, und Gateway zu MDM-System oder MDM-System zu Zähler. Bei der Kommunikation von Zähler zu Gateway wird für die Verschlüsselung einer drahtlosen Verbindung der Advanced Encryption Standard (AES) vorgesehen. Für drahtgebundene Verbindungen ist die Verschlüsselung optional. Bezüglich des Datenverkehrs vom Gateway zum MDM-System bzw. MDM-System zum Gateway werden hingegen grundsätzlich IP-basierte Verschlüsselungstechniken vorgesehen. Eine Anpassung der Verschlüsselungsalgorithmen im Gateway ist technisch ohne Verletzung der Signatur realisierbar. Tabelle 34 zeigt die Anforderungen an die Verschlüsselung für die einzelnen Systemkomponenten auf.

Tabelle 34: Vorschlag zur Verschlüsselung von Datenströmen (Quelle: FNN, OMS)

Anforderungen an Kommunikation Zähler <-> Gateway (Kommunikationsschnittstelle 1.1)		
Organisation	Draht-M-BUS	Funk-M-BUS (RF)
FNN im VDE	optional AES 128	verpflichtend AES 128
OMS (figawi, ZVEI)	optional AES 128	verpflichtend AES 128
Anforderungen an Kommunikation Gateway <-> MDM-System (Kommunikationsschnittstelle 3.1)		
Organisation	GSM, GPRS, ISDN, Analog	
FNN im VDE	IP-basierte Sicherheitsmethoden	
OMS (figawi, ZVEI)	IP-basierte Sicherheitsmethoden	

¹¹⁹ VDE - FNN Forum Netztechnik 2009

¹²⁰ Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009a

¹²¹ Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009b

¹²² Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009c

Generell sind also bei funkbasierter Übertragung höhere Sicherheitsanforderungen formuliert. Dies hängt mit dem einfacheren Zugriff auf Funkdaten und dem damit erhöhten Gefährdungspotenzial zusammen.

Bei den Herstellern der meist proprietären PLC-Systeme gibt es unterschiedliche Herangehensweisen. Da es sich um geschlossene und drahtgebundene Systeme handelt, werden meist reduzierte Anforderungen formuliert. Das Unternehmen Echelon sieht für ihre Zähler beispielsweise einen passwortgeschützten Zugang, eine Authentifizierung und eine modellabhängige, konfigurierbare, jedoch nicht näher spezifizierte Verschlüsselung vor¹²³, ¹²⁴. Auch das Mannheimer Unternehmen PPC sieht entsprechende konfigurierbare, integrierte Sicherheitsvorkehrungen vor. Aufgrund der hohen öffentlichen Aufmerksamkeit gibt es jedoch bei allen namhaften Herstellern Bestrebungen, die Datensicherheit zwischen Zähler und Gateway weiter zu erhöhen, beispielsweise durch Anhebung der Schlüssellänge, so dass entsprechend sichere Systeme schon heute und auch in Zukunft verfügbar sein werden. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings die im Effekt stark reduzierte Datenübertragungsrate, die die Wirtschaftlichkeit und Echtzeitfähigkeit der Systeme negativ beeinflussen.

Aufgrund der hohen öffentlichen Aufmerksamkeit gibt es jedoch bei allen namhaften Herstellern Bestrebungen, die Datensicherheit zwischen Zähler und Gateway weiter zu erhöhen.

Was alle Systemkonzepte mit IP-basierter Fernkommunikation gemein haben, ist die Verschlüsselungsmöglichkeit zwischen dem Gateway und dem Zentralsystem.

Neben der Datensicherheit wird auch das Thema Signierung in der Branche intensiv diskutiert. Vor allem eichrechtlich wird der Signierung der übertragenen Zählerstände große Bedeutung beigemessen. Unter Signierung werden technische Maßnahmen verstanden, die einer eigenhändigen Unterschrift auf Papier gleichkommen. Da es sich bei der Übertragung von Verbrauchsdaten nicht um unterschriftsrelevante Dokumente handelt, wurden und werden diese bisher üblicherweise auch nicht signiert. Dies gilt zumindest soweit die Tarifierung wie bisher üblich in geeichten Geräten vor Ort und nicht im Zentralsystem erfolgt.

Das MUC-Lastenheft des VDE-FNN und die OMS-Spezifikation sehen das Gateway als Weiterleitungsmedium an. Erfolgt die Kommunikation vom Zähler zum Gateway, ist nach der aktuellen Spezifikation der Open Metering Group keine Signierung der Daten erforderlich. Der FNN-Arbeitskreis hingegen diskutiert eine verpflichtende Signierung der übertragenen Zählerstände für Elektrizität. Ein offiziell verabschiedetes Lastenheft für den EDL-Zähler lag von Seiten VDE-FNN bis dato nicht vor und konnte daher nicht berücksichtigt werden. Tabelle 35 fasst die verfügbaren Aussagen zur Signierung zusammen.

¹²³ Echelon 2009

¹²⁴ Echelon 2009

Tabelle 35: Vorschlag zur Signierung von Datenströmen (Quelle: FNN und OMS)

VDE / FNN (in Diskussion)	
Kommunikationsrichtung	signierte Kommunikationsinhalte
Zähler zu Gateway zu MDM	- Verwendung der SLM-Signatur
Open Metering Group	
Kommunikationsrichtung	signierte Kommunikationsinhalte
Zähler zu Gateway zu MDM	- Signierung ist für zukünftige Weiterentwicklung des Spezifikation vorbehalten

Bezüglich der Konzepte der PLC-Systemhersteller und der proprietären System die auf mechanischen Zähler basieren (KON-MMUC) gibt es keine ausreichenden, öffentlich verfügbaren Aussagen zu Signierung. Generell gilt jedoch, dass bei IP-basierter Übertragung eine eindeutige Zuordnung der beteiligten Geräte über die IP-Adresse ermöglicht wird und damit bei Bedarf auch eine Signierung erfolgen kann.

Bei Berücksichtigung der Anforderungen der PTB A50.7 (u.a. Signierung der Zählerstände) gilt die Vermutungsregel, dass bei einer zentralen Tarifierung die eichrechtlichen Vorgaben eingehalten werden. Sobald wie bisher eine Tarifierung bereits vor Ort im Zähler erfolgt, sind die zu übertragenden Zählerstände auch nicht zu signieren.

5.1.2.3 Berücksichtigung der datenschutzrechtlichen Anforderungen

Gemäß §21 b EnWG müssen in Neubauten Zähler eingebaut werden, die „dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“. Darunter wird häufig die Darstellung der Verbräuche des letzten Tages, der letzten Woche, des letzten Monats und des letzten Jahres verstanden. Die Zähler benötigen hierfür die entsprechenden Datenspeicher und Anzeigefunktionen. In Einfamilienhäusern wird dies datenschutzrechtlich problemfrei sein, da nur Datenberechtigte Zugang zum Zähler haben. In Mehrfamilienhäusern kommt es hingegen häufig vor, dass Zähler mehrerer Wohnungen in einem gemeinsamen Zählerschrank bspw. offen zugänglich im Keller montiert sind. Hier bestehen Befürchtungen, dass Nachbarn unberechtigt Zugang zu Verbrauchsinformationen anderer Nachbarn erhalten können. Für diese Fälle soll eine Deaktivierung bestimmter Anzeigefunktionen vorgesehen werden, allerdings unter Inkaufnahme einer reduzierten Detaillierung der Anzeigedaten.

Analoges gilt auch für die integrierten AMM-Zähler-Konzepte mit detaillierter Anzeige am Zähler.

Bei allen Systemvarianten, bei denen Daten vom Messdienstleister fernausgelesen und an den Netzbetreiber übermittelt werden, hat die Klärung mit den Datenschutzbeauftragten der jeweiligen Bundesländer¹²⁵ meist zu folgendem Ergebnis geführt:

- Messdienstleister, Netzbetreiber und Lieferanten dürfen ohne explizite Zustimmung des Anschlussnutzers nur die abrechnungsrelevanten Daten zur Weiterverarbeitung auslesen; dies ist in der Regel auch im Liefervertrag entsprechend geregelt
- Für die Abfrage umfangreicherer Daten benötigt der Messdienstleister die ausdrückliche Zustimmung des Anschlussnutzers
- Anschlussnutzer erhalten in Abstimmung / auf Antrag Zugang oder Zugriff zu den Daten vor Ort (z.B. Wohnungsdisplay, Internetportal)

Diese Anforderungen können alle Systemvarianten erfüllen. In der Regel wird dem Kunden für detaillierte, sekundliche oder minutenweise Verbrauchsdaten ein Vor-Ort-Zugriff über die KS2-Schnittstelle angeboten. Bei den AMM-Systemvarianten und der Systemvariante EBZ-MMUC befindet sich diese Schnittstelle am Zähler. Bei den Systemvarianten EBZ-MUC und KON-MMUC wird die KS2-Schnittstelle am Gateway zur Verfügung gestellt. Soweit dabei mehrere Anschlussnutzer auf das Gateway zugreifen können, ist wiederum aus Datenschutzgründen ein Berechtigungskonzept erforderlich. So sieht das MUC-Lastenheft beispielsweise acht Nutzerrollen vor, welchen jeweils unterschiedliche Rechte eingeräumt werden können. In wie weit die Verwaltung der Rechte im regulären Betrieb effizient handhabbar ist kann nur schwer abgeschätzt werden. Dass eine derartige Nutzerverwaltung rein technisch umsetzbar ist zeigen bereits bestehende, komplexe IT-Netzwerke.

5.1.3 Zusammenfassung

5.1.3.1 Technische Implikationen

Wesentliche technische Voraussetzungen für die Einführung von last- und zeitvariablen Tarifen betreffen die Art und den Ort der Datenspeicherung, die Form der Weitverkehrskommunikation sowie die Bilanzierung. Bei der Datenspeicherung wird zwischen einer Aufsummierung von Verbräuchen in im Zähler angesiedelten Tarifregistern und einer Erfassung von Zählerstandsgängen im Zähler oder Gateway unterschieden. Die Erfassung von Zählerstandsgängen stellt dabei eine Maximalanforderung dar, unter der sich alle Tarifmodelle abbilden lassen. Als Minimalanforderung benötigen zeit- und lastvariable Tarifmodelle mindestens zwei, Eventtarife mindestens drei und bis zu sechs Tarifregister. Dynamische Tarife sowie Direkte Laststeuerung sind nur mit einer Zählerstandsgangerfassung sinnvoll zu

¹²⁵ Karg 2009

messen. Lediglich lastbegrenzte und verbrauchsvARIABLE Tarifmodelle kommen mit einem Tarifregister aus.

Weiter lassen sich die Tarifmodelle hinsichtlich ihrer Anforderungen an die Weitverkehrskommunikation unterscheiden. Dabei ist zwischen einer Ausgestaltung ohne Weitverkehrskommunikation, einer uni- (1-Weg) oder einer bidirektionalen (2-Wege) Ausgestaltung der Schnittstelle zu unterscheiden. Der VerbrauchsvARIABLE Jahrestarif benötigt keine Weitverkehrskommunikation, weil nur der Jahresverbrauchswert bewertet wird. Der Lastbegrenzte Tarif sowie der VerbrauchsvARIABLE Monatstarif erfordern eine 1-Wege-Kommunikation um entsprechende Schwellwerte zu übermitteln. Alle anderen Tarifmodelle erfordern eine 2-Wege-Kommunikation. Die Anforderungen an den Bilanzierungsprozess werden in Kapitel 5.3 erläutert. Anhand der aufgeführten Anforderungen lässt sich prüfen, welche der in Kapitel 2.1 des Zähler-Gutachtens erarbeiteten Systemvarianten diese erfüllen. Tabelle 36 führt diese nach Zähler- und Gatewayvarianten geclustert auf.

Tabelle 36: Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)

Zählervariante				Gateway-Variante			
EDL21	AMM-KIP	AMM-HIP	AMM-PLC	EBZ-MUC-PLC	EBZ-MUC-HIP	KON-MMUC-HIP	EBZ-MMUC-HIP

Vergleicht man die technischen Merkmale der Systemvarianten mit den jeweiligen technischen Anforderungen der Tarifmodelle, so wird deutlich, dass mit den Gateway-Varianten mit elektronischem Basiszähler (EBZ) alle diskutierten Tarifmodelle abgebildet werden können. Für einen lastbegrenzten Tarif oder einen Tarif mit direkter Laststeuerung wird lediglich ein zusätzliches Schütz bzw. ein Schaltrelais benötigt. Daher werden diese Tarifmodelle in Klammern gesetzt. Bei der Systemvariante mit optisch ausgelesenen konventionellen Zählern (KON-MMUC-HIP) wird angenommen, dass eine optische Auslesung mit Funkübertragung auf Grund der üblichen Batterielebensdauer keine 15-Min. Intervallwerte auslesen und übertragen kann und somit kein lastvariabler Tarif abbildbar ist. Auch integrierte AMM-Zähler können mit gewissen Einschränkungen alle Tarifmodelle betreiben. Einschränkungen gibt es auch hier bei den Tarifmodellen, die ein Schütz bzw. ein Schaltrelais benötigen, wie der Lastbegrenzte Tarif oder die direkte Laststeuerung. Diese Voraussetzungen erfüllt ein vom Verteilungsnetzbetreiber betriebener AMM-Zähler, bei dem i.d.R. ein Schütz bzw. Schaltrelais integriert ist. Für die vom Lieferanten betriebenen AMM-Varianten wird hingegen angenommen, dass diese Ausstattung nicht vorgesehen ist.

5.1.3.2 Eichrecht, Verschlüsselung, Signierung und Datenschutz

Über das Eichrecht werden an das Smart-Metering-System Anforderungen bezüglich des Messens und der Messsicherheit gestellt.

Dabei müssen Messsysteme im gewerblichen Verkehr konform sein zur Messgeräte-Richtlinie der EU-Kommission (MID) bzw. wenn es um komplexere Zähler geht, von der Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) zugelassen sein. Das deutsche Eichrecht befindet sich in Folge der Verabschiedung der MID aktuell in Überarbeitung. Grundsätzliche Anforderungen an massenprozesstaugliche Verfahren existieren bereits. Dabei wird das vermutlich zukünftig für „SLP-Kunden“ angewendete Verfahren gegenüber dem heute bei Industrie- und Großkunden im Rahmen der registrierenden Lastgangmessung (RLM) angewandten Verfahren deutlich effizienter sein. Die Art und Menge der übermittelten Daten im Rahmen der registrierenden Lastgangmessung müssen aufgrund der Berücksichtigung von Wirkenergie und Wirkleistung höheren prozessualen Anforderungen genügen.

Mit einer Verschlüsselung des Datenverkehrs soll eine ungestörte und vertrauliche Datenübertragung im Weitverkehrsnetz (WAN) und Lokalen Netz (LAN) gewährleistet werden. Die Hersteller aller Systemvarianten sehen Verschlüsselungsverfahren vor. Bei IP-Übertragung werden Internet-übliche Verfahren (z.B. AES 128) verwendet. Die Hersteller von PLC-Systemen bieten optional eine Verschlüsselung an. Verpflichtend wird eine Verschlüsselung in den Lastenheften und Standards für RF-Übertragung vorgesehen. Bei einer drahtgebundenen In-Haus-Übertragung wird eine Verschlüsselung als optional vorgesehen. Dieser Verschlüsselungsansatz wird dem zu erwartenden Gefährdungspotenzial nach Brancheneinschätzung gerecht.

Generell ist nach Einschätzung der Gutachter eine Verschlüsselung der Datenübertragung in Weitverkehrsnetzen unabhängig vom Übertragungsmedium erforderlich. Die notwendige Mindest-Qualität der Verschlüsselung sollte auf Basis der in- und ausländischen Erfahrung deutschlandweit einheitlich vereinbart werden.

Die Signierung von Datenströmen ist für den Haushaltskundenbereich ein neues Thema. Sobald jedoch die Übertragung eines Zählerstandgangs in das Zentralsystem mit einer anschließenden zentralen Tarifierung erfolgt, schreibt die PTB eine Signierung der Zählerstände vor¹²⁶. Die Arbeitskreise auf Verbandsebene haben dieses Thema berücksichtigt. In den Konzepten ist vorgesehen, dass Datenströme vom Zähler zum MDM-System optional und Datenströme vom MDM-System zum Zähler sicher signiert werden. Zu den proprietären herstellergetriebenen Konzepten gibt es keine endgültigen Aussagen.

Unter dem Thema Datenschutz wird derzeit diskutiert, welche Daten der Netzbetreiber und weitere Marktteilnehmer erhalten und welche Daten lediglich für den Kunden „vor Ort“ verfügbar sind. Nach Einschätzung der Datenschutzbeauftragten der Bundesländer und des unabhängigen Landeszentrums für Datenschutz (ULD)¹²⁷ liegen dabei folgende zentrale Einschätzungen vor:

¹²⁶ PTB 2002

¹²⁷ Karg 2009

- Messdienstleister, Netzbetreiber und Lieferanten dürfen ohne explizite Zustimmung des Anschlussnutzers nur die abrechnungsrelevanten Daten zur Weiterverarbeitung auslesen; dies ist in der Regel auch im Liefervertrag entsprechend geregelt
- Für die Abfrage umfangreicherer Daten benötigt der Messdienstleister die ausdrückliche Zustimmung des Anschlussnutzers
- Anschlussnutzer erhalten in Abstimmung / auf Antrag Zugang oder Zugriff zu den Daten vor Ort (z.B. Wohnungsdisplay, Internetportal)

Im Verhältnis des Anschlussnutzers zu Dritten vor Ort wie Nachbarn, Vermieter, Nachmieter und potentiellen Einbrechern stellen Zähler mit erweiterter Anzeigefunktion - gemäß bspw. des Konzeptes EDL21 - nach Einschätzung der Gutachter keine wesentliche Erhöhung der Gefährdung dar. Auch bei den heute genutzten mechanischen Zählern mit Drehscheibe kann ein Dritter, so weit der Zähler zugänglich ist, den momentanen Strombezug abschätzen und darüber Rückschlüsse auf Anwesenheit des Anschlussnutzers ziehen. Durch Deaktivierung der erweiterten Anzeigefunktion durch den Messstellenbetreiber wird der möglichen, subjektiven Gefährdung angemessen begegnet.

Alle Systemvarianten mit Fernauslesefunktion und Verbrauchsanzeige vor Ort können diese Anforderungen prinzipiell erfüllen. Entscheidend ist hierbei allerdings letztlich die konkrete produktspezifische Ausgestaltung des Systems.

5.2 Rechtliche Implikationen variabler Tarife

In Kapitel 3 wurden Modelle für lastvariable und tageszeitabhängige Tarife gebildet. Diese sollen nachstehend daraufhin untersucht werden, ob sie mit dem geltenden Rechtsrahmen vereinbar sind. Das betrifft insbesondere die Frage, ob sie – zunächst ohne eine Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen – aus rechtlichen Gesichtspunkten, vor allem vertragsrechtlich und energiewirtschaftsrechtlich, umgesetzt werden können. Namentlich sollen folgende Tarife betrachtet werden:

- zeitvariabler Tarif (statisch, Time-Of-Use)
- zeitvariable Tarif mit Events (dynamisch, wie Critical-Peak-Pricing (CPP) oder Real-Time-Pricing (RTP))
- Lastvariable Tarife

Während die zeitvariablen Tarife (statisch und dynamisch) im Sinne des § 40 Abs. 3 EnWG als tageszeitabhängige Tarifmodelle zu qualifizieren sind, sind lastvariable Tarife, gemäß der in Kapitel 3 verwendeten Definitionen von der Kundenlast abhängig.

Da die grundlegende Struktur innerhalb der Gruppe der zeitvariablen Tarife identisch ist, kann ihre Bewertung gemeinsam erfolgen. Auch die Ausführungen zu dem lastvariablen Tarif kann auf strukturell gleich geartete Tarifmodelle übertragen werden.

Grundsätzlich gilt, dass alle nachstehenden Tarifmodelle entsprechend der bereits in § 40 Abs. 3 Satz 2 EnWG seitens des Gesetzgebers getroffenen Aussage zu tageszeitabhängigen und lastvariablen Tarifen die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG erfüllen.

5.2.1 Zeitvariable Tarifmodelle

Die zeitvariablen Tarifmodelle, zum einen der zeitvariable Tarif (statisch), zum anderen der zeitvariable Tarif mit Events, begegnen bei der vertraglichen Ausgestaltung gegenüber dem Kunden keinen grundlegenden rechtlichen Bedenken, die in der Tarifausgestaltung selbst begründet sind. Das heißt, soweit sich der anbietende Lieferant an die gesetzlichen Vorgaben hält, die bei der Gestaltung jeglicher Lieferverträge zu beachten sind, sind solche Verträge unproblematisch. Allein aus der differenzierten Bepreisung definierter Zeitabschnitte resultiert kein rechtlicher Verstoß.

Unter Ziff. 2.1.2.1.3 wurde bereits dargelegt, dass die Anwendung zeitvariabler Tarife in den meisten (aber nicht allen) Fällen mit dem standardisierten Lastprofilverfahren, das durch § 12 Abs. 1 StromNZV grundsätzlich zwingend anzuwenden ist, kollidiert. Eine entsprechende Messeinrichtung vorausgesetzt, ist allerdings das zeitvariable HT/NT-Tarifmodell wie gezeigt darstellbar. Der zeitvariable Tarif (statisch) könnte über die Vorgabe eines entsprechenden (neuen) Sonder-Lastprofils abgebildet werden.¹²⁸ Die dynamischen Tarife (CPP, RTP) bedürfen zu ihrer bilanziellen Abbildung der Abkehr vom Standardlastprofilverfahren und müssen nach Lastgang (mindestens Zählerstandsgang) bilanziert werden, da sich die Tarifzeiten täglich ändern können. Dazu sind entsprechende Messeinrichtungen erforderlich. Entweder können bei solchen Kunden viertelstündig registrierende Leistungsmessungen gemäß § 10 Abs. 3 MessZV installiert werden oder Messeinrichtungen, die viertelstündig den Zählerstand erfassen.¹²⁹ Wie oben gezeigt, stehen beiden Varianten keine rechtlichen Hindernisse entgegen.

5.2.2 Lastvariable Tarifmodelle

Für die lastvariablen Tarifmodelle gelten im Hinblick auf die vertragliche Regelung zwischen Lieferant und Kunden die vorstehenden Ausführungen entsprechend und stellen kein Hindernis dar. Im Gegensatz zu den statischen zeitvariablen Tarifen setzen lastvariable Tarifmodelle jedoch grundsätzlich eine Bilanzierung über den Lastgang (mindestens Zählerstandsgang) voraus.

¹²⁸ Vgl. Kapitel 5.3.3.

¹²⁹ Vgl. vorstehend 2.1.2.1.3.2.

Nur bei dem verbrauchsvariablen Monats- und Jahrestarif kann hingegen weiterhin die Bilanzierung auf Basis des SLP durchgeführt werden. Im Übrigen erfordert die bilanzielle Abbildung entweder die Verwendung einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung oder es muss ein Messsystem zum Einsatz kommen, das den Zählerstandsgang abbilden kann und damit auf einem alternativen Weg eine Lastgangbilanzierung ermöglicht. Wie unter 2.1.2.1.3.2 gezeigt ist zweifelhaft, ob über einen Rückgriff auf § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV eine solche Gestaltung flächendeckend umgesetzt werden kann.

5.3 Implikationen im Bereich Standardlastprofile und Bilanzierungssystem

Innerhalb dieses Analyseteils wird untersucht, welche Auswirkungen sich durch die Anwendung der jeweiligen Tarifmodelle auf das Bilanzierungssystem mit Hilfe von Standardlastprofilen ergeben. Hierbei sind die Auswirkungen danach zu differenzieren, ob Netzbetreiber das analytische oder das synthetische Standardlastprofilverfahren anwenden. Die Auswirkungen auf die Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise der Netzbetreiber, auf die Beschaffungsstrategie der Lieferanten sowie auf den Regelleistungseinsatz der Übertragungsnetzbetreiber werden dargestellt und bewertet.

Dazu wird zunächst der Status quo der gängigen Bilanzierungs- und Abrechnungsverfahren beschrieben. Anschließend erfolgt die Analyse der Veränderungen, die die Anwendung von variablen Tarifen im bestehenden System für die verschiedenen Akteure nach sich zieht. Im Anschluss werden zwei neue Abwicklungsvarianten skizziert, die die Auswirkungen der Tarife optimieren. Abschließend erfolgt eine Abschätzung der Implikationen dieser Varianten.

5.3.1 Implikationen im Status quo

Die Liberalisierung des Strommarktes hat mit der Möglichkeit des Lieferantenwechsels jedes Kunden die Notwendigkeit ergeben, auch die Belieferung von nicht leistungsgemessenen Kunden mit Strom von beliebigen Lieferanten zu ermöglichen. Um die Bilanzierung von Stromlieferungen und –abnahme im Massenkundengeschäft zu vereinfachen, wurde das Standardlastprofilverfahren als mögliches Abrechnungsverfahren gewählt.

Das Verfahren der Anwendung von Standardlastprofilen (SLP) ist gemäß §12 Strom NZV das geltende Abwicklungsverfahren für Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh/a, soweit kein individuelles Vorgehen zwischen Verteilnetzbetreiber und Lieferant vereinbart wurde.

Bei der Etablierung des SLP-Verfahrens wurde die Aufgabe der Prognose des Abnahmeverhaltens von nicht leistungsgemessenen Kunden den Verteilnetzbetreibern übertragen, die das SLP ermitteln und veröffentlichen. Dies erfolgte einerseits, weil diese über entsprechende (historische) Daten über den Verlauf der gesamten Netzlast (Randintegral ihres Netzbereiches) sowie über das Abnahmeverhalten der leistungsgemessenen Kunden verfügen und darüber auf das Abnahmeverhalten der nicht leistungsgemessenen Kunden schließen können. Der Lieferant beschafft entsprechend der durch den VNB vorgegebenen Prognose in Form der SLP Energiemengen. Lediglich für Kunden mit tagesparameter- bzw. temperaturabhängigem Lastprofil trifft den Lieferant die Verpflichtung zur Temperaturprognose.

Die Netzbetreiber haben das SLP-Verfahren in zwei Ausprägungen implementiert. Etwa drei Viertel der Netzbetreiber wendet das sogenannte synthetische Verfahren an, ein Viertel das analytische Verfahren.¹³⁰

Bei der Anwendung des **synthetischen Verfahrens** werden die Abweichungen zwischen den SLP und den realen Lastverläufen in einem Differenzbilanzkreis bilanziert. Der VNB bewirtschaftet diesen Differenzbilanzkreis wie jeder andere Bilanzkreisverantwortliche. Er führt Stromhandelsgeschäfte durch, um den Bilanzkreis auszugleichen und der Bilanzkreissaldo wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) durch Ausgleichsgeschäfte ausgeglichen.

Im **analytischen Verfahren** wird dagegen vom VNB keine Differenzbilanzierung vorgenommen. Die Abweichungen zwischen den SLP und den realen Verläufen werden an die Lieferanten weitergereicht. Die Abweichungsmengen werden täglich kundengruppenscharf bestimmt. Dies geschieht dadurch, dass die Abweichungsmengen in Form der Restganglinie, also die Gesamtnetzlast abzüglich aller leistungsgemessenen Verbräuche und Netzverluste, auf die einzelnen Lieferanten aufgeteilt werden. Um den Lieferanten zu ermöglichen, die Abweichungen in ihren Lieferungen zu berücksichtigen, müssen die analytisch ermittelten Lastprofile dem Lieferanten werktäglich übermittelt werden, falls es von ihnen gewünscht ist [BNetzA BK6-06-009].

Die wesentlichen Prozesse des SLP-Verfahrens stellen sich wie folgt dar:

- 1 Festlegung SLP (einmalig, bzw. in größeren Zeitabständen):** Der VNB legt geeignete SLP für verschiedene Kundengruppen fest, die sich im Abnahmeverhalten unterscheiden. Diese SLP sind zu veröffentlichen. In der Regel orientiert sich der VNB dabei an Empfehlungen des BDEW, in dessen Auftrag verschiedene SLP in einem Gutachten beispielhaft ermittelt wurden.

¹³⁰ Zahlenangaben aus dem Jahr 2004, vgl. Fiedeldey 2005.

- 2 Belieferung:** Dem Lieferanten werden die Bezeichnungen der anwendbaren SLP im Rahmen des Lieferantenwechsels mitgeteilt (vgl. GPKE Prozesse). Der Lieferant beliefert den Kunden laufend (täglich) auf Grundlage der SLP und der von VNB aus seinen Stammdaten übermittelten Jahresverbrauchsprognose (synthetisches Verfahren) bzw., im Falle des analytischen Verfahrens, zusätzlich auf Grundlage der von ihm prognostizierten Restlastanteile, die der Kundengruppe zugeordnet werden. Zur Unterstützung der Prognose des Abnahmeverhaltens der Kunden im analytischen Verfahren werden dem Lieferanten durch den VNB werktäglich die analytischen Profile übermittelt.
- 3 Bilanzkreisabrechnung des Lieferanten:** Abweichungen der Belieferung von den festgelegten SLP werden dem Lieferanten als Bilanzkreisverantwortlichem vom ÜNB monatlich in Form von Ausgleichsenergielieferungen berechnet bzw. vergütet.
- 4 Differenzbilanzierung:** Die viertelstündigen Abweichungen zwischen den SLP und dem tatsächlichen Abnahmeverhalten des Kunden werden durch den VNB im Rahmen einer Restlastbetrachtung bilanziert. Der Differenzbilanzkreis wird von VNB bewirtschaftet und mit Handelsgeschäften bzw. durch Ausgleichsenergie laufend ausgeglichen. Im analytischen Verfahren wird die Restlast auf die nicht leistungsgemessenen Kundengruppen bilanziell aufgeteilt.
- 5 Mehr- und Mindermengenabrechnung:** Nach der Jahresverbrauchsablesung und der Zählwertübermittlung werden die Abweichungen der jährlichen, abgenommenen Energiemengen von den gemäß der SLP gelieferten Energiemengen zwischen Lieferanten und VNB abgerechnet.

5.3.2 Auswirkungen der Verwendung von variablen Tarifen

Wenn das tatsächliche Abnahmeverhalten des Kunden über Preisanreize durch variable Tarife beeinflusst wird, stellt sich die Frage, inwieweit es notwendig ist, dies im Rahmen des bestehenden SLP-Verfahren zu berücksichtigen bzw. ob eine Abkehr vom SLP-Verfahren erfolgen sollte.

Die Einführung von dynamischen Tarifen durch den Lieferanten würde innerhalb der Prozessschritte des bisherigen SLP-Abwicklungsverfahrens zu folgenden Auswirkungen führen:

- 1 Festlegung SLP:** Um den Effekt der Auswirkungen dynamischer Tarife zu verdeutlichen wird in dieser Betrachtung davon ausgegangen, dass die SLP durch den VNB nicht anpasst werden.
- 2 Belieferung:** Um die Kostenvorteile zu realisieren, die sich durch die Verwendung von dynamischen Tarifen ergeben, passt der Lieferant seine Belieferung dem Abnahmeverhalten an. Dies bedeutet, dass er damit sein Beschaffungsprofil optimiert und größere Energiemengen zu denjenigen Zeiten beschafft, in denen die Preise am Stromgroßhandelsmarkt niedriger sind.

- 3 Bilanzkreisabrechnung des Lieferanten:** Aufgrund der Abweichungen der Belieferung von den festgelegten SLP fallen für den Differenzlastgang zwischen SLP und tatsächlicher Belieferung Ausgleichsenergiemengen und –kosten an, die ihm vom ÜNB monatlich in Rechnung gestellt werden.
- 4 Differenzbilanzierung:** Zur Differenzbilanzierung unterstellt der Netzbetreiber eine Belieferung der nicht leistungsgemessenen Kunden durch den Lieferanten nach dem von ihm vorgegebenen SLP. Da sich das Kundenverhalten jedoch geändert hat, fällt ein Differenzlastgang an. Dieser entspricht der Abweichung des tatsächlichen Verbrauchslastgangs vom SLP. Den Differenzlastgang muss der VNB durch Stromhandelsgeschäfte ausgleichen. Erfolgt dies nicht, fällt Ausgleichsenergie im VNB-Differenzbilanzkreis an. Der Differenzlastgang des VNB hat das umgekehrte Vorzeichen wie der Differenzlastgang des Lieferanten.
- 5 Mehr- und Mindermengenabrechnung:** Auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung ergeben sich keine Auswirkungen, falls der Einfluss der dynamischen Tarife auf die Jahresverbrauchsprognose korrekt antizipiert wird.

In der Summe ergeben sich spiegelbildliche Auswirkungen der Einführung dynamischer Tarife beim Lieferanten und beim VNB: Der Differenzlastgang zwischen Belieferung und SLP entspricht dem Differenzlastgang zwischen Abnahmeverhalten und SLP. Da sich Ausgleichsenergiemengen mit entgegen gesetztem Vorzeichen im Regelzonensaldo des ÜNB zu Null addieren¹³¹ und, im Falle von Ausgleichsgeschäften am Strom-Großhandelsmarkt, sich Verkaufs- und Kaufmengen entsprechen, ergeben sich aus der Sicht des Gesamtsystems keine Veränderungen der Systemkosten. Bei einer disaggregierten Betrachtung ergeben sich jedoch sowohl für den Lieferanten als auch für den Netzbetreiber Transaktionskosten sowie Risiken, die insgesamt zu einer Kostensteigerung im Gesamtsystem führen. Das wichtigste Argument ist jedoch, dass Kostenreduzierungen bei der Strombeschaffung des Lieferanten nicht realisierbar sind, so dass im besprochenen Fall kein Anreiz von Lieferanten besteht, dynamische Tarife einzusetzen.

Von diesen Überlegungen ausgehend können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Wird am SLP-Verfahren festgehalten, müssen die SLP angepasst werden, um das Abnahmeverhalten als Reaktion auf die dynamischen Tarife zu reflektieren.
- Die Lieferanten müssen Einfluss auf die von VNB festgelegten SLP haben, um eine individuelle Tarifgestaltung durchführen zu können, die Anreize zur Änderung des Verbrauchsverhaltens des Kunden führt.
- Alternativ könnte ein Übergang vom SLP-Verfahren zu einer individuellen Lastgangmessung (Zählerstandsmessung) und damit zu einem Übergang der Prognose des Abnahmeverhaltens vom VNB auf den Lieferanten erfolgen.

¹³¹ Bei der Betrachtung wird unterstellt, dass sich Lieferant und VNB in der gleichen Regelzone befinden.

In den folgenden Abschnitten werden diese die bereits in Kapitel 2.2 aus rechtlicher Sicht diskutierten Punkte aufgegriffen und Anpassungen des Verfahrens diskutiert.

5.3.3 Modifiziertes SLP-Verfahren

Konzeption des Verfahrens

Die Veränderung des Abnahmeverhaltens, die durch dynamische Tarife ausgelöst wird, sollte sich in angepassten SLP widerspiegeln, welche die Veränderung des Abnahmeverhaltens reflektieren. Da dynamische Tarife in zahlreichen Ausprägungen existieren (vgl. Kapitel 3), müssten eine Vielzahl von SLP gebildet werden, um das Verbrauchsverhalten widerzuspiegeln. Je größer die Abweichungen des neuen SLP von tatsächlichen Verbrauchsverhalten sind, desto größer ist die Verschiebung von Abweichungsmengen, also von Kosten zwischen dem Netzbetreiber und den Lieferanten und somit zwischen einem regulierten und einem unregulierten Bereich.¹³² Andererseits bedeutet eine hohe Anzahl von Profilen größeren Aufwand und größere Fehlerquellen in den Abwicklungsprozessen zwischen Lieferanten und Netzbetreibern. Somit ergäbe sich ein trade-off zwischen erreichbarer Genauigkeit des Profils und dem Abwicklungsaufwand.

Einschränkend ist dabei zu berücksichtigen, dass Tarife wie RTP oder CPP nicht in modifizierten SLP abgebildet werden können, da kurzfristige Verbrauchsänderungen als Reaktion auf Preissignale täglich neu abgebildet werden müssten.

Schließlich wäre festzulegen, durch wen und auf welcher Grundlage SLP für dynamische Tarife ermittelt werden. Zwar hat die Bundesnetzagentur gemäß §27 StromNZV eine Festlegungskompetenz für SLP, jedoch würde auch sie fundierte Grundlagen über die Zusammenhänge bestimmter Tarife und dem resultierenden Abnahmeverhalten benötigen. Wie in Kapitel 4 gezeigt wurde, ist eine belastbare Datenbasis dafür derzeit nicht vorhanden, da Ergebnisse aus Feldversuchen nur eingeschränkt extrapoliert werden können.

Theoretisch denkbar wäre eine Vorgabe eines SLP durch den Lieferanten an den Netzbetreiber. Allerdings haben Lieferanten einen systematischen Anreiz, SLP vorzugeben, das einen hohen off-peak-Anteil der Strommengen hat. Dieses Profil wäre relativ preisgünstiger zu beschaffen. Ist das Lastprofil günstiger als das tatsächliche Verbrauchsverhalten des belieferten Kunden, wird (im synthetischen Verfahren) der Netzbetreiber den Nachteil über den Differenzbilanzkreis ausgleichen müssen.

Die Möglichkeit, das Abnahmeverhalten bzw. den Wert des Lastprofils von einzelnen Kunden nachvollziehen zu können, ist abhängig von der Art der Messung. Je höher die Anzahl der verwendeten Tarifregister, so präziser kann der Wert des Profils bestimmt

¹³² Diese Aussage gilt so uneingeschränkt nur für Netzbetreiber, die das synthetische Verfahren anwenden. Wenden Netzbetreiber das analytische Verfahren an, so werden die

werden. Wird eine Lastgangmessung durchgeführt, ist eine präzise Kontrolle möglich. Je präziser die Messung, desto präziser kann ein SLP (oder mehrere) vorgegeben bzw. korrigiert werden. Dies bedeutet, dass mit einer präziseren Messung dem VNB ein Instrument in die Hand gegeben wird, die Abweichungen im Differenzbilanzkreis zu minimieren. Allerdings müsste dazu ein Anreiz bestehen, Abweichungen zu minimieren und auch Kostenvorteile, die sich durch günstigeres Verbrauchsverhalten der Kunden mit dynamischen Tarifen ergeben nicht „zu schlucken“, sondern an die Lieferanten weiterzugeben. Da Netzbetreiber zur Kostenminimierung verpflichtet sind, würde dies eine entsprechende Anpassung der Regulierung der Kosten des Differenzbilanzkreises erfordern. Im analytischen Verfahren dagegen könnten VNB keine Kostenvorteile zuungunsten des Lieferanten erlangen. Jedoch stellt sich auch hier die Frage nach dem wirksamen Anreizsystem für VNB entsprechend genaue SLP zu veröffentlichen.

Vorteile

- Ein modifiziertes SLP-Verfahren würde auf bestehenden Abwicklungsprozessen aufbauen und damit den Abwicklungsaufwand für VNB und Lieferanten nur wenig erhöhen. Damit wäre es schnell umzusetzen.
- SLP könnten gut verifiziert werden, wenn Zählerstandsgangerfassungen vorhanden sind.

Nachteile

- Tarife mit kurzfristiger Verbraucherreaktion sind nicht abbildbar (RTP, CPP).
- SLP für dynamische Tarife sind ex-ante schwierig ermittelbar und nicht allgemein gültig umsetzbar, daher ein Hemmnis für innovative Tarife.
- Interessenkonflikte zwischen VNB und Lieferant können zu aufwendigen Abstimmungsprozessen zwischen den beiden Akteuren führen. Regulierungseingriff ist erforderlich.

5.3.4 Anwendung einer Zählerstandsgangbilanzierung

Konzeption des Verfahrens

Eine möglichst weitgehende Kopplung von individuellem Abnahmeverhalten und entsprechenden Preisanreizen kann nur durch den Übergang der Prognosezuständigkeit vom VNB auf den Lieferanten erfolgen. Dies entspräche einem Übergang auf ein Bilanzierungssystem, wie es gegenwärtig für RLM-Kunden praktiziert wird.

Wichtigster Nebeneffekt ist dabei der Wegfall des Clearings über den VNB-Differenzmengenbilanzkreis und der Mehr-/Mindermengen-Abrechnung, da Differenz-

mengen zwischen Abnahmeverhalten und Lieferung über die Ausgleichsenergiebereitstellung durch den ÜNB abgedeckt werden. Damit wird gleichzeitig die Bedeutung der VNB-Differenzbilanzierung reduziert und auf die Abbildung der Netzverluste beschränkt.

Vor dem Hintergrund der hohen Zähleranzahlen im SLP-Verfahren sind jedoch die Auswirkungen auf Prozesskosten von Messstellenbetreiber/VNB und Lieferant erheblich.¹³³

In Abgrenzung zu dem RLM-Verfahren, das u. a. eine tägliche Lastgangauslesung und Übermittlung des Lastganges an den Lieferanten erfordert, ist daher zu erwägen, Verfahrensvereinfachungen vorzusehen, bei der z.B. die Frequenz der Datenübermittlung reduziert wird. Weiterhin ist es denkbar, bereits auf der Ebene des Messstellenbetreibers/VNB Aggregationen von Kundengruppen vorzunehmen und nur aggregierte Lastgänge mit den gleichen Tarifmodellen an die Lieferanten zu übermitteln, um die Datenvolumina zu reduzieren.

Lieferanten müssten in dieser Variante das Abnahmeverhalten der Kunden z.B. täglich prognostizieren und danach ihre Beschaffung anpassen. Für Lieferanten böte sich die Möglichkeit, Tarifgruppen zu bilden, diese gemeinsam zu prognostizieren und gruppenbezogen intern abzurechnen. Auf diese Weise würden die entstehenden Vorteile durch Verhaltensänderungen der Kunden transparent und so erst eine Weitergabe von Vorteilen und eine wettbewerbsfördernde Gestaltung von Tarifen möglich.

Vorteile

- Alle Tarife abrechenbar, daher bessere Wettbewerbsmöglichkeiten
- Reduzierung der schwierig regulierbaren Kosten des Differenzbilanzkreises, Reduzierung der Händlerfunktion des VNB
- Kundengruppen mit komplizierten, tagesparameterabhängigen SLP sind präziser abrechenbar; kompliziertes Verfahren entfällt

Nachteile

- Schwer abzuschätzende einmalige Kosten für Systemumstellung der Ablesungs-Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse bei VNB und Lieferanten (vgl. Kapitel 5.4)
- Höhere Datenmengen mit entsprechender Fehleranfälligkeit und Nachbearbeitungskosten
- Regulatorische Umsetzung erforderlich (StromNZV)

¹³³ Vgl. dazu die detaillierten Ausführungen in Kapitel 5.4.

5.3.5 Exkurs: Zuordnung von Steuerungsfunktionen

Bei einer Umstellung auf dynamische Tarife und der Anwendung von Laststeuerung oder Preisevents ist die Frage der Steuerungshoheit zu klären. Eine Steuerung kann in Richtung des Kunden zum Beispiel bei dynamischer Laststeuerung auf Grund von Netzanforderungen oder Preisimpulsen sowie die Übernahme von Steuerungsaufgaben für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (z.B. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) notwendig sein. Daher ist zu klären, ob solche Aufgaben an den Lieferanten delegierbar sind oder diese beim Verteilnetzbetreiber liegen sollten.

Grundsätzlich bieten sich hierbei zwei Möglichkeiten: Die erste Möglichkeit wäre eine Zuordnung der Steuerhoheit zum Lieferanten mit einer vertraglichen Regelung zwischen Netzbetreiber und Lieferant, der als Dienstleistung für den Netzbetreiber Steuerungsaufgaben übernimmt. Dabei meldet der Lieferant seine Fahrpläne gemäß seiner Prognosen an, der VNB meldet an den Lieferanten Änderungswünsche, die dieser berücksichtigt. Dabei werden finanzielle Einbußen durch den VNB kompensiert.

Die zweite Möglichkeit wäre, dass der VNB parallel Zugriff auf das Steuersignal hat. Sollte eine vom Fahrplan des Lieferanten abweichende Steuerung nötig sein, kann der Netzbetreiber einen Änderungsfahrplan einstellen. Resultierende Fahrplanabweichungen würden dann vom VNB getragen und über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.

Wichtig ist hierbei, dass beide Verfahren umfangreiche Rechts- und Prozessänderungen nach sich ziehen würden.

5.3.6 Fazit

Standardlastprofile wurden eingeführt, um eine Mengenbilanzierung von nicht leistungsgemessenen Kunden zu ermöglichen und damit den Lieferantenwechsel dieser Kundengruppe zu vereinfachen. Bei der Einführung variabler Tarife stößt das Verfahren jedoch an Grenzen. Der Grund dafür liegt in der vollständig fehlenden Rückkopplung des Abnahmeverhaltens des Kunden zum Lieferanten beim synthetischen Verfahren und der lediglich über die Aufteilung der Restlast indirekten Änderungen der SLP im analytischen Verfahren. Eine direkte Rückkopplung erfolgt damit vor allem finanziell nicht, so dass der Lieferant eventuelle strukturelle oder Beschaffungsvorteile dem Kunden nicht weitergeben kann.

Zwei wesentliche Fortentwicklungen der bisherigen Verfahren sind möglich. Zum einen könnten modifizierte SLP eingeführt werden, die dem geänderten Abnahmeverhalten bei Anwendung dynamischer Tarife Rechnung tragen. Zum anderen könnte die Auslesung und Übermittlung von (viertelstundenscharfen) Zählerstandsgängen als Basis der Abrechnung erfolgen. Im letztgenannten Fall läge die Prognoseverantwortung voll beim Lieferanten.

Die folgende Tabelle 37 gibt einen Überblick, welche Änderungen für die jeweiligen Tarife notwendig wären.

Tabelle 37: Notwendige Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahren für variable Tarife

Tarifmodell	Modifiziertes SLP-Verfahren	Neues Lastgangverfahren (Zählerstandsgang)
Zeitvariabler Tarif (statisch) (Time of Use, ToU)	x	x
zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing, CPP)		x
Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)		x
Lastbegrenzter Tarif	(x)	x
Lastvariabler Tarif		x
Verbrauchsvariabler Tarif Monatstarif	keine Anpassung erforderlich	
Verbrauchsvariabler Jahrestarif	keine Anpassung erforderlich	
Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)		x

Zwar stellt eine Weiterentwicklung des bestehenden SLP-Verfahrens den geringeren Eingriff in das bisherige Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahren dar. Da es jedoch nicht möglich ist, komplexe dynamische Tarifstrukturen abzubilden, ist ein Übergang zu einer Abrechnung auf Grundlage der Zählerstandsgangmessung die zukunftsfähigere Lösung. Dabei ist es denkbar, den Turnus auf eine monatliche Datenübertragung zu begrenzen, um Prozesskosten zu reduzieren.

Aufgrund der notwendigen Anpassungen zahlreicher Abwicklungssysteme ist es theoretisch auch denkbar, dass beide Systeme vorübergehend nebeneinander existieren. Nach einer schrittweisen feineren Ausdifferenzierung der SLP durch Schaffung entsprechender Anreize bzw. Regulierungen könnte schließlich der Übergang der Prognoseaufgabe auf den Lieferanten erfolgen.

Allerdings würde diese Vorgehensweise parallele Umstellungsprozesse bei Netzbetreibern und Lieferanten nach sich ziehen.

Eine weitere mögliche Vorgehensweise zur Verminderung von Kosten der Umstellung wäre die schrittweise Einführung der Zählerstandsgangbilanzierung.

So könnte eine schrittweise Absenkung der in der StromNZV vorgegebenen Jahresverbrauchsgrenze von 100.000 kWh für die Anwendung von SLP beispielsweise

zunächst auf 30.000 kWh und in weiteren Schritten auf 10.000 kWh erfolgen. Ist der Fahrplan für eine Absenkung festgelegt, ermöglicht dies den Unternehmen das Treffen von Investitionsentscheidungen für neue Systeme, ohne gleichzeitig das Risiko von fehlerhaften Massenprozessen eingehen zu müssen.

Schließlich wäre es möglich, die Möglichkeit zur Zählerstandsgangbilanzierung zwar grundsätzlich zu ermöglichen, aber keine regulatorischen Vorgaben zu treffen.¹³⁴

5.4 Kosten der Einführung von variablen Tarifen

Wesentliche Kosten bei der Einführung von variablen Tarifen sind Investition und Betrieb der notwendigen Zählerinfrastruktur (Investitions- und Betriebskosten) für den Messstellenbetreiber. Sie werden im parallelen Gutachten quantifiziert.

Kosten der Änderung des Bilanzierungsverfahrens

Unmittelbar verbunden mit der Einführung von variablen Tarifen sind Kosten der Änderung des Bilanzierungsverfahrens. Sie betreffen sowohl die Netzbetreiber (Netzbilanzierung) bzw. Messstellenbetreiber, als auch die Lieferanten (Beschaffung, Abrechnung).

Bei der **Einführung von modifizierten SLP** sind die zusätzlichen Kosten für alle Marktakteure als relativ gering einzuschätzen, da die Standardprozesse kaum verändert werden müssen. Nach erfolgter Veröffentlichung des modifizierten SLP mit entsprechender Kennzeichnung durch den Netzbetreiber würde dieser das Lastprofil dem Kunden zuordnen, um im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses dem neuen Lieferanten mitzuteilen. Problematisch erscheint allein, dass der Netzbetreiber über das verwendete Lastprofil entscheidet, wohingegen der Lieferant durch den Tarif die Kundenreaktion auslöst. Somit wäre innerhalb des Lieferantenwechselprozesses eine (Wunsch-)Vorgabe des Lieferanten nach Verwendung eines bestimmten Lastprofils zu implementieren. Dies würde eine diesbezügliche Spezifikation der Geschäftsprozesse gemäß GPKE erfordern und einen Umstellungsaufwand bei den Marktakteuren nach sich ziehen. Da allerdings keine völlig neuen Prozesse erforderlich sind, würden die Umstellungen im Rahmen der üblichen Systemaktualisierungen erfolgen können.

Dagegen ist bei einer Umstellung auf eine **viertelstundenscharfe Zählerstandsgangbilanzierung** ein voraussichtlich höherer Aufwand fällig.

Als Hilfsgröße zur Festlegung einer Größenordnung dieser Kosten könnten die Messkosten für RLM-Kunden (Niederspannung, ohne Wandler) hinzugezogen werden, für die LBD (2008) eine Entgeltobergrenze in Höhe von 296,56 €/a vorgeschlagen hat.

Als Entgeltobergrenze für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte wurden im gleichen Gutachten 234,21 € vorgeschlagen. Diese Kosten liegen um mehr als den

¹³⁴ Vgl. weiterführend dazu Kapitel 6.2.2.

Faktor 20 über den entsprechenden Kosten der SLP-Kunden mit Jahresverbrauchsabrechnung. Aus verschiedenen Gründen können aus diesen Größenordnungen keine Rückschlüsse auf entsprechende Kosten der Zählerstandsgangbilanzierung gezogen werden:

- 1** Die RLM-Systemkosten sind aufgrund von höheren Eichenforderungen und Messanforderungen sowie geringerer Stückzahlen wesentlich höher als bei Privatkunden mit Smart Meter.
- 2** Die Kosten der Datenübertragung mit RLM sind wesentlich teurer als bei Kunden mit Smart-Metern, weil bei RLM-Zählern derzeit noch überwiegend eine relativ alte und teure Übertragungstechnologie verwendet wird (Modemabfrage).
- 3** Die Abrechnungskosten von RLM-Kunden sind wesentlich höher als bei Kunden mit ZSG, weil bei RLM-Kunden neben dem Arbeitspreis auch ein Leistungspreis ermittelt und abgerechnet werden muss. Bei ZSG-Kunden hingegen wird nur die Arbeit abgerechnet.
- 4** Abwicklungsprozesse für RLM-Kunden werden nur für sehr kleine Kundenanzahlen durchgeführt. Sie liegen teilweise um den Faktor 1.000 niedriger als die Anzahl der SLP-Kunden.
- 5** Aus 4. folgt, dass erhebliche Skaleneffekte genutzt werden können, wenn die Prozesse zu Massenprozessen hochskaliert werden. Damit werden erhebliche Kostensenkungspotenziale genutzt.
- 6** Die Energiemengen pro Kunde und damit die monetären Werte pro Abrechnung sind bei RLM-Kunden um Größenordnungen höher als bei SLP-Kunden. Dies rechtfertigt einen intensiveren Kontrollaufwand, der bei Massenprozessen entfallen kann.
- 7** Während die RLM-Prozesse tägliche Datenübermittlung erfordern, sieht die vorgeschlagene Zählerstandsgangbilanzierung nur eine monatliche Übermittlung vor.

Eine Einschätzung des Aufwands der Zählerstandsgangbilanzierung ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, da die Heterogenität der in diesem Bereich eingesetzten Systeme sehr groß ist. So verwenden viele Netzbetreiber für die Bilanzierung der RLM-Kunden separate, spezialisierte Systeme, die an die EDM-Systeme, die zur Abwicklung der übrigen Kunden dienen, angekoppelt sind. Zwar existieren auch integrierte Lösungen, die die Bilanzierung von sämtlichen Kunden ermöglichen (z.B. SAP-EDM), diese sind jedoch im Markt nicht verbreitet und werden nur bei sehr großen Unternehmen eingesetzt. Damit kommen insbesondere auf die kleineren Unternehmen im Markt Umstellungsaufwendungen zu, wenn Systeme neu implementiert werden müssen.

Ein stufenweiser Übergang zur Zählerstandsgangbilanzierung, wie in Kapitel 5.3.6 diskutiert, könnte die mit einer Systemumstellung einhergehenden Risiken reduzieren.

Kosten im Beschaffungsprozess der Lieferanten

Im Verfahren der Zählerstandsbilanzierung geht die Prognoseverantwortung auf den Lieferanten über. Dies bedeutet für ihn im Rahmen des Beschaffungsprozesses zusätzlichen Aufwand für die Prognose des Abnahmeverhaltens, für die Anpassung der Beschaffungsmengen sowie Ausgleichsenergiekosten für Prognoseabweichungen.

Auf der anderen Seite ermöglicht eine Zählerstandsgangbilanzierung dem Lieferanten auch eine Optimierung der Beschaffungskosten (als Resultat der Lastgangmodifikation, vgl. Kapitel 4), die er nur teilweise an den Kunden weitergibt. Dies bedeutet, dass im Beschaffungsprozess der Lieferanten auch Nettonutzen realisiert werden können.

Kommunikationskosten der Lieferanten

Schließlich sind von den Lieferanten Kommunikationskosten zu tragen, um die neuen Tarife als erklärungsbedürftige Produkte dem Kunden zu kommunizieren. Diese Kommunikationskosten sind jedoch Teil der üblichen Aufwendungen der Lieferanten um Aufmerksamkeit beim Kunden zu erzielen und von daher nicht separat anzusetzen.

5.5 Mögliche Kostensenkungen im Netzbereich

In diesem Kapitel ist die Frage zu beantworten, welche Kosten sich im Netz durch die Verlagerung von Verbräuchen in lastschwache Zeiten vermeiden lassen. Die Analyse bezieht sich auf die Netzinvestitionskosten (vermiedene Neu- oder Ersatzinvestitionen), die Netzbetriebskosten und die vermiedene Netznutzungsentgelte für das vorgelagerte Netz.

Die Lastspitze als relevante Größe der Netzdimensionierung und damit als entscheidende Größe der **Netzinvestitionskosten** hängt vom Lastprofil sämtlicher Verbraucher im relevanten Teil des Netzes ab. Der relevante Teil des Netzes ist wiederum von der Netztopologie (Strahlennetze, Maschennetze, vermaschte Netze) in jedem Netzabschnitt abhängig.

Die Lastspitzen von Haushalten liegen dabei nicht zwingend zeitgleich mit der Maximallast der übrigen Verbraucher, daher erzielt eine Reduzierung der Lastspitze der Haushalte möglicherweise keine oder eine geringe Auswirkung auf die Gesamtlast. In Ländern mit großen Anteilen an Klimageräten ist bei hohen Außentemperaturen eine solche Zeitgleichheit wahrscheinlich. In jedem Fall ist die Netzdimensionierung netzspezifisch mit Hilfe von Lastflussrechnungen (Simulationen), auch für den Störfall vorzunehmen.

Je tiefer die Netzebene, bzw. je geringer die Netzspannung, desto geringer wird die Korrelation zwischen Netzlast im Gesamtsystem (und den Großhandels-Strompreisen) und Lastspitzen des Netzbetreibers (Entmischungseffekt).

Dies limitiert die Wirkung von preisgesteuerter Lastverlagerung. Eine Reduzierung der Netzlast müsste daher vom Netzbetreiber ausgehen und aktiv gesteuert werden.

Großverbraucher im Haushaltsbereich (Heizstromanwendungen, Wärmepumpen) sind unterbrechbar, um Netzlast zu begrenzen und Netzdimensionierung wirtschaftlich zu optimieren. Das Steuerungsregime liegt hier beim Netzbetreiber.

Analog müsste für die Erzielung von Netzeffekten die Laststeuerung von sonstigen Haushaltsgeräten mit Potenzial zur Lastverlagerung beim Netzbetreiber liegen. Eine tarifbezogene Laststeuerung ist somit nicht möglich.

Nur geringe Anteile der Investitionskosten im Netz sind überhaupt variabel bzw. lastabhängig. Die fixen Kostenanteile wie z.B. Planung, Projektierung, Tiefbau, Kabel dominieren die Investitionskosten. Die variablen Kostenanteile beziehen sich lediglich auf größere erforderliche Kabelquerschnitte mit entsprechend höheren Kosten, wie auch aus Abbildung 35 deutlich wird.

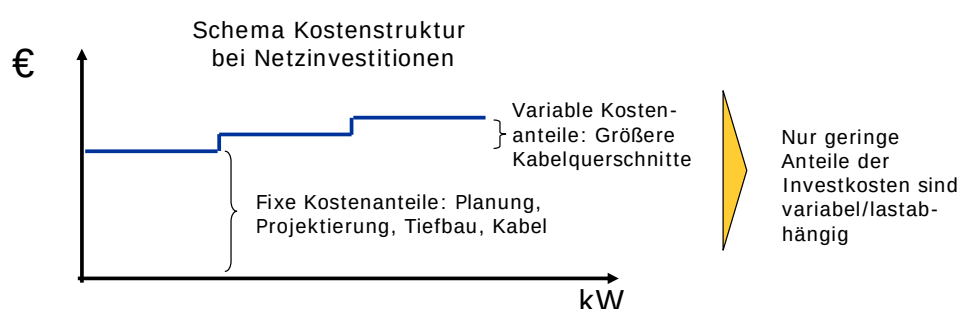


Abbildung 35: Schema der Kostenstruktur bei Netzinvestitionen

Bei einem bestehenden Netzabschnitt und einer Lasterhöhung durch zusätzliche Verbraucher ist es denkbar, dass eine Netzerweiterung in der Form eines Neubaus notwendig wird. Könnte der Netzausbau durch Lastmanagementmaßnahmen an geeigneter Stelle des Netzes vermieden werden, würden in diesem Fall nicht nur die variablen Kostenanteile eingespart, sondern auch große sprungfixe Kostenanteile wie Planungs-, Projektierungs- und Tiefbaukosten eingespart werden. Diese Konstellation ist heute aufgrund relativ geringer Neubauaktivitäten im Verteilnetzbereich nur in wenigen Fällen relevant, dürfte mit dem zukünftigen Ausbau dezentraler Erzeugung aber an Bedeutung gewinnen.

Wegen der geringen Auswirkungen variabler Tarife hinsichtlich Netzinvestitionen, ist der Effekt bezüglich **Netzbetriebskosten** ebenfalls marginal.

Jahresleistungsspitzen bzw. Monatsspitzen determinieren den Leistungsanteil des **NNE Entgelts des VNB für vorgelagerte Netzebenen**. Langfristig kann dadurch in den vorgelagerten Netzebenen eine (Re-)Investreduzierung erreicht werden. Gemäß § 11 der Anreizregulierungsverordnung gilt die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen als ein dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil. Auf Basis der gegenwärtigen Anreizregulierungsverordnung haben die VNB daher keine Anreize zur Reduzierung ihrer Lastspitze.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass variable Tarife voraussichtlich nur einen kleinen gesicherten Beitrag zu einer Reduzierung der Netzausbaukosten erreichen. Der Effekt der Investitionskosten auf VNB-Ebene wird durch andere

Verbraucher stark überlagert und zusätzlich durch das Auseinanderfallen von lokaler Netzlast und der den Großhandelspreis bestimmenden Systemlast gemindert. Schließlich sind die lastabhängigen Kostenbestandteile der Netzinvestitionskosten gering und sprungfix.

Damit kann mit variablen Tarifen nur ein marginaler Anteil zur Reduzierung der Netzkosten erzielt werden. Lediglich bei lastbegrenzten Tarifen können gezielt Netzkosten vermieden werden – dieser Effekt wird bereits bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ausgenutzt, so dass der zusätzliche Effekt gering sein wird.

Langfristig kann voraussichtlich eine geringe Kostenreduzierung auf den vorgelagerten Netzebenen erreicht werden. In der Nutzenbetrachtung in Kapitel 6.3 werden für diese Kostenreduzierung 20% der leistungsabhängigen NNE angesetzt.

6 Voraussetzungen und Möglichkeiten für das Angebot von variablen Tarifen und für die Forcierung

In diesem Kapitel wird betrachtet, welche Möglichkeiten bestehen, das Angebot variabler Tarife zu forcieren. Die Analyse gründet auf der Betrachtung der notwendigen Voraussetzungen sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite. Die vorgeschlagene Forcierungsstrategie wird daraufhin hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Kalküls bewertet.

6.1 Ableitung von konkreten, realisierbaren Einführungsszenarien

Variable Tarife werden unter Wettbewerbsbedingungen angeboten. Für die Ableitung von Einführungsszenarien ist dabei maßgeblich, dass das Marktpotenzial von variablen Tarifen durch drei Faktoren bestimmt wird:

- Von dem individuellen Design eines variablen Tarifs (Preisstufen, Gültigkeitszeiten, Laufzeiten, Zahlungsbedingungen, Kombination mit Feedback-Systemen und Services), von den Marketing- und Vertriebsstrategien der Lieferanten und von den Kosten für Beschaffung, Abrechnung und Vertrieb.
- Von der Attraktivität des Tarifs für die Endkunden. Dieses wird bestimmt einerseits durch die ökonomische Vorteilhaftigkeit, andererseits durch die Werte und Interessen sowie das Kaufverhalten.
- Von dem Wettbewerb durch andere Tarifprodukte und alternative Maßnahmen, wie z.B. Energieeinsparmaßnahmen.

Tabelle 38 zeigt einen Überblick über die Einflussfaktoren auf das Marktpotenzial.

Tabelle 38: Einflussfaktoren (Quelle: EnCT)

Angebotsseite: Lieferant	Nachfrageseite: Kunde	Wettbewerb
Tarifdesign	Nutzungsverhalten (Lastprofil)	andere Tarifprodukte
Marketing- / Vertriebsstrategie	Geräteausstattung	Alternative Maßnahmen
Kosten Beschaffung	Werte und Interessen	
Kosten Abrechnung	Kaufverhalten	
Kosten Vertrieb (inkl. Transport)		

Im Folgenden werden zunächst die nachfrage- und anschließend die angebotsseitigen Einflussfaktoren analysiert, um auf dieser Basis eine Aussage über Einführungsszenarien und Marktdurchdringung geben zu können. Andere Tarifprodukte und alternative Maßnahmen werden hier nur am Rande betrachtet.

6.1.1 Nachfrageseite

Die Attraktivität variabler Tarife hängt für Endkunden von ihrer spezifischen Geräteausstattung, ihrem individuellen Nutzungsverhalten sowie von ihren Werten und Interessen ab. Wie in Kapitel 4 dargestellt, ist die individuelle ökonomische Vorteilhaftigkeit eines variablen Tarifs, insbesondere eines zeitvariablen Tarifs, stark vom Lastprofil des Kunden abhängig sowie von dessen Möglichkeit zur Lastgangmodifikation (Reaktionsverhalten). Haben Kunden nur einen geringen Energieverbrauch bzw. Geräte, deren Nutzungszeiten nicht variiert werden können, bieten zeitvariable Tarife keinen Vorteil gegenüber konventionellen einstufigen Tarifen. Verfügen die Kunden hingegen über entsprechende Geräte, müssen ihre sozialen Handlungsroutinen mit den Gültigkeitszeiten der Tarifmodelle kompatibel sein.

Die Bereitschaft, das Nutzungsverhalten entsprechend den Gültigkeitszeiten eines variablen Tarifs zu ändern, hängt wiederum von den spezifischen Werten und Interessen der Kunden ab. So ist davon auszugehen, dass z.B. ein ökologisch orientierter Kunde bereit ist, bereits für eine geringe Kosteneinsparung eine Anpassung seines Nutzungsverhaltens oder eine kostspielige Anpassung des Geräteparks in Kauf zu nehmen. Primär wirtschaftlich orientierte Kunden hingegen sind hierzu erst bei deutlichen ökonomischen Vorteilen bereit. Komfortorientierte Kunden wiederum sind hierzu gegebenenfalls gar nicht bereit, auch wenn sie individuell über ein hohes Lastverlagerungspotenzial und ökonomisches Sparpotenzial verfügen. Abbildung 36 stellt die drei Einflussfaktoren auf die Attraktivität von variablen Tarifen nochmals graphisch dar.

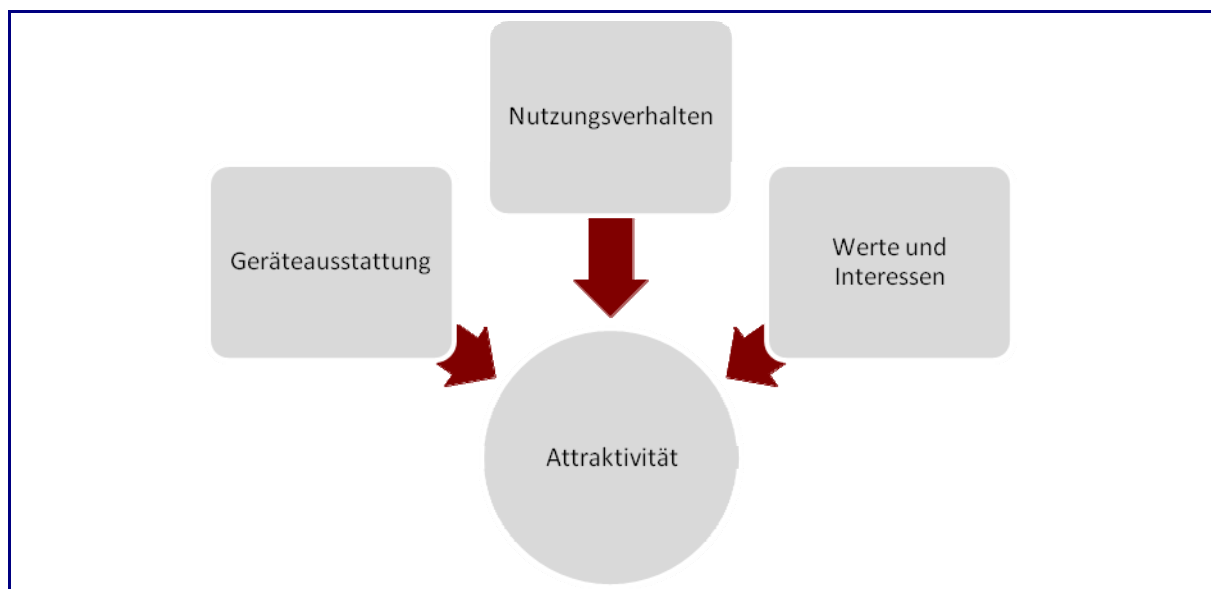


Abbildung 36: Einflussfaktoren auf die Attraktivität von variablen Tarifen (Quelle: EnCT)

Das Marktpotenzial von variablen Tarifen hängt im weiteren davon ab, für wie viele Kunden der Tarif attraktiv ist (Kundenanzahl pro Kundensegment), wie das Kaufverhalten der Kunden des Kundensegments ausgeprägt ist und welche Produktangebote im Wettbewerb zu dem variablen Tarif stehen (Marktwettbewerb). Abbildung 37 bildet diesen Zusammenhang ab.

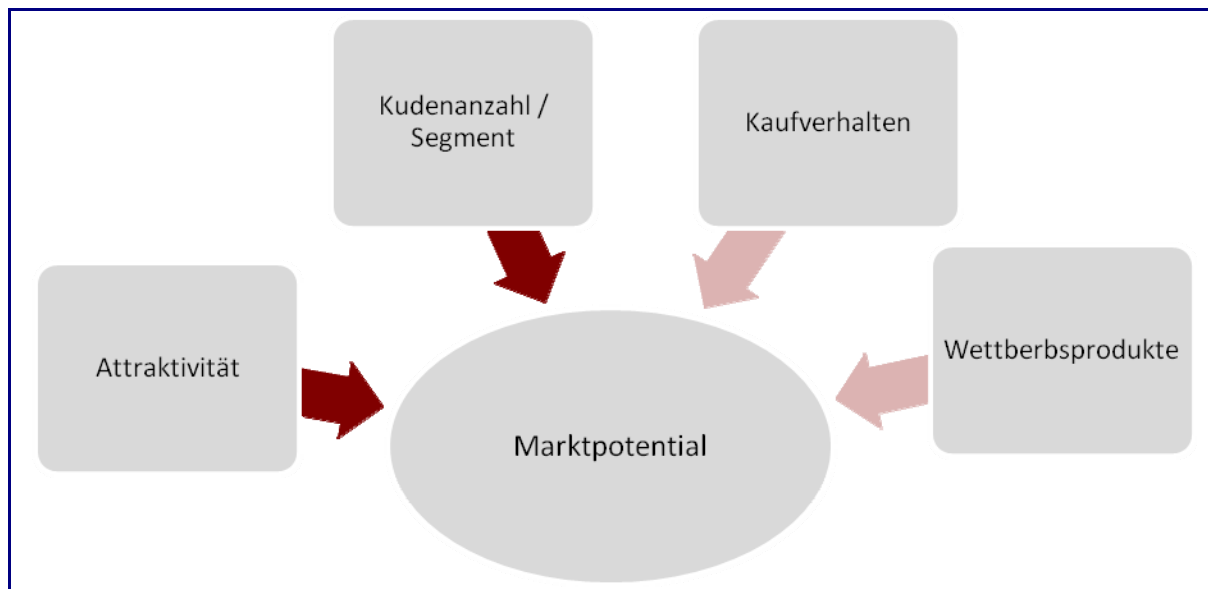


Abbildung 37: Einflussfaktoren Effizienzpotenzial (Quelle: EnCT)

Zusammenfassend wird deutlich, dass das Marktpotenzial variabler Tarife von zahlreichen kundenspezifischen und marktökonomischen Faktoren geprägt wird. Für die Formulierung einer Einführungsstrategie und für die fundierte Abschätzung des Marktpotenzials und des damit erschließbaren Effizienzpotenzials ist daher eine Kundensegmentierung erforderlich.

6.1.2 Angebotsseite: Wesentliche Einflussfaktoren zur Einführung last- und zeitvariabler Tarife

Wenn Kostensenkungspotenziale einen wesentlichen Anreiz für den Kunden darstellen einen variablen Tarif zu wählen und sein Abnahmeverhalten zu ändern, so müssen diese Kostenvorteile beim Lieferanten generiert werden, um sie (teilweise) an den Kunden weitergeben zu können.

Gegenüber den gegenwärtig verwendeten statischen Tarifen bedingen variable Tarife für den Lieferanten eher zusätzliche Kosten für die Kundenkommunikation und Abrechnung. Der Kostenvorteil muss somit aus den Strombezugskosten sowie aus den sonstigen Kostenbestandteilen des Endkunden-Strompreises stammen. Abbildung 38 zeigt die relevanten Kostenbestandteile, die der Lieferant nutzen kann.

Die realisierten Kostenvorteile wird er teilweise selbst einbehalten und teilweise an den Endkunden weitergeben können.

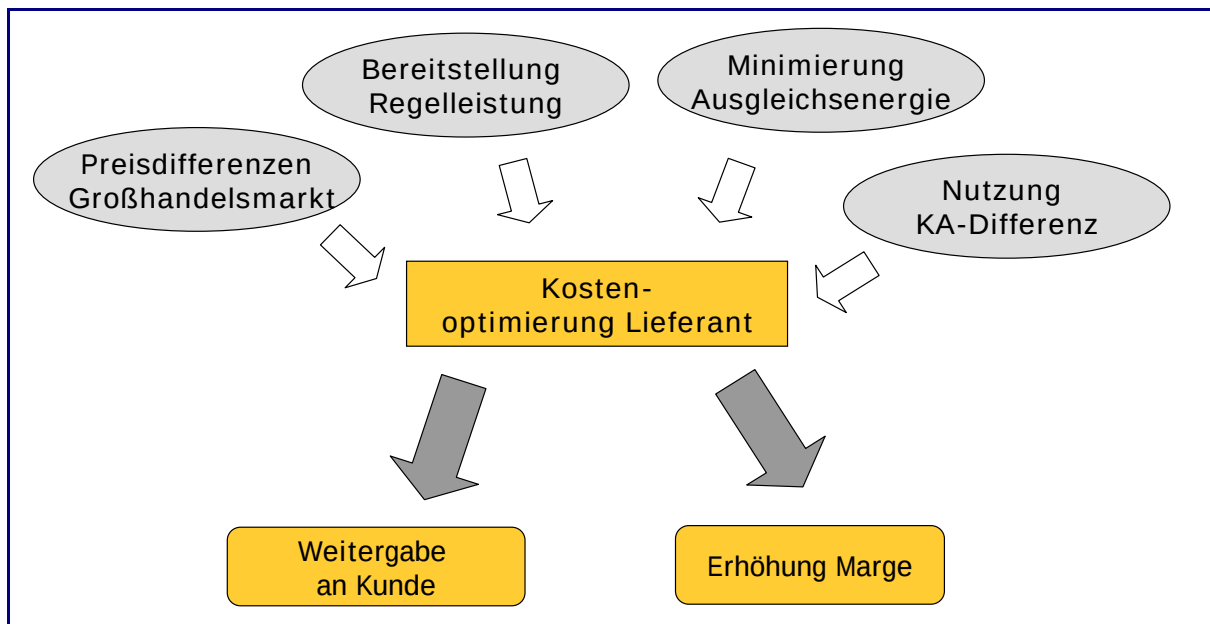


Abbildung 38: Variable Tarife aus Lieferantensicht

Aus der Schwachlastregelung der Konzessionsabgabe können Kostenvorteile in Höhe von 0,71 c/kWh bis 1,78 c/kWh realisiert werden. Für die Strombeschaffung sind Preisvorteile aus den variablen Stundenpreisen am Strom-Großhandelsmarkt zu erzielen. Die in der Vergangenheit beobachtete Preisspreizung, d.h. das Verhältnis von Tageshöchst- zu Tagesniedrigpreis einer Stunde betrug im Jahr 2008 etwa 2:1. Bei der Betrachtung von mehr als einer Stunde sinkt die Preisspreizung und beträgt für 12 Stunden lediglich 1,4:1. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass der Endkundenpreis zahlreiche Kostenbestandteile enthält, die zeitlich nicht variabel sind, so dass die an den Kunden weiterreichbare Preisspreizung noch deutlich geringer ausfällt.

Die zur Verfügung stehenden Preisspreizungen liegen damit deutlich unter jenen, die in Feldversuchen zu variablen Tarifen getestet wurden. Zwar ist zu erwarten, dass die zunehmende Nutzung von Windenergie die Volatilität der Strompreise erhöht. Jedoch sorgen räumliche Vergleichmäßigungseffekte durch den Ausbau von Kuppelstellen zwischen internationalen Strommärkte dafür, dass sich die innerhalb eines Tages nutzbaren Preisdifferenzen in Grenzen halten.

Dem Lieferanten steht jedoch grundsätzlich frei, die Tarifgestaltung unabhängig von seinen Bezugskosten vorzunehmen und eine Mischkalkulation zu verwenden. So könnte er Preisspreizungen anbieten, die deutlich über den Preisspreizungen im Stromeinkauf liegen, jedoch beim Kunden einen Lastverlagerungseffekt auslösen, der in Summe zu günstigeren Beschaffungskosten führt.

Im Zeitverlauf eines Tages wechselt damit der Tarif von „übersteuert“ zu „subventioniert“. Da Kunden ihren Tarif frei wählen können, kann dies jedoch leicht dazu führen, dass Kunden mit spezifischen Verbrauchsprofilen „Rosinenpicken“ betreiben und die „subventionierten“ Bestandteile des Tarifes ausnutzen und gleichzeitig die „übersteuerten“ Abnahmestunden vermeiden. Für den Lieferanten bedeutet dieses Verhalten einen Nettoverlust. Für solche Abnehmer besteht gleichzeitig der Anreiz zum Mehrverbrauch aufgrund deutlich niedrigerer realisierbarer Tarife. Dies widerspricht der Zielstellung des Gesetzgebers, mit dem Angebot von variablen Tarifen einen Beitrag zur Energieeinsparung zu leisten.

6.1.3 Fazit

Der Kunde wird sich im Wettbewerb für das für ihn attraktivste Produkt entscheiden. Dabei muss ihm ein erfolgreiches Produkt einen möglichst großen wirtschaftlichen Vorteil ermöglichen, dazu aber möglichst geringe Anpassungen im Nutzungsverhalten erfordern. Über eine zielkundensegmentorientierte Vertriebsstrategie kann der Produkterfolg durch die Lieferanten zeitlich und monetär forciert werden.

Aus Lieferantensicht ist zu beachten, dass bei der Tarifgestaltung „Rosinenpicken“ nicht die Rentabilität des Produktes gefährden kann. Dies bedeutet, dass zu einer Realisierung einer Preisspreizung bei der Tarifgestaltung auch regulierte Kostenbestandteile verwendet werden müssen, bei denen keine Ausweichmöglichkeiten der Kunden bestehen. Dies könnten Preisbestandteile wie die Netznutzungsentgelte, aber auch beispielsweise die Stromsteuer sein.

Um den Wettbewerb um die kundenfreundlichsten variablen Tarife zu befördern, müssen diese für eine möglichst große Anzahl von Lieferanten und Kunden attraktiv sein, so dass variable Tarife keine Nischenmärkte darstellen, in denen sich wenige, spezialisierte Anbieter bewegen. Vielmehr müssen die Kundensegmente zahlenmäßig so groß und wirtschaftlich attraktiv sein, dass Lieferanten wirtschaftliche Anreize haben in Produktinnovationen zu investieren. Wie oben dargestellt, wird die wirtschaftliche Attraktivität über die nutzbare Preisspreizung definiert. Weiterhin müssen weitere Markteintrittsbarrieren für Lieferanten und Kunden abgebaut werden. Ein flächendeckender Rollout von Smart-Metering-Systemen, die das Angebot einer möglichst großen Vielfalt an Tarifvarianten zulassen, sowie die Möglichkeit der Bilanzierung der Tarife (vgl. die Darstellung in Kapitel 5.1.1 und 5.3) senkt diese Markteintrittsbarrieren.

6.1.4 Szenarien für die Einführung variabler Tarife

Referenzszenario

Der Gesetzgeber hat in EnWG §40 Abs. 3 das Angebot von Tarifen, die einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzen, eingefordert. In Kapitel 2 wurde verdeutlicht, dass dieser Anforderungen mit minimalem Aufwand entsprochen werden kann. Zudem wird über das alleinige *Angebot* entsprechender Tarifmodelle noch keine Energieeinsparung oder Verbrauchsverlagerung erzeugt. Das über die Anreizwirkung zu beeinflussende Abnahmeverhalten ist zwingende Voraussetzung für die Zielerreichung.

Die gegenwärtig in Deutschland angebotenen Tarifstrukturen bestätigen diese Analyse. Obwohl rund 10 bis 15% der gegenwärtig installierten Zähler Doppeltarifzähler sind und somit einfache zeitvariable Tarife in Form von HT/NT Tarifen abrechenbar sind, werden diese Tarife gegenwärtig kaum angeboten und nicht beworben. Der einzige beworbene Tarif in diesem Segment begrenzt die Preisspreizung im Wesentlichen auf die Differenz der Konzessionsabgaben. Verbrauchsvariable Tarife mit additiven Preisen werden nicht angeboten, da sie die reale Kostensituation nicht widerspiegeln (Kostendegression) und in einer Wettbewerbssituation nicht bestehen können.

Forcierte Einführung

Die Forcierung zeit- und lastvariabler Tarife muss sich innerhalb des Wettbewerbsrahmens bewegen. Dies bedeutet nicht, konkrete Tarifstrukturen festzuschreiben die anzubieten sind, sondern Rahmenbedingungen zu schaffen, so dass variable Tarife angeboten werden, die für die Lieferanten rentabel sind und von den Kunden akzeptiert werden. Diese Rahmenbedingungen könnte der Gesetzgeber schaffen. So könnte die zeitliche Differenzierung der Netznutzungsentgelte als variabler Tarifbestandteil die Attraktivität von variablen Tarifmodellen erhöhen. Das Gleiche könnte auch für die Stromsteuer geschehen. Schließlich muss sichergestellt werden, dass eine Smart-Metering Infrastruktur zur Verfügung steht, die bidirektionale Kommunikation und Zählerstandsgangerfassung ermöglicht. Des Weiteren könnte über die finanzielle Förderung intelligenter Haushaltsgeräte ein hohes Verlagerungs- und Einsparpotenzial bei geringerer Beeinträchtigung des Nutzungsverhaltens erreicht werden.

6.2 Möglichkeiten der Forcierung einer Einführung von lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen aus rechtlicher Sicht

Eine Forcierung der Einführung von lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen wie sie in § 40 Abs. 3 EnWG verlangt werden, kann durch eine Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen erreicht werden. Nachstehend soll daher dargestellt werden, welche Maßnahmen geeignet wären, lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen zu einer verstärkten Marktdurchsetzung zu verhelfen. Die Darstellung differenziert dabei nach den anzupassenden Vorschriften.

6.2.1 Anpassung § 40 Abs. 3 EnWG

Zunächst war zu überlegen, ob eine Änderung von § 40 Abs. 3 EnWG erforderlich ist. Jedoch scheint der Ansatz des Gesetzgebers grundsätzlich richtig, die Einführung von lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen dem Markt zu überlassen. Die im Arbeitspaket 3 dargestellten Erfahrungen in anderen Ländern, in denen sich solche Tarifmodelle bereits durchgesetzt haben, zeigen, dass die Lieferanten grundsätzlich zum Angebot solcher Tarife gewillt sind. Voraussetzung ist allerdings, dass im Übrigen keine Hindernisse bestehen, solche Tarife z. B. bei der Beschaffung bzw. Bilanzierung abbilden zu können.

Im Ergebnis ist daher keine Anpassung des § 40 Abs. 3 EnWG erforderlich.

Die sehr offene Formulierung in § 40 Abs. 3 EnWG, wonach solche Tarife nur einen „Anreiz setzen“ sollen, ist dabei unschädlich. Wollte der Gesetzgeber allerdings den Anreiz nur positiv verstanden wissen, könnte auf die Formulierung „Vorteil gewähren“ zurückgegriffen werden, ggf. in Verbindung mit einem Bezug auf die im Übrigen vom Lieferanten angebotenen Tarifen. Auch ohne eine solche Änderung des Gesetzeswortlauts besteht zumindest für den Lieferanten schon jetzt ein Anreiz, im Wettbewerb ein interessantes Produkt zu platzieren, das von den Kunden akzeptiert wird.

6.2.2 Änderung der Bilanzierungsvorgaben

Wie gezeigt, kollidieren die lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifmodelle außerhalb des Bereichs der RLM-Kunden grundsätzlich mit der in § 12 Abs. 1 StromNZV enthaltenen Vorgabe, der Abwicklung (Bilanzierung) der Belieferung von Letztverbrauchern mit einer Jahresverbrauchsmenge von bis zu 100.000 kWh zwingend das Standardlastprofilverfahren zugrunde zu legen.

Die rechtliche Bewertung in Kapitel 2.1.2.1.3.2 hat ergeben, dass unter geltendem Recht zwar eine Auslegung der Vorschriften, insbesondere des § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV dazu führen kann, in Einzelfällen vom Standardlastprofil-Verfahren abzuweichen. Eine flächendeckende Einführung von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG ist dadurch aber nicht gewährleistet. Daher empfiehlt sich eine klarstellende und erweiternde Änderung dieser Norm. Da im Hinblick auf das anzuwendende Messverfahren § 18 Abs. 1 StromNZV und § 10 MessZV den einschlägigen Rahmen bilden, wären diese entsprechend abzuändern.

Einerseits sollte dabei die Anwendung des standardisierten Lastprofilverfahrens nicht den Grundsatz darstellen, sondern nach Wahl des Lieferanten (ggf. im Einvernehmen mit dem von ihm belieferten Letztverbraucher) nur eine der möglichen Bilanzierungsmethoden darstellen. Andererseits sollte § 10 Abs. 1 MessZV zur Klarstellung dahingehend abgeändert werden, dass auch eine viertelstündige Erfassung der Zählerstände (Zählerstandsgang) möglich ist. Jedenfalls sollte klar gestellt werden, dass nicht immer die Installation einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung notwendig wird, sobald eine Bilanzierung unabhängig vom standardisierten Lastprofilverfahren erfolgen soll.

Die vorstehende Lösung setzt eine entsprechende Messeinrichtung voraus. Nach § 8 MessZV bestimmt der jeweils zuständige Messstellenbetreiber, welche Messeinrichtungen er anbietet. Damit würden sich auch für den Lieferanten Anreize bieten, auf dem Feld des Messstellenbetriebs tätig zu werden.

Erfolgt auch außerhalb der Gruppe der RLM-Kunden eine Lastgangbilanzierung, sind die Regelungen zu den Zeitpunkten der Übermittlung der Messwerte in den einschlägigen Festlegungen der Bundesnetzagentur, namentlich die GPKE¹³⁵ und zu den „Wechselprozessen im Messwesen“¹³⁶, z. B. nach dem Vorbild der Prozesse und Fristen bei RLM-Kunden, ggf. aber auch mit eingeschränkten Datenübertragungspflichten, anzupassen.

6.2.3 Variable Netzentgelte

Eine weitere Möglichkeit zur Forcierung von Tarifmodellen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG besteht darin, die Idee der Vorschrift auf die Gestaltung der Netzentgelte zu übertragen, die der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern in Ansatz bringt. Denkbar wäre es, dass der Netzbetreiber seine Netznutzungstarife ebenfalls zeitlich variabel gestaltet, in einfacher Form z. B. ein HT/NT-Tarifsystem mit festen Zeitabschnitten. Für die Lieferanten ergäbe sich zum Vorteil der Letztverbraucher hieraus ein zusätzlicher finanzieller Spielraum für die preisliche Gestaltung von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG.

¹³⁵ Beschluss BK6-06-009 der Bundesnetzagentur.

¹³⁶ Beschluss BK6-07-002 der Bundesnetzagentur.

6.2.4 Verbraucherschutz: Transparenz der Rechnung

Tarife im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG werden wie gezeigt regelmäßig Tarife sein, denen nicht mehr ein lineares Preismodell zugrunde liegt. Abhängig vom angebotenen Produkt kann der Preis je Kilowattstunde im zeitlichen Verlauf stark variieren. Aus der Sicht des Letztverbrauchers besteht die Gefahr, dass die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des von ihm zu zahlenden Endpreises eingeschränkt wird. Auch besteht aus Sicht des Letztverbrauchers das Bedürfnis, die im Markt angebotenen Produkte vergleichen zu können, um im Sinne des Wettbewerbs überhaupt eine fundierte Entscheidung für ein Produkt eines Lieferanten treffen zu können.

Um diese Vergleichbarkeit zu gewährleisten, erscheint es erforderlich, den Lieferanten zu verpflichten, zumindest auf der Rechnung an einen Letztverbraucher von Elektrizität den Durchschnittspreis pro Kilowattstunde im Abrechnungszeitraum auszuweisen.

6.3 Volkswirtschaftliches Kosten-Nutzen-Kalkül einer Forcierung

Eine wesentliche Voraussetzung für eine Forcierungsstrategie für variable Tarife ist das Vorliegen eines gesamtwirtschaftlichen Nutzens einer Forcierung. Dazu sind die Kosten zur Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für die Anwendung variabler Tarife mit den gegenüber stehenden Nutzen zu vergleichen.

Die volkswirtschaftliche Grundüberlegung ist, dass das Angebot von fixen, d.h. nicht variablen Tarifen an Kunden zu allokativen Ineffizienzen führt, da Endkunden ihr Verhalten nicht an den tatsächlichen Grenzkosten der Stromerzeugung ausrichten können. Da sich die Grenzkosten aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit von Strom und der resultierenden laufenden Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch permanent verändern, ist ihre Durchreichung zu den Endverbrauchern notwendig, um das theoretisch optimale Marktergebnis zu realisieren. Stoft (2002) bemerkt hinsichtlich der Bedeutung der Grenzkostenpreisbildung für das Marktdesign von Strommärkten:

„Perhaps the most dramatic structural problem of power markets is the almost complete lack of demand response to fluctuations in the wholesale price. [...] That such a cheaply fixed fundamental flaw has been consistently overlooked is due in part to confusion over the supposed costliness of real-time rates.“¹³⁷

¹³⁷ Stoft (2002), S. 78.

Dass die Elektrizitätsnachfrage tatsächlich preiselastisch ist, d.h. die Nachfragemenge mit dem Preis variiert, wurde bereits in Kapitel 4 gezeigt. Fraglich ist jedoch, welche konkreten, volkswirtschaftlichen Nutzeneffekte mit der Nachfragereaktion verbunden sind. Auf der Kostenseite stellt sich die Frage nach den relevanten Transaktionskosten.

Überblick über die Kosten

Wie erwähnt ist für die Einführung variabler Tarife das Vorhandensein von entsprechenden SMET notwendig, die die Erfassung des Zählerstandsgangs erlauben. Allerdings ermöglichen diese Systeme die Realisierung von weiteren Nutzeneffekten wie Energieeinsparung, Prozesskostenersparnisse bei Ablesung, so dass die Kosten des SMET-Rollouts nicht direkt den Nutzen variabler Tarife gegengerechnet werden dürfen. In der volkswirtschaftlichen Betrachtung wird daher zunächst völlig von diesen Systemkosten abstrahiert.

Dagegen ist die Anpassung des Abrechnungs- und Bilanzierungssystems auf eine Zählerstandsgangbilanzierung direkt mit der Einführung variabler Tarife verknüpft. Die Kosten für die damit einhergehenden Systemumstellungen sind schwierig zu beziffern, wie bereits in Kapitel 5.4 ausgeführt wurde. Gleichzeitig stehen den Zusatzkosten auch Ersparnisse durch punktuelle Verfahrensvereinfachungen gegenüber. Dies gilt z.B. für den Entfall des Verfahrens tagesparameterabhängiger Standardlastprofile im Strombereich (z.B. für Heizstromanwendungen).

Ein Übergang vom SLP-Verfahren auf ein lastgangbasiertes Abrechnungsmodell erfordert auch eine Prognose der Beschaffungsmengen für die Versorgung der Haushaltskunden durch die Lieferanten. Dieser Prozess ist jedoch grundsätzlich für RLM-Kunden implementiert und müsste nur ausgeweitet werden.

Im Forcierungsszenario ist vorgesehen, die von Lieferanten ausnutzbaren Preisspreizungen zu vergrößern, indem Netznutzungsentgelte zeitlich differenziert werden. Dies bedeutet eine Abkehr von der bisherigen Praxis, in der lediglich für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen spezielle Netznutzungsentgelte berechnet werden. Auch diese Maßnahme führt zu Umstellungsaufwendungen und laufenden Prozesskosten, die dem Nutzen variabler Tarife entgengenzurechnen wären. Dies gilt insbesondere, da eine zeitliche Differenzierung der Netznutzungsentgelte bislang nicht durchgeführt wird und dies somit eine völlig neue Systemanforderung darstellt, die in den heute eingesetzten IT-Systemen nicht abgebildet ist. Ebenso führt auch die Umsetzung eines zeitlich differenzierten Stromsteuersatzes zu schwierig bezifferbaren Umstellungsaufwendungen.

Aus den erweiterten Möglichkeiten der Tarifgestaltung entstehen höhere Kosten für die Entwicklung und die Kommunikation von Tarifprodukten, wie bereits in Kapitel 5.4 erwähnt wurde. Diese Kosten hängen stark von der spezifischen Struktur des jeweiligen Lieferanten ab.

Dementsprechend ist eine Quantifizierung dieses Kostenbereichs äußerst schwierig und zusätzlich schwanken je nach Anzahl der Kunden, bzw. abgesetzter Strommenge die spezifischen Kosten stark. Systemumstellungskosten werden insbesondere im Bereich der Abrechnung von variablen Tarifen auftreten, da im Strombereich in Deutschland die derzeit eingesetzten Systeme nicht auf diese Anforderung ausgelegt sind. Zusatzkosten werden durch den Lieferanten nur dann nur in Kauf genommen, wenn entsprechende Nutzenpotenziale für ihn vorhanden sind.

Investitionen, die durch die Einführung von variablen Tarifen ausgelöst werden, haben auch Auswirkungen auf verschiedene andere Sektoren außerhalb der Elektrizitätswirtschaft. Diese werden ebenfalls nicht bewertet.

Insgesamt ist die Datenbasis für eine belastbare Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten, die mit der Einführung flexibler Tarife verbunden sind, nicht ausreichend.

Überblick über die Nutzen

Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht werden die folgenden wesentlichen Nutzeneffekte variabler Tarife genannt:¹³⁸

- Betriebskostenoptimierung des Kraftwerksparks
- Optimierung des Kraftwerksparks
- Verhinderung der Ausnutzung von Marktmacht von Erzeugern.
- Effizienzgewinne bei Bau und Betrieb der Netzinfrastuktur.

Bereits im Kapitel 3.1.4 wurden die Ziele der Einführung variabler Tarife ausführlich dargestellt. Die relevanten Akteure sind in Klammern genannt.

- 1 Energieeinsparung, (Erzeugung)
- 2 Lastgangmodifikation, (Erzeugung, Lieferanten)
- 3 Marktbeteiligung (Lieferanten, Endkunden)
- 4 Individualisierung (Lieferanten, Endkunden).

In den folgenden Abschnitten werden die Ziele der Einführung variabler Tarife den Nutzeneffekten zugeordnet. Die Auswirkungen der Energieeinsparung und Lastgangmodifikationen werden dabei quantitativ bewertet.

Die Verhinderung der Ausnutzung von Marktmacht von Erzeugern zielt auf die Gefahr ab, dass in Zeiten geringer verfügbarer Erzeugungskapazität durch gezielte Verknappung von Erzeugungskapazität hohe Strompreise und hohe Renditen erzielt werden können. Dieses Phänomen ist eine Form des Marktversagens und ist umso wahrscheinlicher, je höher die Konzentration der Anbieter auf dem Erzeugungsmarkt ist. Variable Tarife können durch die Wirkung auf gezielte Reduzierung der Kundenabnahme in Hochpreisphasen (beispielsweise durch einen CPP-Tarif) dieser Tendenz entgegen und strompreisdämpfend wirken.

¹³⁸ Vgl. Alcott (2009). Die Betrachtung enthält umfangreiche weiterführende Literatur.

Die Marktmacht der Anbieter wird dadurch verringert und die Effizienz des Wettbewerbs auf dem Strommarkt erhöht. Dieser Effekt ist damit ein Nebeneffekt der Lastgangmodifikation und wird nicht separat diskutiert.

Bereits in Kapitel 5.5 wurden die möglichen Nutzen im Netzbereich dargestellt.

Sie werden hier nicht weiter betrachtet.

Die fünf im Detail analysierten Tarifmodelle erbringen unterschiedliche Beiträge zu den einzelnen Zielkategorien. Im folgenden Abschnitt liegt der Fokus auf denjenigen Zielen, für die die erwarteten Nutzeneffekte quantitativ bewertet werden können. Dies sind insbesondere die Energieeinsparung und die Modifikation der Lastgänge der Verbraucher. Gleichwohl können auch eine verbesserte Marktbeteiligung und eine weitergehende Individualisierung Nutzenpotenziale heben. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens können diese allerdings nicht quantifiziert, sondern ausschließlich qualitativ betrachtet werden.

Der Schwerpunkt für die folgende Nutzenbetrachtung liegt auf der Systemperspektive. Die auftretenden Nutzen werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft aggregiert, dadurch ist eine Beurteilung des Gesamtnutzens möglich. Dieser so ermittelte Nettonutzen kann als Entscheidungskriterium dafür herangezogen werden, ob eine Forcierung derartiger Tarife gesamtgesellschaftlich sinnvoll ist.

Zusätzlich ist eine Analyse des Nutzens einzelner Elemente der Wertschöpfungskette denkbar. Daraus kann allerdings kein Gesamtbild abgeleitet werden, da die Aufteilung des entstehenden Nutzens regulatorisch beeinflussbar ist. Zusätzlich stellt sich bei einer solchen Betrachtung die Frage, zu welchen Anteilen Nutzeneffekte tatsächlich weitergegeben werden. Bei der Einführung eines variablen Tarifes, der potentiell zu Einsparungen beim Endkunden führt, ist zu erwarten, dass der Lieferant gleichzeitig die Preise erhöht und somit einen Teil des Einspareffektes selber abschöpft und nicht an den Endkunden weitergibt.

Nachfolgende Tabelle 39 gibt einen ersten Überblick über die mit den Tarifoptionen einhergehenden, quantitativ bewertbaren Nutzeneffekte. Neben den zeit- und lastvariablen Tarifoptionen wurde auch die Visualisierung zum Vergleich in die Betrachtung aufgenommen. Auch die direkte Laststeuerung ist mit in die Analyse aufgenommen, da sie über einen Tarif abgebildet werden muss und ähnliche Nutzeneffekte wie die zeitvariablen Tarife hat.

Tabelle 39: Effekte der Visualisierung und variabler Tarife (Angabe der Visualisierung nur als Vergleich)

Tarifoption	Effekte			
	Energie-einsparung	Last-verlagerung	Lastabsen-kung	spezifische Lastführung
Visualisierung	X		X	
Zeitvariabel		X	X	
Zeitvariabel + Events	X	X	X	
Dynamisch		X	X	
Laststeuerung				X

Zur Durchführung der quantitativen Analyse wurden einige Grundannahmen getroffen, die in Tabelle 40 dargestellt sind.

Tabelle 40: Übersicht Rahmenparameter und Annahmen

Strompreise		
Base	6,58	ct/kWh
Peak	7,98	ct/kWh
Offpeak	5,73	ct/kWh
Stromverbrauch		
Anzahl Zähler	44 Mio.	Stück
Stromverbrauch je HH	3.193	kWh
Maximale Last je HH (nach SLP H0)	857	W je 15 Minuten
Maximale Last aller Haushalte	38	GW je 15 Minuten
Netznutzungsentgelte		
NNE Haushalt (Kundengruppe DC)	5,92	ct/kWh
Mittlerer Leistungspreis, Entnahme aus der Umspannung Mittelspannung-Niederspannung	100	EUR/kW/a
Faktor NNE Bewertung	20	%
Abschreibung Zähler		
Abschreibungszeit	16	a
Zinssatz	6,5	%

Die **Strompreise** basieren auf den Marktergebnissen der EEX aus dem Jahr 2008. Hierbei handelt es sich folglich um diskrete, historische Werte. Für eine fundierte Analyse von auf die Zukunft gerichteten Einführungsstrategien intelligenter Zähler erscheint die Verwendung von Strompreisszenarien vorteilhafter. Für die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführten Modellierungen sind jedoch zum Teil stündlich aufgelöste Preisangaben notwendig, die in Preisprognosen nicht enthalten sind. Weiterhin hängt die langfristige Entwicklung der Strompreise von einer Vielzahl schwer abzuschätzender Faktoren ab, beispielsweise den künftigen klimapolitischen Maßnahmen und der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Im Jahr 2008 lagen die Strompreise außergewöhnlich hoch, die Preise waren in den Jahren vorher deutlich geringer und sind auch in 2009 wieder erheblich zurückgegangen. Einige Indikatoren, insbesondere die Preisentwicklung für Stromfutures, deuten an, dass im Betrachtungszeitraum der hier durchgeführten Modellierungen eine Verwendung der Preisangaben aus 2008 einen dem längerfristigen Trend entspricht.

In Abbildung 39 sind die durchschnittlichen stündlichen Strompreise für die Jahre 2007 und 2008 dargestellt, differenziert nach Wochentagen und Werktagen. Deutlich erkennbar sind die in 2008 systematisch höheren Preise als in 2007, sowie die an Wochentagen höheren Preise. Weiterhin wird deutlich, dass die Preise im Tagesverlauf deutlichen Mustern unterliegen, mit höheren Preisen im Tagesverlauf (Peakpreise gelten von 08 bis 24 Uhr) und vergleichsweise niedrigen Preisen außerhalb der Peakzeiten, von 00 bis 08 sowie von 20 bis 24 Uhr.

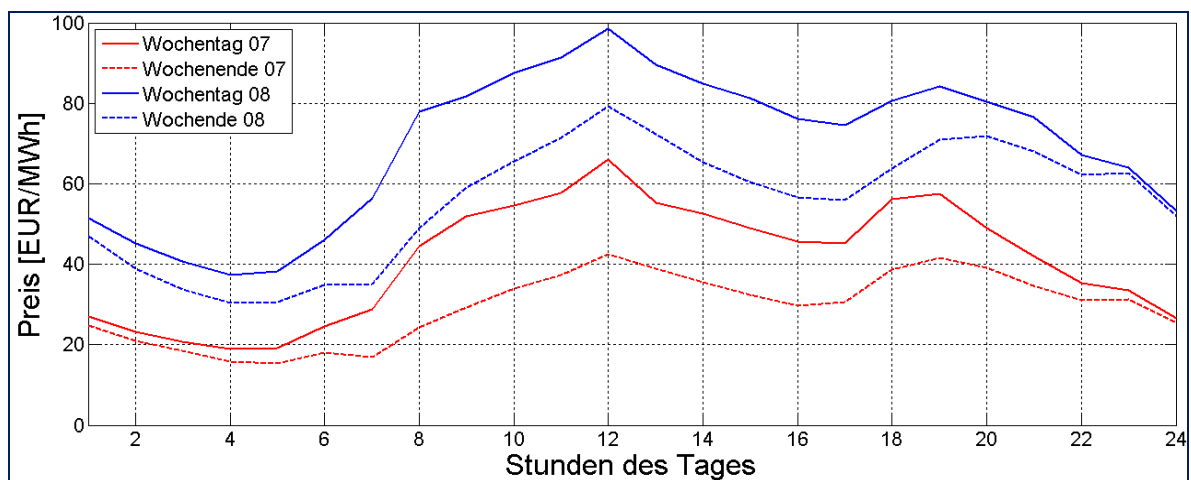


Abbildung 39: Durchschnittliche Strompreise an der EEX in den Jahren 2007 und 2008.

Die Angaben zum **Stromverbrauch** der Haushalte basieren zu großen Teilen auf dem Standardlastprofil für Haushalte H0. Dieses wurde auf den jährlichen Stromverbrauch (nach BMWi, 2009) und auf die gesamte Anzahl aller Zähler skaliert. Hieraus ergibt sich ein mittlerer Haushaltsstromverbrauch von 3.200 kWh. Die je Haushalt durchschnittlich auftretende maximale Last von 860W in einer Viertelstunde erscheint zunächst überraschend gering. Dieser geringe Wert hat seine Ursache in der Durchschnittsbildung über alle HH, wie sie im Standardlastprofil H0 widergespiegelt

wird. Die auftretende maximale Last aller Haushalte ergibt sich aus der Maximallast eines Haushaltes und der Gesamtzahl der Haushalte.

Die **Netznutzungsentgelte** stammen aus den veröffentlichten Preisinformationen unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber.

Die für die Zähler angegebenen Abschreibungszeiten von 16 Jahren ergeben sich aus den derzeit gültigen eichrechtlichen Bestimmungen, die eine Betriebsdauer von acht Jahren zulassen und die durch entsprechende Nachweise über die Einhaltung der vorgegebenen Messgenauigkeiten zwei Mal um jeweils vier Jahre verlängert werden kann.

Für die Quantifizierung der Effekte wurde unterstellt, dass eine Forcierungsstrategie angewendet wird. Dies bedeutet, dass die Lieferanten Preisspreizungen als Tarife anbieten, die über die heute am Strom-Großhandelsmarkt beobachtbare Preisspreizung hinausgehen.

Für jeden Nutzeneffekt wurde ein Basisszenario berechnet, in dem realistische Effekte angenommen werden. Um die mögliche Bandbreite abzuschätzen, wurde dieses Basisszenario jeweils um zwei Extremszenarien ergänzt, in denen ein sehr geringer und ein erheblicher Effekt angenommen wurden.

6.3.1 Energieeinsparung

Die absoluten Einsparungen, die durch variable Tarife realisiert werden können, sind gering. Studien zu den Potenzialen variabler Tarife betrachten regelmäßig nur Lastverlagerungs- und –reduktionseffekte, jedoch nur in seltenen Fällen die möglichen Energieeinsparungen. In entsprechenden Feldversuchen wurden auch nur marginale Einspareffekte festgestellt. Lediglich zeitvariable Tarife mit Events führen zu geringen Einsparungen: Der durch die Events vermiedene Verbrauch wird zum Teil auf andere Zeiträume verlagert und zum Teil eingespart. Aufgrund der geringen Anzahl von Events pro Jahr ist die hiervon berührte Energiemenge allerdings klein.

Lediglich für ein Verbraucherfeedback durch Visualisierungsmaßnahmen konnte eine Bandbreite an nennenswerten Einspareffekten ermittelt werden. Die verfügbare Literatur legt nahe, dass Einsparungen von bis zu 22% des jährlichen Energieverbrauches realisiert werden können (vgl. Kapitel 4). Neenan (2008) wertet US-amerikanische Studien zu Einsparpotenzial durch Visualisierung des Energieverbrauches mit Hilfe eines elektronischen Displays aus und zeigt erhebliche Bandbreiten der Ergebnisse auf (vgl. Abbildung 40). Allerdings können die hier dargestellten Effekte nicht unmittelbar auf die Verhältnisse in Deutschland übertragen und verallgemeinert werden. Zunächst umfassen nur zwei der Studien, die für die Darstellung in Abbildung 40 ausgewertet wurden, mehr als 500 Teilnehmer, die anderen Arbeiten betrachten lediglich 25 bis 150 Haushalte. Eine repräsentative Auswahl der Teilnehmer ist hier also nicht zu erwarten, entsprechend ist eine direkte Skalierung auf die Gesamtheit aller Haushalte nicht zulässig.

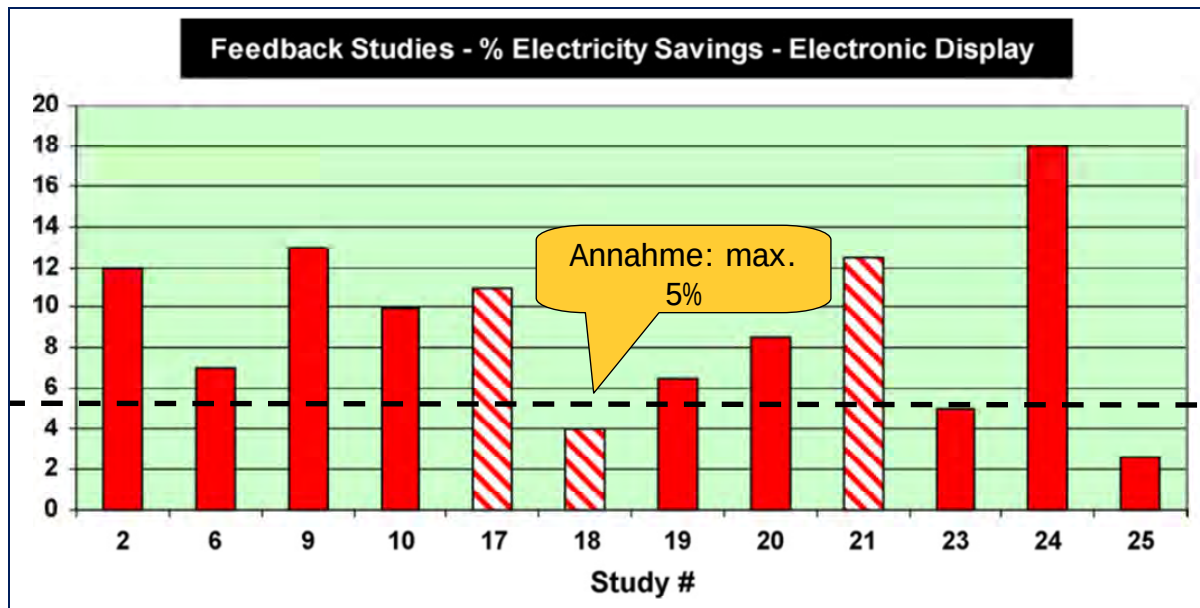


Abbildung 40: Bandbreite der Energieeinsparung durch Visualisierung (nach Neenan, 2008).

Weiterhin ist zu beachten, dass der jährliche Haushaltsstromverbrauch in den USA bei über 11.000 kWh liegt (EIA, 2008) und damit um mehr als den Faktor 3 höher ist als der durchschnittliche Stromverbrauch je Haushalt in Deutschland. Dies ist mit einer anderen Geräteausstattung (insbesondere der großen Anzahl Klimaanlage in den USA) und eines anderen Verbrauchsverhaltens aufgrund durchschnittlich deutlich geringerer Haushaltsstrompreise (im Mittel rund 0,076 €/kWh in den USA) zu erklären (EIA, 2008). Das Einsparpotenzial durch Visualisierung des Stromverbrauchs wird daher im Basisfall auf 3% festgelegt. Um die mögliche Bandbreite darzustellen, wurden Unter- und Obergrenze auf 1 bzw. 5% festgelegt. Dabei wird im Rahmen dieses Gutachtens angenommen, dass die Reduktion über die gesamte Nutzungszeit proportional erfolgt, der stündliche Verbrauch also um den unterstellten Prozentsatz der Einsparung reduziert wird. Die eingesparte Arbeit wird mit mittleren Großhandelspreisen bewertet, um die eingesparten Stromerzeugungskosten zu ermitteln. Zusätzlich wird durch die Verbrauchsreduktion eine Lastabsenkung erreicht, die getrennt bewertet wird.

Bei einem jährlichen Stromverbrauch von durchschnittlich ca. 3200 kWh je Haushalt ergeben sich die in Tabelle 41 genannten Reduktionen im Stromverbrauch. Eine Bewertung mit den Strompreisen der EEX ergibt eingesparte jährliche Stromerzeugungskosten zwischen 2,50 und 12,40 € je Haushalt durch Visualisierung und 0,10 bis 0,40 € durch zeitvariable Tarife mit Events.

Für den zeitvariablen Tarif mit Events wurde analog zu den Annahmen in Kapitel 4.2 eine Anzahl von 24 Events im Jahr abgebildet, deren Dauer auf jeweils 13 Stunden begrenzt ist. Die Hälfte des in Eventzeiten reduzierten Verbrauchs wird gemäß den Annahmen zu Zeiten außerhalb des Events nachgeholt (z.B. Waschmaschine), eine absolute Verbrauchsreduktion findet in diesem Fall nicht statt.

Die andere Hälfte des reduzierten Verbrauchs wird nicht nachgeholt und führt somit zu echten Einspareffekten (z.B. Fön). Insgesamt ist der Einspareffekt durch zeitvariable Tarife mit Events sehr gering.

Tabelle 41: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Energieeinsparung aufgrund variabler Tarife (HH=Haushalt).

Tarifoption	Effekt						Nutzen		
	%			kWh/HH/a			EUR/HH/a		
	min	base	max	min	base	max	min	base	max
Visualisierung	1%	3%	5%	32	96	160	2.5	7.4	12.4
Zeitvariabel									
Zeitvariabel + Events	0.2%	0.4%	0.7%	5	13	21	0.4	1.0	1.5
Dynamisch									
Laststeuerung									

Durch eine Visualisierung lassen sich also deutlich größere Einsparpotenziale realisieren als durch variable Tarife. Diese Erkenntnis wird grundsätzlich durch IBM (2007) unterstützt: Da die überwiegende Mehrheit von knapp 80% der Befragten ein einfaches, transparentes Visualisierungssystem gegenüber komplexeren Darstellungen bevorzugt, ist bei einer Visualisierung eine erheblich größere Beteiligung zu erwarten.

6.3.2 Lastverlagerung

Der Effekt der Lastverlagerung unterstellt, dass eine Tarifstruktur mit entsprechenden Anreizen die Verbraucher dazu veranlasst, ihren Stromverbrauch zeitlich zu verschieben. Dadurch wird es möglich, Preisdifferenzen in der Strombeschaffung auszunutzen und somit Erzeugungskosten einzusparen. Die spezifischen zu erwartenden Verlagerungseffekte sind hinsichtlich zeitlicher Auflösung und monetärer Bewertung abhängig von der Ausgestaltung der Tarifoptionen und entsprechend schwierig zuverlässig zu bewerten. Grundsätzlich erfolgt die Bewertung mit den Preisdifferenzen am Großhandelsmarkt.

Zeitvariable Tarife schaffen aufgrund der zeitabhängig unterschiedlichen Preise einen Anreiz, Teile des Verbrauchs in die Zeiten niedrigerer Preise zu verlagern. Aufgrund der heutigen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur ist dies gleichbedeutend mit einer Verlagerung des Verbrauchs aus den Tagstunden in die Nachtstunden.¹³⁹ Dieser Effekt ist exemplarisch für eine Verlagerung von 8% des Verbrauchs für einen Tag in Abbildung 41 gezeigt.

¹³⁹ Es ist in Zukunft davon auszugehen, dass dieses fixe Preisschema durch zunehmende Anteile variabler Erzeugung und flexiblere Verbrauchsmuster zumindest teilweise aufgelöst wird und auch eine Verlagerung innerhalb der Tagstunden zu vergleichbaren Differenzen in den Beschaffungskosten führen würde.

Die blau eingefärbte Fläche stellt die nötige Reduktion des Verbrauchs dar, der zeitlich verlagert wird, die roten Flächen zeigen die Zunahme des Verbrauchs in den Nachtstunden. Die Größe der Flächen lässt die Schlussfolgerung zu, dass bereits eine Verlagerung im einstelligen Prozentbereich nur durch deutliche Verhaltensänderungen in den Haushalten zu realisieren sein wird.

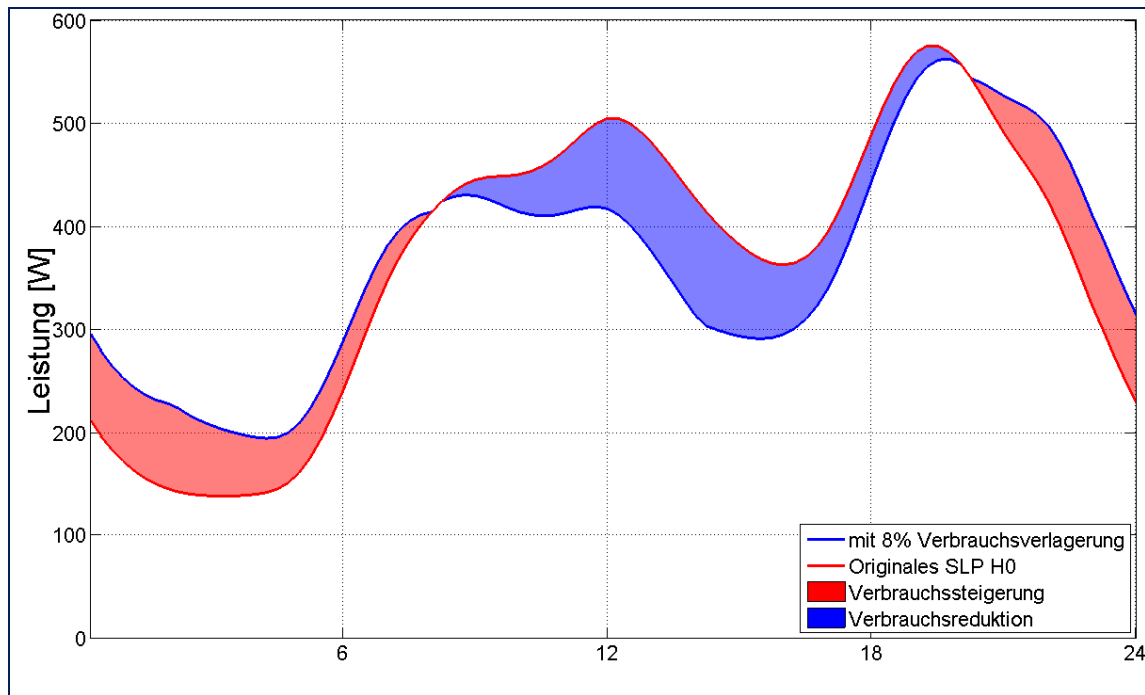


Abbildung 41: Schematische Darstellung der Lastverlagerung durch zeitvariable Tarife.

Potenzialstudien, die das Verlagerungspotenzial für Deutschland abschätzen, kommen zu einem mittleren Verlagerungspotenzial von 15% des Energieverbrauchs in Haushalten (Stadler, 2005; BET, 2009; siehe Kapitel 4.1). Eine Realisierung von einem Drittel des theoretisch möglichen Potenzials erscheint realistisch, entsprechend wurde für die Basisvariante eine Verlagerung von 5% des Stromverbrauchs aus Zeiten teuren Strombezugs in Zeiten preiswerten Strombezugs angenommen, mit 2% und 8% als Minimal- bzw. Maximalwerte. Die bisher ausgewerteten Feldversuche in Deutschland enthalten keine Angaben zu den erzielten Verlagerungseffekten; hier wurde vor allem auf Lastreduktionen abgestellt (siehe Kapitel 3.3.5). Ein Abgleich ist also nicht möglich.

Für die monetäre Bewertung des Lastverlagerungseffektes ist die Flexibilität der Anreizwirkung ausschlaggebend. Zeitvariable Tarife, bei denen die Stromtarife der Haushalte von der Nutzungszeit abhängig sind und die jeweiligen Geltungszeiträume der einzelnen Tarifstufen vergleichsweise statisch für einen gewissen Zeitraum vorgegeben sind, führen zu einer relativ undifferenzierten Anreizsetzung.

Dynamische Tarife hingegen, bei denen die Tarifstruktur jedes Tages zeitnah durch den Lieferanten festgelegt werden kann, entfaltet eine erheblich differenziertere Anreizwirkung, durch die die Ausnutzung der Preisdifferenzen in der Strombeschaffung

erheblich verbessert wird. Dies ist in Abbildung 42 dargestellt. Der obere Teil der Abbildung zeigt beispielhaft die Auswirkung eines zeitvariablen Tarifs mit fünf Tarifzeiten und drei Preisstufen auf den Verbrauch der Haushalte für alle Tage des Jahres. Dabei wurde hier unterstellt, dass in den frühen Morgenstunden sowie am späten Nachmittag ein hoher Strompreis von den Haushalten zu zahlen ist, der entsprechend zu Lastreduktionen in diesen Zeiten führt. Am Morgen und am späten Abend setzen geringere Preise einen Anreiz zur Verbrauchserhöhung. Die am Mittag gültige Preisstufe schafft keinerlei Verlagerungsanreize. Im unteren Teil sind die Verlagerungsanreize eines dynamischen Tarifs dargestellt. Hier wurde angenommen, dass in den sechs Stunden eines Tages mit dem höchsten Beschaffungspreis ein höherer Strompreis für Haushalte gilt, während in den sechs Stunden mit dem geringsten Beschaffungspreis der Strompreis für Haushalte entsprechend gesenkt wird. In den verbleibenden zwölf Stunden wird kein Verlagerungsanreiz gesetzt. Es wird unmittelbar deutlich, dass durch dynamische Tarife eine erheblich bessere Anpassung an die tatsächlichen Beschaffungskosten möglich wird.

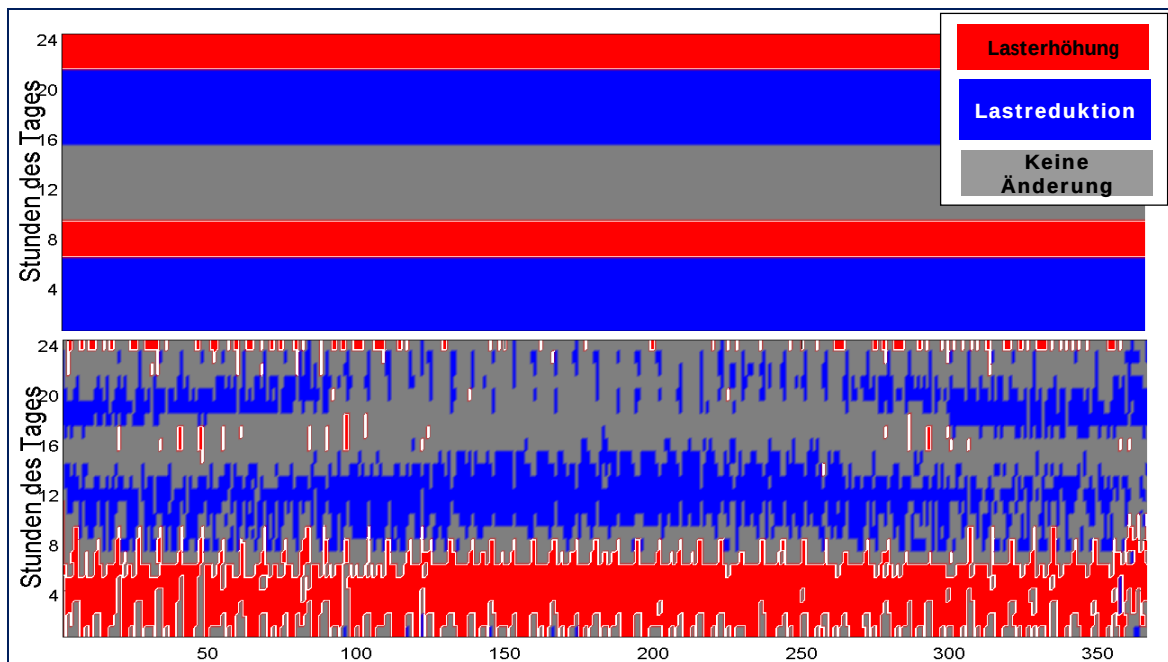


Abbildung 42: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Anreizwirkungen von zeitvariablen (oben) und dynamischen (unten) Tarifen.

Entsprechend wird für zeitvariable Tarife die monetäre Bewertung anhand der Differenz zwischen dem mittleren Peakpreis und dem mittleren Offpeakpreis durchgeführt, während für dynamische Tarife die tatsächlich genutzten Preisdifferenzen angesetzt werden.

Mögliche Bandbreiten der Nutzeneffekte durch Lastverlagerung sind in Tabelle 42 gezeigt. In dieser Tabelle sind unter „Effekt“ die Anteile des verlagerten Verbrauchs in drei Szenarien sowie die resultierenden verlagerten Verbräuche pro Haushalt und Jahr aufgezeigt.

Für alle Tarifmodelle, die zu einer Lastverlagerung führen, wurde ein identisches Verlagerungspotenzial angenommen. Die Unterschiede im monetär bewerteten Nutzen ergeben sich aus der differenzierteren Anreizsetzung durch dynamische Tarife: Die statische, langfristige Vorgabe der Preisdifferenzen durch zeitvariable Tarife kann nur eine Verlagerung aus Zeitintervallen mit statistisch hohen Preisen in Zeitintervalle mit statistisch relativ geringen Preisen bewirken. Der Effekt ist vergleichbar mit einem herkömmlichen HT/NT-Tarif, der um zusätzliche Tarifzeiten und Tarifstufen erweitert ist. Durch die dynamische Preisgestaltung wird es hingegen möglich, die tatsächlich auftretenden Preisdifferenzen an der EEX zu nutzen, die erheblich größer sind als die Differenzen zwischen Durchschnittspreisen.

Tabelle 42: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Lastverlagerung aufgrund variabler Tarife im Strombereich pro Haushalt und Jahr

Tarifoption	Effekt						Nutzen		
	%			kWh/HH/a			EUR/HH/a		
	min	base	max	min	base	max	min	base	max
Visualisierung									
Zeitvariabel	2%	5%	8%	64	160	255	1.4	3.6	5.7
Zeitvariabel + Events	2%	5%	8%	64	160	255	1.4	3.6	5.7
Dynamisch	2%	5%	8%	64	160	255	3.1	7.9	12.6
Laststeuerung									

Die monetär bewerteten Nutzeneffekte liegen für zeitvariable Tarife damit bei 3,60 € je Haushalt und Jahr. Bei dynamischen Tarifen sind die Effekte mehr als doppelt so groß, sie liegen für den Basisfall bei jährlich knapp 8 € pro Haushalt. Neben den hier bewerteten Effekten ist aufgrund der systematischen Flexibilisierung im Strombezug durch dynamische Tarife davon auszugehen, dass die Auslastung einzelner Kraftwerke besser geplant werden kann. Daraus ergeben sich zusätzliche Nutzeneffekte, die hier nicht erfasst wurden.

6.3.3 Lastabsenkung

Wie in den Abschnitten 6.3.1 und 6.3.2 dargestellt, ergibt sich durch die Energieeinsparung und die Lastverlagerung eine proportionale Reduktion der Last aller Haushalte. Entsprechend geht in einzelnen Abschnitten der Netze die erforderliche Übertragungskapazität zurück. Dies lässt erwarten, dass Teile der Netzinfrastruktur in Zukunft bei gleichbleibender Versorgungssicherheit geringer dimensioniert werden können. Dadurch würden Netzausbaukosten vermieden.

Der Umfang erscheint hier allerdings begrenzt, da insbesondere beim Ausbau und der Instandhaltung der Netzkomponenten der überwiegende Teil der Kosten unabhängig von der jeweiligen Übertragungskapazität ist: Zur Verlegung neuer Erdkabel, wie sie derzeit vor allem auf der Verteilnetzebene Verwendung finden, ist der anfallende Aufwand für Planung, Genehmigung sowie für die Erdarbeiten in jedem Fall zu erbringen, die Kapazität hat hier keinerlei Effekte.

Lediglich bei der Dimensionierung der verwendeten Leiterseile sowie für die sekundäre Infrastruktur wie beispielsweise Transformatoren ergeben sich Einsparpotenziale. Diese sprungfixen Kosten sind in Kapitel 5.5 ausführlich dargestellt.

Die prozentuale Reduktion der Höchstlast im Haushalt, wie in Tabelle 43 angegeben, wird mit dem Leistungspreis bewertet, der an den Betreiber des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes zu zahlen ist. Von diesen so ermittelten Kosten werden 20% als vermiedene Netzausbaukosten in Ansatz gebracht, bei den verbleibenden 80% wird davon ausgegangen, dass sie für den Betrieb der Netze sowie für nicht lastabhängige Investitionen eingesetzt werden.

Damit ergeben sich die in Tabelle 43 dargestellten Bandbreiten von Nutzeneffekten.

Tabelle 43: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Lastabsenkung aufgrund variabler Tarife

Tarifoption	Effekt						Nutzen		
	%			W/HH			EUR/HH/a		
	min	base	max	min	base	max	min	base	max
Visualisierung	1%	3%	5%	9	26	43	0.2	0.5	0.9
Zeitvariabel	2%	5%	8%	17	43	69	0.3	0.9	1.4
Zeitvariabel + Events	2%	5%	8%	17	43	69	0.3	0.9	1.4
Dynamisch	2%	5%	8%	17	43	69	0.3	0.9	1.4
Laststeuerung									

Die ermittelten Nutzeneffekte sind vergleichsweise gering und bei allen betrachteten zeitvariablen Tarifen identisch.

6.3.4 Spezifische Lastführung

Während bei Tarifierreizen eine Lastbeeinflussung über eine Verbraucherreaktion und damit nur in mittelbarer Form erfolgt, beinhaltet die spezifische Lastführung eine direkte, aktive Steuerung von Geräten im Haushalt alternativ durch den Lieferanten oder den Netzbetreiber. Der direkte Zugriff auf die Kundenlasten vermindert die bei Tarifierreizen bestehende Unsicherheit über die Wirkung des Anreizes. Für Steuerungsmaßnahmen, die eine Relevanz für die Systemzuverlässigkeit haben, ist die spezifische Lastführung daher eher geeignet.

Durch die Aggregation einer ausreichend großen Anzahl von Teilnehmern wird dadurch die Bereitstellung von Reserveleistung möglich. Diese mögliche Leistungsbereitstellung wird durch die am Markt für Minutenpreise erzielten Kapazitätspreisen bewertet. Zusätzlich führt besonders eine direkte Laststeuerung zu einer Verbesserung in der Versorgungszuverlässigkeit. Eine quantitative Bewertung dieses Aspekts ist im Rahmen des vorliegenden Gutachtens jedoch nicht möglich.

Das größte Lastverlagerungspotenzial durch spezifische Lastführung besteht in Haushalten bei Kühlgeräten (Kühlschrank, Kühl-Gefrier-Kombination, Gefrierschränke).

Das Laststeuerungspotenzial der sonstigen Haushaltsgeräte (Waschmaschinen, Spülmaschinen, Wäschetrockner) ist aufgrund der geringen Nutzungszeiten je Gerät gering und wird in diesem Gutachten nicht betrachtet.

Basierend auf der in Deutschland vorhandenen Ausstattung mit Haushaltsgeräten ergibt sich ein Potenzial der spezifischen Lastführung der Kühlgeräte von etwa 800 MW Leistung, die für spezifische Lastführung zur Verfügung steht. Dies entspricht einem durchschnittlichen Beitrag von 18 W je Haushalt. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um einen durchschnittlichen Wert handelt, der in Haushalten mit einer umfangreichen Geräteausstattung erheblich darüber liegt. Zusätzlich wurde bei der Modellierung beachtet, dass aufgrund der Betriebszeiten der Geräte von etwa acht Stunden am Tag eine große Anzahl von Haushalten erfasst werden muss, damit zu jedem Zeitpunkt der Betrieb einer ausreichenden Zahl von Geräten sichergestellt ist. Daraus resultiert modellierungstechnisch diese geringe Leistungsangabe.

Der daraus abgeleitete Nutzen je Haushalt entspricht dann aber wieder dem Durchschnittsnutzen je Haushalt, der sich an einem Tarif mit spezifischer Lastführung beteiligt. Dieser Nutzen ist in Tabelle 44 gezeigt. Mit den oben getroffenen Annahmen zum Potenzial ergibt sich aus einer vollständigen Ausschöpfung dieses Potenzials ein Nutzen von ca. 0,30 € je Haushalt und Jahr. Bei teilweiser Ausschöpfung reduziert sich dieser Nutzen auf 0,20 €. Die direkt quantifizierbaren Nutzeneffekte durch direkte Laststeuerung sind somit gering.

Tabelle 44: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch spezifische Lastführung aufgrund variabler Tarife

Tarifoption	Effekt						Nutzen		
	%			W/HH			EUR/HH/a		
	min	base	max	min	base	max	min	base	max
Visualisierung									
Zeitvariabel									
Zeitvariabel + Events									
Dynamisch									
Laststeuerung		1%	2%		9	17		0.2	0.3

6.3.5 Marktbeteiligung

Durch die Variierung der Strombezugspreise wird eine weitergehende Beteiligung der Endkunden an den Entwicklungen des Energiemarktes ermöglicht, als dies mit den heute angebotenen Tarifstrukturen der Fall ist. Eine derartige stärkere Auswirkung der Chancen und Risiken an den Energiemärkten auf das Verbrauchsverhalten der Kunden kann volkswirtschaftlichen Nutzen mit sich bringen: Die Auseinandersetzung mit neuen Tarifstrukturen und variablen, bei entsprechenden Tarifmodellen auch kurzfristig variablen Preisänderungen erhöht das Bewusstsein der Verbraucher für die Besonderheiten des Elektrizitätssystems und kann weitere Verhaltensänderungen befördern.

Eine weitergehende Marktbeteiligung ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht über die Darstellung des Nutzens der Lastverlagerung hinaus quantitativ zu bewerten. Dennoch ist von einem positiven Nutzen auszugehen.

6.3.6 Individualisierung

Bisher gibt es in Deutschland im Privatkundenbereich einen geringen Wettbewerb um die Kunden. Dies wird exemplarisch deutlich an den Wechselraten, die nach wie vor sehr niedrig liegen. Über 60% aller Haushaltskunden sind ungeachtet der vorhandenen Wechselmöglichkeiten bis heute Kunde des lokalen Grundversorgers (Bundesnetzagentur, 2009). Ein Grund kann in der Tatsache gesehen werden, dass es sich bei Strom um ein homogenes Gut handelt, bei dem der Verbraucher keinerlei Präferenz für einen bestimmten Versorger hat. Eine Ausnahme bilden hier allerdings solche Lieferanten, die über entsprechende Herkunftsnachweise ihre Kunden mit Strom aus bestimmten Quellen versorgen, in der Regel sind dies sog. Grünstromanbieter. Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur mit konventionellen Zählern sind auch kaum Unterschiede in der Tarifstruktur umzusetzen. Eine flächendeckende Einführung intelligenter Zähler ermöglicht somit, dass neue, individuell auf einzelne Kundensegmente zugeschnittene Tarife entwickelt und angeboten werden können. Bei einer entsprechenden Einführung solcher Tarife kann eine deutliche Belebung des Wettbewerbs um Endkunden erwartet werden.

Weitergehende Wahlmöglichkeiten der Kunden aus einer Vielfalt an flexiblen Tarifen ermöglichen, ein besseres Matching zwischen den Interessen der Lieferanten und der Kunden herzustellen. Daraus ergeben sich für den Lieferanten erweiterte Möglichkeiten der Neugewinnung und der Bindung von Kunden; unter Umständen wird es Lieferanten auch möglich sein, ihre Margen zu erhöhen. Gleichzeitig können Privatkunden durch Auswahl eines an ihr spezifisches Verbrauchsverhalten angepassten Tarifmodells eine Senkung ihrer Strombezugskosten erreichen.

Inwieweit mit den dargestellten Effekten ein volkswirtschaftlicher Nutzen einhergeht lässt sich im Rahmen dieses Gutachtens nicht feststellen.

6.3.7 Weitere Nutzeneffekte

In der bisherigen Analyse wurden die Nutzen von variablen Tarifen vorwiegend monetär und auf Basis von Kosten der Stromerzeugung betrachtet. Diese Perspektive umfasst damit nur das energiepolitische Ziel einer preisgünstigen Energieversorgung. Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sind weitere Zieldimensionen der Energiepolitik. Damit ist zu untersuchen, inwieweit variable Tarife Beiträge zu diesen Zielen liefern.

Das Ziel Versorgungssicherheit soll hier im Sinne der Zuverlässigkeit der Stromversorgung, also der Minimierung von Unterbrechungszeiten, verstanden werden.

In einem zunehmend durch regenerative Kraftwerke geprägten Kraftwerkspark stellen sich drei wesentliche neue Herausforderungen an einen zuverlässigen Systembetrieb. Erstens ist eine ausreichende Verfügbarkeit von Regelenergie zur Kompensation von Fehlprognosen der regenerativen Erzeugung und hoher Gradienten ihrer Erzeugung zunehmend wichtig. Zweitens erhält die Deckung der Systemspitzenlast eine besondere Bedeutung, da beim Rückgang installierter konventioneller Kraftwerksleistung auch regenerative Kraftwerke zuverlässig zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden müssen. Schließlich führt drittens der zunehmende Anteil regenerativer Erzeugung zu einer Veränderung der Lastflüsse und bei verzögertem Netzausbau zu temporären Netzengpässen. Dies führt mehr und mehr dazu, dass auch auf lokaler Ebene Erzeugung und Verbrauch aufeinander abgestimmt werden müssen.

Die über variable Tarife ausgelöste Lastverlagerung und Lastabsenkung kann einen Beitrag zur Bewältigung der drei genannten Herausforderungen und damit zur Versorgungszuverlässigkeit leisten. So kann über lastvariable Tarife (direkte Laststeuerung) Regelenergie bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 4.1.2). Weiterhin kann die Systemspitzenlast verringert werden und schließlich können variable Tarife lokale Verbrauchsanpassungen bzw. Lastgangmodifikationen auslösen, die zur Verringerung von Netzengpässen führen. Allerdings muss betont werden, dass diese Zusammenhänge erst zu einem fernerer Zeitpunkt (2020 – 2030) Bedeutung erlangen, wenn sich voraussichtlich die Anteile regenerativer und dezentraler Stromerzeugung deutlich erhöht haben.

Ein zweiter Nutzenaspekt könnte sich aus einem positiven Einfluss variabler Tarife auf die Schadstoff- und Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung beziehen. Dieser Zusammenhang besteht allerdings nur für die Energieeinspareffekte, die durch variable Tarife ausgelöst werden. Hier führt eine Verringerung der produzierten Strommenge unmittelbar zu einer entsprechenden Verringerung der Emissionen.

Eine Lastgangmodifikation führt dagegen nicht direkt zu einer Reduzierung von Emissionen. Vielmehr führt ein veränderter Lastgang zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz und zu Emissionen, die von den jeweils zum Einsatz kommenden Kraftwerkstechnologien abhängen. So kann eine Verringerung von Spitzenlasten zu einer Verringerung des Einsatzes gasbetriebener Spitzenlastkraftwerke führen. Wird der Strom stattdessen durch kohlegefeuerte Mittellast- oder Grundlastkraftwerke produziert, führt dies zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen. Umgekehrt kann die Verringerung der Abregelung von Windkraftanlagen zu lastschwachen Zeiten durch Verlagerung des Verbrauchs in diese Zeiten zu einer Emissionsreduzierung führen. Somit kann der Einfluss des Einsatzes variabler Tarife auf die Emissionen der Stromerzeugung nicht eindeutig festgestellt werden.

6.3.8 Fazit

Ein Vergleich der Nutzeneffekte, die aus den unterschiedlichen Tarifvariationen entstehen, macht unmittelbar deutlich, dass die größten Effekte durch die Einführung dynamischer Tarife zu erreichen sind. Diese liegen mit ca. 8 EUR je Haushalt und Jahr in einer ähnlichen Größenordnung wie die Effekte durch Visualisierungsmaßnahmen.

Der durch zeitvariable Tarife zu erwartende Nutzen beträgt etwas mehr als die Hälfte und liegt bei knapp unter 5 EUR (vergleiche Abbildung 43). Die quantifizierbaren Effekte einer direkten Laststeuerung sind je Haushalt minimal.

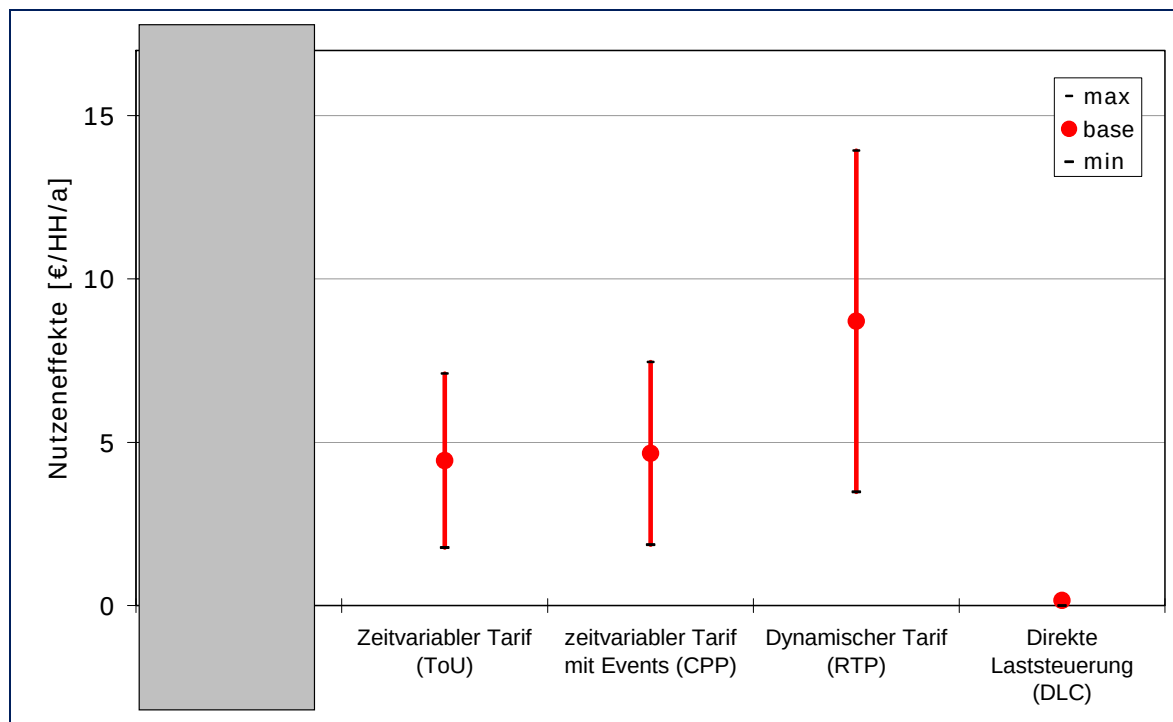


Abbildung 43: Bandbreiten erwarteter Nutzeneffekte durch Visualisierung, variabler Tarife und Laststeuerung

Bei allen betrachteten Tarifoptionen und auch bei der Visualisierung sind die Bandbreiten der erwarteten Effekte aufgrund der erheblichen Unsicherheiten der Datenlage sehr groß. Da sich die Bandbreiten in den meisten Fällen überlappen, ist eine zweifelsfreie Identifikation des Tarifs mit den höchsten Nutzeneffekten nicht möglich.

Wie aus Abbildung 44 unmittelbar hervorgeht, entfällt der überwiegende Anteil der Nutzeneffekte auf den Beitrag der Lastverlagerung. Insbesondere der hohe Effekt der dynamischen Tarife ist auf die im Modell zugrunde gelegte hohe ausgenutzte Preisdifferenz zurückzuführen. Ob eine solche Differenz in Zukunft für variable Tarife nutzbar gemacht werden kann, lässt sich heute nicht zweifelsfrei beantworten.

Grundsätzlich sind mehrere der in Abbildung 44 gezeigten Effekte gemeinsam nutzbar. Bei der Ausgestaltung flexibler Tarife ist davon auszugehen, dass dem Kunden in nahezu allen Fällen neben der Tarifstruktur eine Visualisierung des Energieverbrauchs zur Verfügung stehen wird – damit können die Einspareffekte der Visualisierung zusätzlich zu den Lastverlagerungseffekten eines variablen Tarifes genutzt werden, der gesamte Nutzen lässt sich somit deutlich vergrößern. Konzeptionell ist es darüber hinaus vorstellbar, dass die direkte Steuerung von Kühlgeräten auch noch zusätzlich zu einem variablen Tarif implementiert wird.

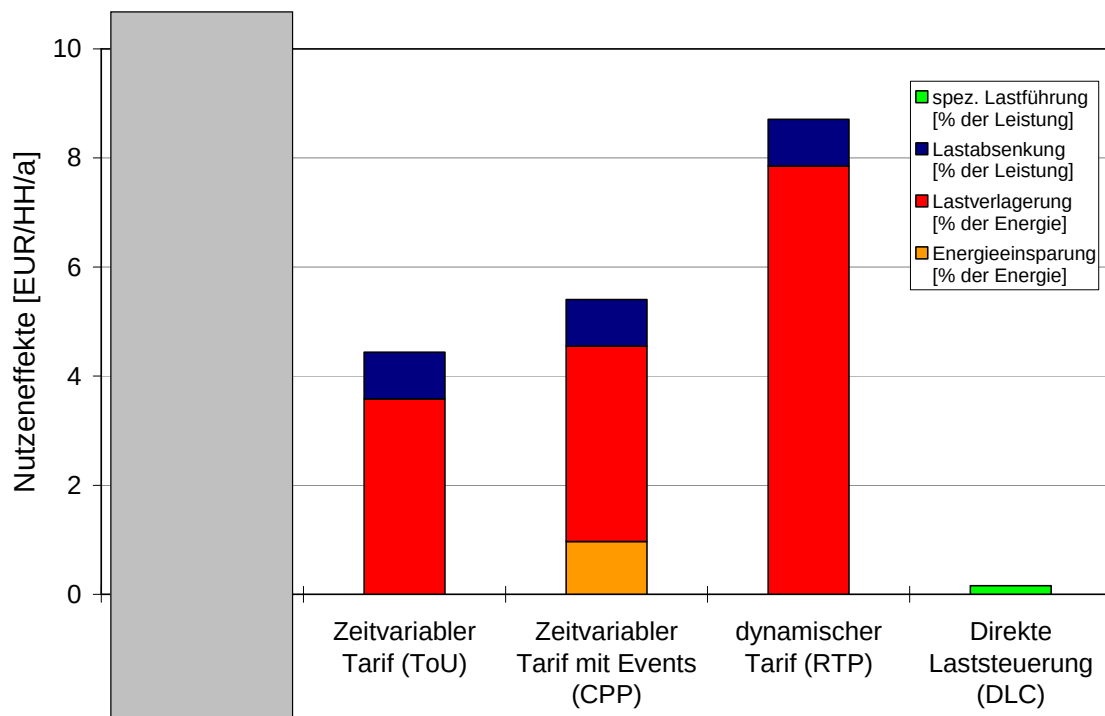


Abbildung 44: Mittlere, erwartete volkswirtschaftliche Nutzeneffekte von variablen Tarifen

Die hier dargestellten Effekte stellen den aggregierten Nutzen für Haushalte aus der Perspektive des gesamten Systems dar. Für den einzelnen Haushalt ergibt sich möglicherweise ein hiervon erheblich abweichendes Bild, welches von der Verteilung der Nutzeneffekte zwischen den Akteuren entlang der Wertschöpfungskette abhängt. Bei einer vollständigen Weitergabe der Einspareffekte durch Verbrauchsreduktion könnte die Stromrechnung eines einzelnen Haushaltes um mehr als 30 €/Jahr reduziert werden. Dies stellt aber sicherlich eine extreme Verteilung der Nutzeneffekte dar, die in dieser Form nicht eintreten wird: Die Effekte werden vielmehr entlang der gesamten Wertschöpfungskette verteilt entstehen; die Verteilung hängt dabei von den rechtlichen Rahmenbedingungen ab.

Diese Betrachtung bezieht sich zunächst nur auf Haushaltskunden. Aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive sind jedoch auch die Nutzeneffekte sämtlicher Kunden relevant, die derzeit nicht mit RLM-Zählern ausgestattet sind. Nach BNetzA (2008) betrug in 2007 die Abnahmemenge sämtlicher SLP-Kunden 178 TWh, nach BMWi (2008) der Stromverbrauch der Haushaltskunden in 2007 140 TWh.

Somit verbleibt ein Verbrauch von 37 TWh für Gewerbekunden, der potentiell von der Forcierung variabler Tarife profitieren kann. Wird vereinfachend angenommen, dass im Gewerbebereich im Mittel die gleichen Nutzeffekte erzielt werden können, und wird ein volkswirtschaftlicher Nutzeneffekt von 5 €/Haushaltskunde mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh angenommen, so ergibt sich ein gesamtwirtschaftliches Nutzenpotenzial von rund 250 Mio. € pro Jahr.

Wie erläutert wurde, können die diesem Nutzen gegenüber stehenden Kosten im Rahmen dieses Gutachtens nicht beziffert werden. Die Kosten des notwendigen Rollout der Zählerinfrastruktur werden im parallelen Zähler-Gutachten betrachtet.

7 Übertragung auf die Sparte Gas

In diesem Kapitel wird untersucht, inwieweit Ergebnisse der Untersuchungen in den vorherigen Kapiteln auf den Gasbereich übertragen werden können.

Tabelle 45 zeigt systematisch die für die Analyse relevanten Unterschiede zwischen dem Strom- und dem Gasbereich.

Tabelle 45: Relevante Unterschiede zwischen Strom und Gas

Kriterium	Strom	Gas
Speicherbarkeit	Schwierig, teuer	Gasnetz wirkt als täglicher Puffer (interne Speicherung), zahlreiche saisonale Speicher existieren
Bepreisung	Stündliche, z.T. viertelstündliche Preise	An den Gasmärkten werden mindestens Tagesprodukte gehandelt
Bilanzierung	Viertelstündliche Bilanzierung	Tägliche Bilanzierung (nach BK7-08-002)
Anreize durch Konzessionsabgabe	Anreiz durch spezielle Höchstgrenze bei Schwachlasttarifen	Keine Anreize
Lastverlagerungsmöglichkeiten	Möglich bei Geräten mit Speicherwirkung und durch Nutzungsänderung	Kochgas: gering, einige Stunden ohne zusätzliche thermische Speicher bei Heizungsanwendungen

Zunächst ist Gas, im Gegensatz zu Strom, durchaus speicherbar. Bereits das Gasnetz bildet einen Puffer, da durch Variation des Gasdrucks eine Speicherwirkung erzielt werden kann. Da der Gaseinsatz sehr temperaturabhängig ist, existieren für den saisonalen Ausgleich zahlreiche Kavernenspeicher, die auch für die tägliche Regulierung genutzt werden können.

Im Gegensatz zum Strommarkt, wo in Deutschland an der Strombörse EEX stündliche Preise existieren, wird Gas zu Tagespreisen gehandelt. Damit entfallen auch mögliche Anreize zur tageszeitlichen Marktbeteiligung von Endabnehmern. Auch die Bilanzierung von Gas-SLP-Kunden erfolgt nicht stündlich, sondern gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur BK7-08-002 täglich. Aufgrund dieser Tagesbilanzierung von Gas existieren für Gaslieferanten derzeit keine Anreize zur Profiloptimierung innerhalb eines Tages.

Folglich existierten für den Gasbereich keine dem HT/NT-Tarif entsprechenden Schwachlasttarife Gas. Eine Regelung von Schwachlasttarifen in der Konzessionsabgabenverordnung, wie sie im Strombereich existiert, findet sich im Gasbereich nicht.

Die Gasabnahme wird nur bei Kochgaskunden direkt durch den Verbraucher gesteuert, sonst erfolgt eine automatisierte Entnahme (Heizungen). In Mietwohnungen sind Verbraucher nur „indirekte“ Gaskunden über den Vermieter. Damit entfallen Anreize zur individualisierten Preisgestaltung.

Im Gasbereich gibt es kaum „versteckten Verbrauch“. Anreize zur Energieeinsparung sind nur über verbrauchsvariable Tarife mit additiven, höheren Preisstufen darstellbar.

Ökonomische Anreize zur Einführung variabler Tarife bestünden theoretisch nur für die Bereitstellung von Regelenergie zum täglichen Ausgleich durch Lastmanagement. Praktisch wird Lastmanagement im Gasbereich durch die Umstellungsmöglichkeit auf Ölfeuerung erreicht. Dies ist bei den Lieferanten jedoch zunehmend unbeliebt, da es die Absatzmengen auf dem Gasmarkt reduziert.

8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Variable Tarife haben eine Vielzahl von Merkmalen mit verschiedenen Ausprägungen und können verschiedenen Zielsetzungen dienen. In diesem Gutachten steht der mögliche Beitrag variabler Tarife zu den Zielen Lastgangmodifikation durch Lastverschiebung und zur Energieeinsparung im Vordergrund.

Für eine Einschätzung der Größenordnung der zu erwartenden Effekte ist zunächst das verfügbare Lastverlagerungspotenzial zu betrachten, was in der Größenordnung von 10 bis 20% des deutschen Haushaltsstromverbrauchs liegt.

Inwieweit dieses Potenzial ausgenutzt wird und Verbraucher tatsächlich Lastverlagerungen und Energieeinsparungen erzielen, hängt von der Akzeptanz der Tarifprodukte durch die Verbraucher und ihrer tatsächlichen Änderung des Verbrauchsverhaltens ab. Deutsche Studien zur Akzeptanz variabler Tarife für den Haushaltsbereich zeigen, dass Tarifstrukturen einfach sein und Kostenvorteile für den Endverbraucher bieten müssen, um Akzeptanz zu erreichen. Komplexe, dynamische Tarifstrukturen stoßen auf wenig Akzeptanz.

Für Deutschland liegen keine veröffentlichten Ergebnisse von Feldversuchen vor, die Rückschlüsse auf die zu erwartende tatsächliche Lastverlagerung sowie Energieeinsparung als Reaktion auf variable Tarife zulassen. Daher werden die Ergebnisse internationaler Feldversuche zur Abschätzung der Effekte verwendet. Unter der Annahme einer Verbrauchsreaktion gemäß dieser Feldversuche, zeigen Simulationsrechnungen, dass jährliche Einsparpotenziale von Haushalten in einer Größenordnung von etwa 12 bis 50 €/a liegen können, bezogen auf einen Durchschnittsverbrauch von 3.160 kWh/a. Bei einer Extrapolation dieser Werte auf Gewerbekunden ergeben sich aufgrund des höheren Verbrauchs deutlich höhere Einsparungen (135 bis 588 €/a Netto bei einem Jahresverbrauch von 30.000 kWh/a).

Diese kundenseitigen Einsparpotenziale sind jedoch unter folgenden Einschränkungen zu betrachten:

- Da in internationalen Feldversuchen andere Geräteausstattungen und deutlich höhere Jahresstromverbräuche zugrunde liegen, sind eher die Untergrenzen der Bandbreiten realistisch.
- Die diskutierte Verbrauchsreaktion setzt Tarifstrukturen mit Preisspreizungen von etwa 1:1,5 – 1:2 und für Eventtage mit dem Faktor 1:4 voraus. Da für Haushaltskunden in Deutschland derzeit nur 30 bis 40% der Preisbestandteile des Endkundenpreises überhaupt variabel sind, müssten die Lieferanten die Variabilität ihrer Einkaufspreise überzeichnen, d.h. zeitweise „zu viel“ und „zu wenig“ berechnen, um eine entsprechende Verbrauchsreaktion auszulösen. Alternativ müssten sie systemische Kosteneffekte mit in die Preiskalkulation einbeziehen können, wie z.B. den Netzschutz.

Wird eine gesamtwirtschaftliche Sichtweise angenommen, in der Verteilungseffekte nicht berücksichtigt werden, so ergeben sich weitere Einschränkungen der möglichen Einsparpotenziale.

- volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen variabler Tarife liegen vor allem im Bereich der Reduzierung von Strombezugskosten auf dem Großhandelsmarkt. Hierbei wird vorausgesetzt, dass eine Reduzierung von Strombezugskosten Betriebskostensparnisse und langfristig auch Investitionskostensparnisse nach sich zieht. Sie bewegen sich in der Größenordnung von 4 – 8 € pro Haushalt und Jahr. Einsparungen von Stromsteuern oder Konzessionsabgabe führen zu reinen Verteilungseffekten ohne gesamtwirtschaftliche Auswirkung.
- Kosteneinsparungen im Netzbereich als Reaktion auf die Einführung variabler Tarife können zwar in Einzelfällen auftreten, die Einsparungen sind im Mittel allerdings als gering einzuschätzen.
- Den Nutzen müssen die Kosten für die Umstellung und laufende Abwicklung der Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse und Beschaffungsprozesse gegenüber gestellt werden. Ein Systemwechsel weg vom SLP-Verfahren ist erforderlich, um die Beschaffungsvorteile auf dem Strom-Großhandelsmarkt wahrzunehmen.
- Eine Erhöhung der Preiselastizität der Stromnachfrage, wie sie durch variable Tarife ermöglicht wird, führt zu einer Verringerung der Möglichkeit von Erzeugungsunternehmen, Marktmacht auszunutzen.
- Langfristig wirksame Nutzeneffekte variabler Tarife sind im Zusammenhang mit der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung zu sehen. Lastgangmodifikationen durch variable Tarife tragen zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bei.

Angesichts dieser Überlegungen muss eine Forcierungsstrategie von variablen Tarifen in einem wettbewerblichen Umfeld darauf abzielen, es zu ermöglichen, dass Lieferanten, Netzbetreiber und Kunden die wirtschaftlich nutzbaren Lastverlagerungspotenziale auszunutzen können. Die Anpassung der Rahmenbedingungen muss dabei zugleich zukünftige Entwicklungen, insbesondere in der Informationstechnik und im Bereich Home-Automation berücksichtigen. Eine Vorschrift wie der gegenwärtige § 40 Abs. 3 EnWG führt zu keiner Forcierung der Nutzung variabler Tarife, da seine Anforderungen leicht erfüllbar sind und das bloße Angebot von Tarifen nicht ausreichend ist, um volkswirtschaftliche Nutzeneffekte zu erzielen.

Eine wirksame Forcierungsstrategie für variable Tarife und eine Förderung des Wettbewerbs um kundenfreundliche variable Tarife sollte sich daher folgende Punkte umfassen:

- Einführung eines neuen, auf Wunsch der Lieferanten anwendbaren Bilanzierungsverfahrens, was eine kostengünstige, monatliche, viertelstundenscharfe Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen aus SMET erlaubt,
- Schaffung der Möglichkeit der Netzbetreiber, zeitvariable Netznutzungsentgelte zu erheben,

- Schaffung eines Anreizes für Netzbetreiber, Netznutzungsentgelte für die vorgelagerte Netzebene zu reduzieren.

Werden diese Voraussetzungen geschaffen, ist zu erwarten, dass Lieferanten in Marktsegmenten mit hohen, und leicht erschließbaren Lastverlagerungspotenzialen bei SLP-Kunden variable Tarife anbieten und diese zu einer Modifikation des Kundenlastganges führen.

Die aus der Einführung von variablen Tarifen resultierenden Nutzeneffekte allein rechtfertigen derzeit keine flächendeckende Einführung von Smart-Metering-Systemen. Mit der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung werden diese Nutzeffekte, die bislang noch schwierig zu quantifizieren sind, an Bedeutung gewinnen. Die Einführung von Smart-Metering-Systemen mit bidirektionaler Kommunikation zur Nutzung des gesamten Spektrums variabler Tarife ist daher weniger von den heute erzielbaren und quantifizierbaren Nutzen dieser Tarife zu rechtfertigen, sondern aufgrund von langfristigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem.

9 Glossar

Abrechnungsdaten	Daten dienen ausschließlich Abrechnung – Erfassung und Übertragung unterliegen dem Eichrecht
AES	Advanced Encryption Standard; ein symmetrisches Verschlüsselungssystem, das im Oktober 2000 vom National Institute of Standards and Technology (NIST) als Standard bekannt gegeben wurde
AMM-HIP	Integrierter AMM-Zähler mit KS2 und Übertragung über Haus-IP-Anschluss
AMM-KIP	Integrierter AMM-Zähler mit KS2 und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss
AMM-PLC	integrierter AMM-Zähler mit Lastmanagement, KS2 und PLC-Gateway
DLMS	Abkürzung für "Device Language Message Specification"; Sie beschreibt einen von Kommunikationsschichten unabhängigen Applikations-Layer für die Definition und den Transport von Nachrichten aus Energieanlagen sowie Messtechnik in einem automatisierten Umfeld
EBZ-MMUC-HIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Hausgateway (MMUC) für alle Wohnungen und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-HIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway (MUC) und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-KIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway (MUC) und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-PLC	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway und Übertragung über PLC, optional mit separater Fernschaltung
EDIFACT	Abkürzung für United Nations Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport; EDIFACT ist ein branchenübergreifender internationaler Standard für das Format elektronischer Daten im Geschäftsverkehr, welcher auch in der Energiewirtschaft genutzt wird
EDL21	Elektronischer Zähler mit rückseitiger KS1-Schnittstelle, informativem Zählerdisplay, ohne Fernauslesung und Lastmanagement; soll Mindestanforderungen des EnWG 2008 erfüllen

Elektronischer Basiszähler (EBZ)	Elektronischer Zähler mit den Funktionen Messen und Datenspeicherung sowie lokaler Anzeige des Zählerstandes und Nahverkehrsschnittstelle (KS1)
Gateway	Integrierte Baugruppe oder separates Gerät mit den möglichen Funktionen Verarbeitung, Speicherung und Kommunikation von Daten sowie den Schnittstellen zur Nahverkehrs- (KS1), Kunden- (KS2) und Weitverkehrskommunikation (KS3)
Geli Gas	Von der Bundesnetzagentur festgelegte Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GPKE	Von der Bundesnetzagentur festgelegte Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
Informatorische Daten	Daten dienen ausschließlich Kundeninformation – keine eichrechtlichen Anforderungen
Intelligentes Messsystem (IMES)	Intelligentes Messsystem gemäß den Mindestanforderungen aus den „Interpretative Notes“ der EU-Kommission zum 3. EU-Energiebinnenmarktpaket
IP-Anschluss - Haus-IP-Anschluss (HIP) - Kunden-IP-Anschluss (KIP)	hier: Anschluss zur Datenfernübertragung (Breitband, GPRS) - zentral im Haus (z.B. Zählerkasten) - in Kundenwohnung (Verwendung des Kundenanschlusses)
KON-MMUC-HIP	Ferraris-Zähler mit optischer Auslesung und Hausgateway für alle Wohnungen und Übertragung über Hausanschluss-IP-Anschluss (DSL, LWL, alternativ GPRS), ohne Fernschaltung
KS1 (Kommunikationsschnittstelle 1)	Schnittstelle zur Anbindung von Zählern
KS2 (Kommunikationsschnittstelle 2)	Schnittstelle zu Kundenkommunikationssystem oder Kundengeräten
KS3 (Kommunikationsschnittstelle 3)	Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation
KS4 (Kommunikationsschnittstelle 4)	Schnittstelle MDM-System zu Backendsystem
KSO (Kommunikationsschnittstelle) 0	Schnittstelle zur lokalen Parametrierung und Datenauslesung
LAN	Lokales Netzwerk für Datenübertragung
Lastgang	Eine Reihe fortlaufender Messwerte (Energienmenge, Zählerstand oder mittlere Leistung je Registrierperiode) in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Messwerte am Ende jeder Registrierperiode
Lokale Tarifierung	Aufsummierung der Arbeit während der Gültigkeit

	der entsprechenden Preisstufe in einem Tarifregister
MDM-System (Zentrale)	Das in der Verantwortung des MSB befindliche Meter-Data-Managementsystem kann je nach Konzept unterschiedliche Funktionen haben. U.a. sind dies Steuerung des intelligenten Messsystems, Datenmanagement und -verwaltung, Zeitreihenmanagement, Berechnung / Tarifierung, Aufbereitung zur Abrechnung und Visualisierung.
Messdienstleister (MDL)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers oder Messstellenbetreibers verantwortliche Marktrolle ausschließlich für Messung; nur möglich, sofern Messeinrichtung nicht elektronisch ausgelesen wird
Messstellenbetreiber (MSB)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers verantwortliche Marktrolle für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen und – sofern nicht bei nicht elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen ein anderer Messdienstleister beauftragt ist – auch Messung
MMUC	Hausgateway (Multi-MUC)
MUC	Kundengateway (Multi-Utility-Communication)
Point-to-Multipoint-Konzept (P2MP)	Verbindung Zähler / Gateway über Datenkonzentrator zu MDM-System
Point-to-Point-Konzept (P2P)	Direkte Verbindung von Zähler / Gateway zu MDM-System
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
Registrierperiode	Zeitraum zur Ermittlung eines Leistungs- oder Energiemesswertes für einen Lastgang oder Zählerstandsgang; diese beträgt in Deutschland in der Regel 15 Minuten oder eine Stunde
RLM	Registrierende Lastgangmessung
SLP	Standard-Lastprofil
SMET	Allgemein für Smart-Metering-System welches mindestens über eine elektronische Fernauslesung verfügt
WAN	Weitverkehrsnetzwerk für Datenübertragung
Zählerstandsgang	Eine Reihe fortlaufender Zählerstände in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Zählerstände am Ende jeder Registrierperiode
Zentrale Tarifierung	Erfassung des Zählerstands in parametrierbaren Intervallen und Aggregation der Daten zu einer Zeitreihe. Die tarifliche Bewertung der Daten erfolgt im zentralen Abrechnungssystem

10 Literaturverzeichnis

- Alcott (2009): Hunt Alcott, Rethinking Real Time Electricity Pricing, MIT working paper, September 23, 2009.
- Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (ATS) (1992): Modellvorhaben "Zeitvariabler linearer Stromtarif".
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009a): General Part, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec-Vol1_General_v120.pdf
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009b): Primary Communication, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec_Vol2_Primary_v200.pdf
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009c): Tertiary Communication and MUC, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec_Vol3_Tertiary_v100.pdf
- Benz (2008): Benz, Marc: *Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler*, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Baden-Baden.
- Berglund, Jan (2007): Veranstaltung METERING Europe.
- BET (2009): Büro für Energiewirtschaft und Technologie: Potenzialstudie Smart Metering. „Intelligente“ Zähler – zeitvariable Tarife. Bearbeitung: Christoph Aretz, Christian Markgraf, Marcus Opatrzil, Ulrich Rosen, Michael Timm. Aachen.
- Birzle-Harder, Barbara; Deffner, Jutta; Götz, Konrad (2008): Lust am Sparen oder totale Kontrolle? Akzeptanz von Stromverbrauchs-Feedback.
- BMWi (2009): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten – nationale und internationale Entwicklung. Abrufbar: http://www.dfg.de/forschungsfoerderung/einzelfoerderung/kompaktdarstellung_sachbeihilfe.html, besucht am 12.7.2009.
- BNetzA (2008): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008.
- Brand, Michael; Häberlein, Lisa; Volkmar, Harro (1990): Freiburger Modellversuche zu neuen Stromtarifen.
- Capgemini Consulting (2008): Demand Response: a decisive breakthrough for Europe. How Europe could save Gigawatts, Billions of Euros and Millions of tons of CO₂.
- Crossley, David (2008): Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report No 1 Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme.

- de Wyl/Essig (2008): de Wyl, Christian/Essig, Joachim, in: Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.): *Recht der Energiewirtschaft - Praxishandbuch*, 2. Aufl., München.
- de Wyl/Müller-Kirchenbauer/Thole (2008): de Wyl, Christian/ Müller-Kirchenbauer, Joachim/Thole, Christian in: Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.): *Recht der Energiewirtschaft - Praxishandbuch*, 2. Aufl., München.
- Dena et al. (2005): dena, DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkseentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung*. Berlin.
- DLMS/COSEM brings interoperability to meter data exchange. DLMS User Association; <http://www.dlms.com/news/043dlmscosembringsinteroperability.html>
- Dünnhoff, Elke; Duscha, Markus (2007): *Innovative Stromrechnungen als Beitrag zur nachhaltigen Transformation des Elektrizitätssystems*.
- Echelon (2009): IEC Single Phase Meter. A new standard for smart energy meters.
- Eder/vom Wege (2008): Eder, Jost/vom Wege, Jan-Hendrik: *Liberalisierung und Klimaschutz im Zielkonflikt: Die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen im Mess- und Zählerwesen Strom und Gas*, InfrastrukturRecht (IR), München.
- EIA (2008): U.S. Energy Information Administration – Office of coal, Nuclear, Electric, and Alternative fuels. U.S. Average Monthly Bill by Sector, Census, 2007, <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/esr/table5.xls>, abgerufen am 13.09.2009.
- Europäische Kommission (2007): Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss der Regionen. Ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie (Setplan) „Der Weg zu einer kohlenstoffemissionsarmen Zukunft“.
- Europäische Kommission (2008): Europäische Kommission: Grünbuch „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz“. [KOM(2008) 782 endgültig – Nicht im Amtsblatt veröffentlicht].
- Faruqui, Ahmad; Sergici, Sanem (2008): *The Power of Experimentation. New evidence on residential demand response*.
- Feuerborn/Riechmann (1994): Feuerborn, Alfred/Riechmann, Volkhard: *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas*, Bielefeld.
- Fiedeldey (2005): Fiedeldey, M: „Anforderungen und Einsatz von kurzfristiger lastprognose im deutschen liberalisierten Energiemarkt“, in: ew Jg. 104, Heft 11, S. 20.
- Franz, Oliver; Cremer, Clemens; Schäffler, Harald (31.01.2007): *Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)*.
- Hempel/Franke (2008): Hempel, Dietmar/Franke, Peter: *Recht der Energie- und Wasserversorgung – Kommentar*, Berlin.

- IBM Global Business Services; Zentrum für Evaluation und Methoden der Universität Bonn (14.08.2007): Preis, Verbrauch und Umwelt versus Komfort – der mündige Energieverbraucher. Verbrauchsverhalten und neue Möglichkeiten zur Kundenbindung und Kundengewinnung für Energieversorger.
- Karg, Moritz (2009): Datenschutzrechtliche Bewertung des Einsatzes von „intelligenten“ Messeinrichtungen (Smart Meter) für die Messung von gelieferter Energie, Unabhängiges Landeszentrum für Datenschutz Schleswig-Holstein; <http://www.datenschutzzentrum.de/smartmeter>
- Klobasa, Marian (2006): Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven).
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.
- Klobasa, Marian; Erge, Thomas; Bukvic-Schäfer, Aleksandra Sasa; Hollmann, Maik (2006): Demand side management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven).
- Larenz (1991): Larenz, Karl: *Methodenlehre der Rechtswissenschaft*, Berlin.
- Lüers, Thomas (2008): Smart Metering aus Kundensicht.
- Meyer-Hetling (2009): Meyer-Hetling, Astrid: *Anmerkung zu BKartA, B. v. 03.06.2009 - B10-71-08 - (Ansatz der Sonderkundenkonzessionsabgabe bei Gasdrittbelleverern)*, InfrastrukturRecht (IR), München.
- Neenan (2008): B. Neenan: Characterizing and Quantifying the Societal Benefits Attributable to Smart Metering Investments. EPRI, Palo Alto.
- Pier Demand Response Research Center (DRRC) (2005): Establish the Value of Demand Response Develop an Integrated Efficiency / Demand Response Framework. Pier Demand Response Research Center (DRRC).
- Pilhar, Rita; Möhring-Hüser, Werner; Morovic, Tihomir (1997): Kostenorientierte Strompreisbildung. Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde.
- PTB (1989): Anforderungen an Schnittstellen an Meßgeräten und Zusatzeinrichtungen.
- PTB (2002): PTB Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme.
- PTB (2009): VIA-Konverter, CONFER & CONFER-Tarifierung, CONFER+ +; <http://www.ptb.de/de/org/2/23/234/confer1.htm>
- Salje (2006): Peter Salje: *Energiewirtschaftsgesetz – Kommentar*, Köln.
- Selma (2008): Selma Sicherer Elektronischer Messdatenaustausch
- Stadler (2005): Michael Stadler. *The relevance of demand-side-measures and elastic demand curves to increase market performance in liberalized electricity markets: The case of Austria*. Dissertation, Technische Universität Wien.

- Stadler et al. (2009): Michael Stadler, Wolfram Krause, Michael Sonnenschein und Ute Vogel. Modelling and evaluation of control schemes for enhancing load shift of electricity demand for cooling devices. *Environmental Modelling & Software* (24:285—295).
- Stoft (2002): Steven Stoft. Power System Economics – Designing Markets for Electricity. IEEE Press, Wiley-Interscience. 2000.
- Summit Blue Consulting (2004): Evaluation of the Energy-Smart Pricing Plan.
- Thole (2008): Christian, in: Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.): *Recht der Energiewirtschaft - Praxishandbuch*, 2. Aufl., München.
- U.S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. U.S. Department of Energy.
- VDE - FNN Forum Netztechnik (11.05.2009): Lastenheft MUC - Multi Utility Communication, VDE.
- VDE (2008): Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen.
- VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf.
- vom Wege/Sösemann (2009): vom Wege, Jan-Hendrik/Sösemann, Fabian: *Smart Metering in Deutschland – Schein oder Sein? 21b IIIa und IIIb EnWG*, InfrastrukturRecht (IR), München.
- Voß, Jürgen; Ortjohann, Egon; Becker, Christian; Möhring-Hüser, Werner; Siebers, Meinolf (1991): Lastoptimierung in elektrischen Netzen mit dynamischen Tarifen.
- Wisy, Martin (2008): SML, Smart Message Language.