

Flex-Tarif: Entgelte und Be- preisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Tarifliche Anreizwirkung

S. Moser

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1e/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

www.NachhaltigWirtschaften.at

Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz

Anreizwirkung und Effektivität von flexiblen
Strompreisen und Stromnetzentgelten

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Linz, September 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Der Klima- und Energiefonds unterstützt das bmvit bei dieser Strategieentwicklung. Dieses Projekt wurde mit Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Effektivität flexibler Tarife: Erläuterungen zur mikroökonomischen Analyse.....	5
1.1	Anmerkungen und Nichtziele.....	5
1.1.1	Begriffe KundInnen, KleinkundInnen, GroßkundInnen.....	5
1.1.2	Begriffe Lastverschiebung, Zielsetzungen und flexible Tarife	6
1.2	Methode der mikroökonomischen Effektivitätsanalyse	6
1.2.1	Schrittweise Realisierung des technisch-theoretischen Potenzials	7
1.2.2	Abwägung nichtmonetärer und monetärer Aufwände und Nutzen	8
1.2.3	Begriffe und Anmerkungen.....	9
2	Effektivität flexibler Tarife bei KleinkundInnen	11
2.1	Benchmark KleinkundInnen.....	11
2.2	Flexible Tarifkategorien	11
2.2.1	Reine Fixtarifizierung	11
2.2.2	Hochlast-Tarifierung	13
2.2.3	Rein verbrauchsbasierte Tarifierung.....	14
2.2.4	Energiespar-Tarif	15
2.2.5	Tag/Nacht-Tarif	19
2.2.6	Echter TOU	21
2.2.7	Day-ahead Real Time Pricing.....	23
2.2.8	Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLP).....	25
2.2.9	Real Time Pricing	26
2.2.10	Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP).....	28
2.2.11	Renewables Integration Pricing.....	30
2.2.12	Beschränkbare Last	32
2.2.13	Unterbrechbare Last.....	32
2.2.14	Remote Load Control (RLC).....	34
2.3	Zusammenfassung der Effektivität bzw. Anreizwirkung der KleinkundInnen-Tarife auf die Zielsetzungen.....	37
2.3.1	Intensität der Tarifwirkung	37
2.3.2	Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen	37
2.3.3	Ergebnisse zu den Effekten der Tarifen.....	37
2.3.4	Variationen für den Lieferanten	38
2.3.5	Variationen für den Netzbetreiber	39
3	Effektivität flexibler Tarife bei GroßkundInnen	41
3.1	Benchmark.....	41
3.2	Flexible Tarifkategorien	41

3.2.1	Reine Fixtarifierung	41
3.2.2	Hochlast-Tarifierung	42
3.2.3	Rein verbrauchsbasierte Tarifierung.....	42
3.2.4	Energiespar-Tarif	43
3.2.5	Tag/Nacht-Tarif (kWh).....	43
3.2.6	Tag/Nacht-Tarif (kW).....	44
3.2.7	Echter TOU (kWh).....	44
3.2.8	Echter TOU (kW).....	44
3.2.9	Day-ahead Real Time Pricing (kWh)	45
3.2.10	Day-ahead Real Time Pricing (kW)	46
3.2.11	Day-ahead Real Time Level Pricing	47
3.2.12	Real Time Pricing.....	47
3.2.13	Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP).....	48
3.2.14	Renewables Integration Pricing.....	48
3.2.15	Beschränkbare Last	48
3.2.16	Unterbrechbare Last.....	48
3.2.17	Remote Load Control (RLC).....	49
3.3	Zusammenfassung zu den flexiblen Tarifen für GroßkundInnen.....	50
3.3.1	Intensität der Tarifwirkung	50
3.3.2	Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen	50
3.3.3	Tarifmodelle für den Lieferanten.....	51
3.3.4	Tarifmodelle für den Netzbetreiber	51

1 Effektivität flexibler Tarife: Erläuterungen zur mikroökonomischen Analyse

Tarife üben je nach Gestaltung unterschiedliche Anreize auf KundInnen aus. Die durch diese Anreize initiierten Effekte werden im vorliegenden Kapitel in mikroökonomischen Analysen abgeleitet.

Ziel ist es, eine Bewertung zu erarbeiten, ob und wie sich bestimmte Arten von flexiblen netzseitigen oder lieferantenseitigen Tarifen für die Erreichung der Zielsetzungen eignen.

1.1 Anmerkungen und Nichtziele

Die Beschreibung der Tarifmodelle bezieht sich auf die Strompreiskomponenten Netz und Energie. Für die KundInnen ist die Summe beider Komponenten ausschlaggebend.

Wird der flexible Tarif in der vorliegenden Arbeit nur für eine Komponente des Gesamt-Strompreises analysiert, z.B. weil der Tarif auf die Komponente Energie oder Netz praktisch nicht anwendbar ist, so wird dies deutlich im jeweiligen Unterkapitel angeführt und begründet. Wieder ist zu beachten, dass dem dargestellten Tarif nicht die alleinige Wirkung auf den Konsum zuzuschreiben ist, da weiterhin die andere Strompreiskomponente (Netz oder Energie) die Effektivität mitbestimmt.

Aufgrund der qualitativen Herangehensweise ist es nicht möglich, Ergebnisse zu quantifizieren. Es kann und soll daher nicht abgeleitet werden, welchen quantitativen Einspar- oder Lastverlagerungseffekt ein Tarif hat, wie viele KundInnen die Zielgruppe umfasst, etc.

1.1.1 Begriffe KundInnen, KleinkundInnen, GroßkundInnen

Der Begriff KundInnen dient als Überbegriff für GroßkundInnen und KleinkundInnen, wobei damit in den einzelnen Kapiteln nur auf die jeweils analysierte KundInnenkategorie Bezug genommen wird. Der Begriff KleinkundInnen wird für aktuell gemäß §17 EIWOG 2010 nicht lastgemessene KundInnen mit weniger als 100.000 kWh Verbrauch und 50 kW Anschlussleistung, die über ein standardisiertes Lastprofil abgerechnet werden, angewandt. Der Begriff GroßkundInnen bezieht sich auf KundInnen mit Lasten und Verbräuchen über diesen Schwellenwerten.

Für alle KundInnen gilt, dass sich die Effekte auf jene beziehen, denen eine Lastverschiebung möglich ist. Klein- und GroßkundInnen ohne Reaktionsmöglichkeit sind ebenfalls gegeben und sind bei der Tarifgestaltung mitzudenken.

1.1.2 Interessen

Lieferanten sichern sich Stromlieferungen bereits (lange) im Voraus und entsprechend sind die Kosten pro kWh anzusetzen. Jedoch werden Lieferanten in dieser Analyse als Akteure dargestellt bzw. angenommen, für die sich der Preis einer kWh aus dem aktuellen Börsenpreis berechnet. Das heißt, dass hier ein Wertansatz (anstatt des Kostenansatzes) unterstellt wird. Basis dafür bildet die Überlegung, dass in einem Energieversorgungsunternehmen die Bereiche „Einkauf“ und „Lieferung/Vertrieb“ eigenständig bilanziert werden, um den betriebswirtschaftlichen Erfolg darzustellen. Es gilt

einleitend zu auch erwähnen, dass „größere GroßkundInnen“ teilweise selbst den Stromeinkauf durchführen.

Netzbetreiber sind als relativ passive Akteure angenommen, deren Interessen den gesetzlichen Vorgaben und Zielsetzungen der Regulierung folgen (Versorgungssicherheit, Vermeidung/Verzögerung von Netzausbau).

1.1.3 Begriffe Lastverschiebung, Zielsetzungen und flexible Tarife

Siehe hierzu die Arbeitsdefinitionen und Erläuterungen im Projektbericht 3/9.

1.2 Methode der mikroökonomischen Effektivitätsanalyse

Preise (im allgemeinen ökonomisch-theoretischen, also nicht unbedingt im spezifisch auf Strom bezogenen Sinn) üben auf KundInnen Anreize aus. Studien zu den Anreizen aus flexiblen Tarifen (siehe eine Meta-Auswertung von Feldtests mit flexiblen Tarifen in Kollmann et al., 2013¹) beschränken sich häufig rein auf die monetären Anreize, die direkt von den flexiblen Tarifen ausgehen. ExpertInneninterviews sowohl im Rahmen des Projekts LoadShift² als auch im Rahmen des vorliegenden Projekts Flex-Tarif zeigen klar, dass KundInnen auch anderen, teils nichtmonetären Anreizen sowie Kosten unterliegen, wenn sie flexible Tarife akzeptieren bzw. eine Lastverschiebung durchführen. Nabe et al. (2009)³ listen unterschiedliche nichtmonetäre Einflüsse auf, wie z.B. Ankündigungsart und -frist, Anreize zur Wahl eines flexiblen Tarifs, Automatisierung, Verbindlichkeit, Kommunikation zu den KundInnen.

Die ökonomische Literatur subsummiert monetäre und nichtmonetäre Kosten, die mit einer Konsumententscheidung einhergehen, als Opportunitätskosten⁴ oder manchmal auch als versteckte Kosten⁵ (z.B. Zeitaufwand bei KundInnen).

Für die Beschreibung der Tarife im vorliegenden Kapitel werden daher folgende zwei qualitative Herangehensweisen als gegeben unterstellt. Weitere Quellen von Annahmen und Auswertungen sind die im Rahmen des Projekts durchgeführten ExpertInneninterviews (vgl. Projektbericht 3/9).

¹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Energieinstitut an der JKU Linz, Endbericht.

² Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

³ Nabe C., Beyer C., Brodersen N., Schäffler H., Adam D., Heinemann C., Tusch T., Eder J., de Wyl C., vom Wege J., Mühe S. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys, EnCT, BBH im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

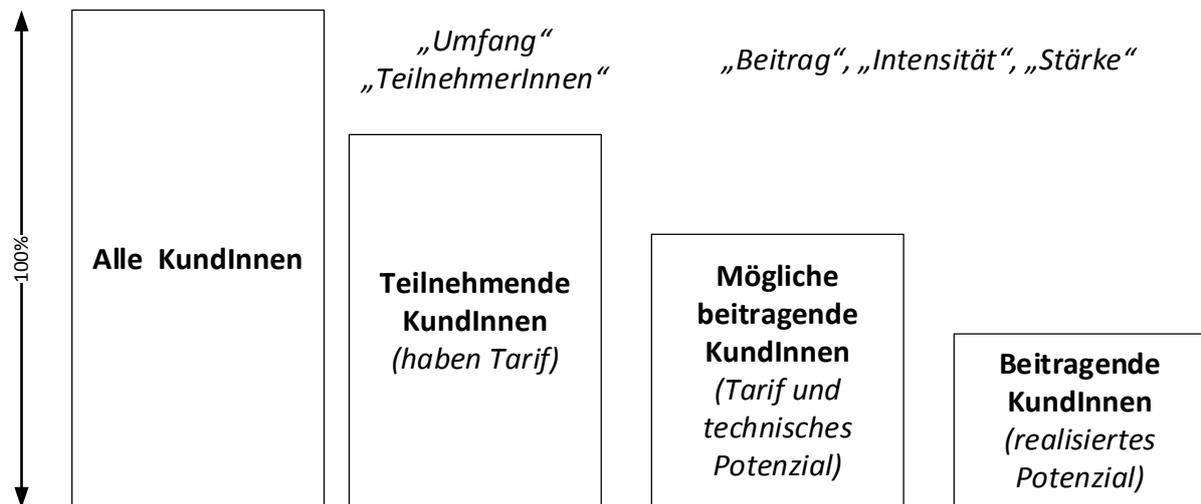
⁴ Pindyck R., Rubinfeld D. (2009): Mikroökonomie. 7. Auflage. 2009 Pearson Studium. ISBN 9783827372826.

⁵ Sorrell S., Schleich J., Scott S., O'Malley E., Trace F., Boede U., Ostertag K., Radgen P. (2000): Reducing Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organisations. SPRU Environment and Energy Project JOS3CT970022 Final Report to the European Commission. <http://www.sussex.ac.uk/Units/spru/publications/reports/barriers/final.html> (2010-01-04).

1.2.1 Schrittweise Realisierung des technischen Lastverschiebungspotenzials

Das technisch-theoretische Lastverschiebungspotenzial ist nicht vollständig realisierbar: Es lassen sich drei Schritte unterstellen, welche alle als potenzialmindernd angesehen werden können (Abbildung 1-1):

Abbildung 1-1: Reduktionsgründe zum Beitrag von KundInnen nach Stadium der Beteiligung. Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der ExpertInneninterviews.



1.2.1.1 Teilnahme der KundInnen

Es wird angenommen, dass *Netzentgelte* für alle KundInnen gelten bzw. es dem Netzbetreiber erlaubt ist, diese allen KundInnen anzubieten. Auf individuelle KundInnen abgestimmte Netzentgelte werden nicht betrachtet, könnten aber eine weitere Verbesserung der Netzsituation erbringen. Solchen Tarifen stehen rechtliche Bedenken (Gleichbehandlung) und Mehrkosten durch den zusätzlichen Administrationsaufwand entgegen. Dies impliziert jedoch nicht, dass ein Tarif, der allen KundInnen angeboten wird, auch bei allen KundInnen gleich zur Umsetzung kommen müsste. So können z.B. schaltbare Tarife allgemein angeboten werden, aber nur einzelne Lasten (jene, die wirklich unter Vertrag genommen wurden) geschaltet werden. Handelt es sich also um ein verordnetes Netzentgelt, sind alle KundInnen davon betroffen und können sich dem Netzentgelt nicht entziehen.

Es wird angenommen, dass Tarifmodelle für die Preiskomponente Energie allen KundInnen (bzw. der KundInnengruppe) angeboten werden. Auf individuelle KundInnen abgestimmte Preismodelle werden nicht betrachtet, könnten aber einen weiteren Beitrag zu Demand Response und der Einspeisung Erneuerbarer leisten. Solchen Preismodellen stehen Mehrkosten durch den zusätzlichen Administrationsaufwand gegenüber.

Handelt es sich um ein Energiepreismodell, so wählen die EndkundInnen unter **bewusster Abwägung** aller monetären und nichtmonetären Nutzen und Kosten das Energiepreismodell.

Sind KundInnen dem Tarifmodell nicht ausgesetzt, so erhalten sie die Informationen für ein tarifkonformes Verhalten nicht: Praktisch können zum Beispiel auch umweltbewusste KundInnen aktuell Strom nicht dann konsumieren, wenn sich vorrangig Erneuerbare Energie im Netz befindet, da ihnen diese Information nicht zur Verfügung steht. Wesentlich ist

daneben natürlich auch, dass die monetären Anreize aktuell nicht vorhanden sind (erster Schritt ist aber die Information selbst).

1.2.1.2 Technisches und realistisches Potenzial der TeilnehmerInnen

Als zweiter Schritt ist ein tatsächlich umsetzbares Potenzial einzelner Geräte vonnöten, deren Nutzung nicht durch andere Barrieren oder Bedenken (Anwesenheit, Betriebssicherheit, Programmierbarkeit, etc.) verhindert wird. Auf diese Potenzialreduktion kann in der vorliegenden ökonomischen Analyse nur eingeschränkt eingegangen werden, hier ist auf die technische, die rechtliche und die soziale Analyse zu verweisen (Projektberichte 7/9, 4/9, 8/9).

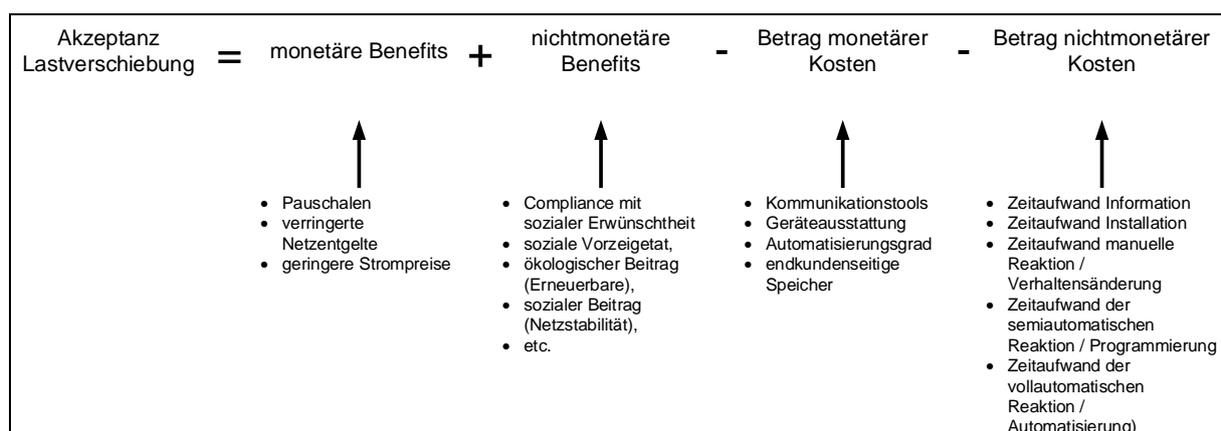
1.2.1.3 Potenzial-Realisierung durch die TeilnehmerInnen

Abschließend muss das verbleibende Potenzial von den KundInnen realisiert werden. Dabei wägen die KundInnen zwischen Komfortverlusten und anderen Opportunitätskosten (z.B. Zeitaufwand) einerseits und den als positiv wahrgenommenen Tarifeffekten andererseits (monetäre Ersparnis, Nutzung erneuerbarer Energien, etc.) ab. D.h. es handelt sich um eine abwägende und wiederum um eine bewusste Handlung. Es ist festzustellen, dass eine Abgrenzung zwischen dem Potenzial der TeilnehmerInnen (1.2.1.2) und der Realisierung aufgrund vieler Überschneidungen kaum trennscharf möglich ist.⁶

1.2.2 **Abwägung nichtmonetärer und monetärer Aufwände und Nutzen**

Die den einzelnen Schritten zuteilbaren Beschränkungen bzw. Reduktionsgründe, welche sich auf die schlussendliche Durchführung einer Lastverschiebung durch die KundInnen auswirken, sind in Abbildung 1-2 hinsichtlich der monetären und nichtmonetären Kosten aufgeteilt. Zusätzlich sind die monetären und nichtmonetären Nutzen angegeben, welche die Realisierung der Lastverschiebung wahrscheinlicher machen.

Abbildung 1-2: Positive und negative monetäre und nichtmonetäre Gründe für die Akzeptanz bzw. die Durchführung der Lastverschiebung. Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der ExpertInneninterviews.



⁶ Als Beispiel sind Überschneidung zwischen technischen Voraussetzungen und Zeitaufwänden bei der Lastverschiebung mittels Elektrogeräten heranzuziehen: diese können entweder (i) automatisch angesteuert werden und nur eine einmalige Freigabe der KundInnen erfordern oder (ii) eine Programmierung zulassen und damit keine Anwesenheit erfordern oder (iii) mangels Programmierbarkeit eine Anwesenheit und damit Zeitaufwand erfordern.

1.2.3 Begriffe und Anmerkungen

In der folgenden Analyse werden bestimmte Begriffe wiederkehrend angewendet bzw. Annahmen unterstellt; diese sollen im Folgenden vorab geklärt werden. Die getroffenen Annahmen gelten für Klein- und GroßkundInnen gleichermaßen. Je nach Gruppe ist – im Durchschnitt – von einer unterschiedlichen Gewichtung von monetären und nichtmonetären Nutzen und Aufwänden auszugehen.

1.2.3.1 Begriff Informationskosten

Informationskosten setzen sich aus den *Lernkosten* („was bedeutet dieser Tarif?“, „welche Aufgaben kommen mit diesem Tarif auf mich zu?“) und den *Anwendungskosten* (Verarbeitung aktueller Informationen, z.B. Day-Ahead-Prognose, Warnsignale) zusammen. Informationskosten sind aus ökonomischer Perspektive klassische Opportunitätskosten, d.h. sie stellen eine Nutzenminderung dar.

Die Informationskosten beziehen sich ausschließlich auf die Anwendung des Tarifs. Andere Informationskosten, die mit einzelnen Energiedienstleistungen verbunden sind (z.B. Kenntnis des kWh-Bedarf pro Liter Warmwasser oder für einen Waschgang), werden nicht beachtet.

- *Lernkosten*: Dütschke et al. (2012)⁷ weisen darauf hin, dass Tarife bei zu hoher Komplexität nicht gewählt bzw. verstanden werden, d.h. die Anzahl der TeilnehmerInnen sinkt.
- *Anwendungskosten*: Faruqui und Sergici (2010)⁸ weisen darauf hin, dass Tarife bei zu hohem Aufwand (z.B. häufige Ausrufung eines Event-Tarifs) einen geringeren Beitrag der TeilnehmerInnen hervorrufen. Automatisierung und/oder Fernsteuerung erhöhen den Beitrag.

Bezüglich einer effektiven Kommunikation zu den KundInnen (z.B. Mitteilung der Tageswerte oder von Events) ist wenig bekannt, eine allgemeingültige Aussage für alle Alters- und Interessensgruppen ist daher noch nicht zulässig.⁹

1.2.3.2 Begriff Grenzkosten

Grenzkosten sind der ökonomische Fachbegriff für die Kosten einer zusätzlichen (d.h. dem Wortsinn nach: an der Grenze liegenden) verbrauchten Einheit eines Gutes. In der vorliegenden Analyse sind damit primär die Kosten einer weiteren bezogenen kWh Strom zu verstehen.

1.2.3.3 Begriff Lastverlagerung

Die vorliegende Analyse untersucht, inwiefern ein Tarif Vorgaben bzw. Anreize zum Zeitpunkt des Verbrauchs von Strom bzw. des Bezugs einer Last setzt. Der Vergleich erfolgt dabei in Relation zum Benchmark.

⁷ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

⁸ Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

⁹ Kollmann A., Moser S., Markl B., Friedl C., Goers S., Greibl E., Schäffler H., Ripfl R., Cieczynski S., Sametinger K., Wohlfarth K. (2012): E-Motivation – Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbraucher motivation. Projekt-Endbericht.

1.2.3.4 Begriffe Umfang bzw. TeilnehmerInnen

Tarife wirken aufgrund ihrer Eigenschaften (z.B./v.a. Lern- und Anpassungskosten) unterschiedlich attraktiv auf KundInnen.¹⁰ Je attraktiver ein Tarif wirkt, umso mehr werden diesen anwenden (d.h. viele „TeilnehmerInnen“, mehr „Umfang“) (vgl. auch Abbildung 1-1).

1.2.3.5 Begriffe Beitrag, Intensität, Stärke

Das Ausmaß der bei den TeilnehmerInnen ausgelösten Lastveränderung wird in diesem Kapitel auch als Beitrag, Intensität oder Stärke des Tarifs bezeichnet (vgl. auch Abbildung 1-1). Es handelt sich um eine Durchschnittserwartung – nicht alle KundInnen verhalten sich gleich, und auch einzelne KundInnen verhalten sich im Zeitverlauf unterschiedlich. Das heißt, dass gerade für einzelne Netzabschnitte mit wenigen KundInnen vergleichsweise höhere Varianzen des Tarifeffekts zu erwarten sind, während in Großnetzbereichen oder für eine Vielzahl von KundInnen die Ergebnisse eines Tarifs theoretisch gut prognostizierbar sind.

1.2.3.6 Begriff Glättung

Eine Glättung bzw. Abflachung der Netzlast bzw. des Verbrauchs bedeutet, dass deren Volatilität im Vergleich zum Benchmark abnimmt. Eine Glättung bedeutet nicht, dass es sich um eine völlig konstante Last handelt.

1.2.3.7 Anmerkung zu Interessenskonflikten zwischen Netz – Markt

Es wird jeweils das Energiepreismodell bzw. das Netzentgeltmodell *exklusiv* betrachtet. Die Effekte der danebenstehenden, von anderen Interessenslagen geprägten, aber je nach Kostenanteil für KundInnen ebenso relevanten zweiten Gesamtpreiskomponente Energie bzw. Netz werden vollständig ausgeblendet.

1.2.3.8 Zielsetzungen

Die Tarifeffekte werden auf die Erreichung der Zielsetzungen Z1 bis Z9 hin untersucht. In der untenstehenden Tabelle 1-1 wird die definierten Zielsetzungen nochmals kurz dargestellt. Die ausführlichen Definitionen und Anmerkungen sind im Projektbericht 3/9 nachzulesen.

Tabelle 1-1: Im Projekt Flex-Tarif gewählte Arbeitsdefinition der strategischen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt.

Strategische Zielsetzungen
Ziel 1: Kurzfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz
Ziel 2: Kurzfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 3: Mittelfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz
Ziel 4: Mittelfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 5: Längerfristige Investitionsvermeidung im Niederspannungs-Netz
Ziel 6: Längerfristige Investitionsvermeidung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 7: Integration von PV und Kleinwindanlagen im Niederspannungs-Netz
Ziel 8: Integration von Windanlagen im Hoch- und Mittelspannungs-Netz
Ziel 9: Energetische Energieeffizienz

¹⁰ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

2 Effektivität flexibler Tarife bei KleinkundInnen

In der vorliegenden Analyse wurden die Tarife so beschrieben, dass einzelne Tarifvarianten für sich alleine gelesen werden können. Dies impliziert textliche Wiederholungen.

Die Definitionen der Tarife sind für alle Projektteile gleich und sind daher im Projektbericht 3/9 zusammengefasst.

2.1 Benchmark KleinkundInnen

Zur Vergleichbarkeit der flexiblen Tarife wird ein Benchmark definiert, der der aktuell gängigen Art der Energiepreis- und Netzentgeltfestsetzung entspricht. Der Benchmark wird für gemäß §17 EIWOG 2010 nicht lastgemessene KleinkundInnen folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus jährlichen Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012-Novelle 2014 folgend) aus von der vereinbarten Anschlussleistung (in kW) abhängigen jährlichen Entgeltbestandteilen und aus arbeitsabhängigen Entgelten (je kWh) zusammen.

Grenzkosten: Eine zusätzlich bezogene kWh verursacht Kosten, d.h. die bezogene Energiemenge unterliegt Grenzkosten größer als Null und es besteht ein Anreiz diese nicht zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Über die Kosten pro kWh werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. im Benchmark ist der Verbrauch der KundInnen zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: gering. Der Benchmark-Tarif ist einfach verständlich (fixe Kosten plus gleichbleibende Kosten pro kWh) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

2.2 Flexible Tarifkategorien

Grundsätzlich gilt: werden Tarife nur auf eine der beiden Strompreiskomponenten Netz oder Energie angewandt, so tritt der Effekt im Vergleich zum Benchmark entsprechend abgeschwächt auf.

2.2.1 Reine Fixtarifizierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Strompreiskomponente Netz.

Das Netz unterliegt hohen Fixkosten. Die Kosten pro zusätzlich transportierte kWh sind eher gering (Netzverluste). Dass dies in Zeiten starker Belastungen eingeschränkt zutrifft (Notwendigkeit des Netzausbaus), ist hervorzuheben. Dennoch ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung damit zu rechtfertigen.

Die Nutzung einer kWh Energie ist exklusiv und rivalisierend. Im Gegensatz zum bestehenden Netzsystem sind die Kosten einer erzeugten kWh mit signifikanten Kosten verbunden. Zwar produzieren viele Erneuerbare zu variablen Kosten von beinahe Null (Wasserkraft, Wind und PV), dies trifft aber nicht auf die ebenfalls über den kWh-Preis abzudeckenden Fixkosten zu. Damit ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung für die Preiskomponente Energie nicht zu rechtfertigen.

Effekte:

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt netzbezogenen Grenzkosten von beinahe Null (minimale zusätzliche Netzverluste), d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht kaum Netzkosten und es besteht für die KundInnen ein auf die Höhe des Energiepreises pro kWh reduzierter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen. Damit ergibt sich für KundInnen ein Anreiz, mehr als im Benchmark zu verbrauchen (Z9).

Lastverlagerung: Gleich wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst. Da dieser Tarif auch zeit- und lastunabhängig ist, und der oben erwartete Mehrverbrauch auch dann anfallen kann, wenn bereits Spitzenlasten vorherrschen, ergibt sich, dass der Mehrverbrauch einen rascheren Netzausbau nötig machen kann (Z5, Z6).¹¹

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (Fixkosten pro Jahr) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Es ist die Erwartung abzuleiten, dass zu allen Tageszeiten der Stromkonsum im Vergleich zum Benchmark steigt.

Tabelle 2-1: Einfluss der Fixtarifizierung auf den PV-Markt

Exkurs: Einfluss der Fixtarifizierung auf den PV-Markt

Angesichts einer steigenden Anzahl von KundInnen mit hohen Eigenerzeugungsanteilen (in der Praxis: KundInnen mit eigener PV-Anlage) erscheint eine reine Fixtarifizierung als Möglichkeit, um die Kosten des Stromnetzes ohne signifikante Steigerungen der kWh-bezogenen Netzentgelte langfristig decken zu können. Die reine Fixtarifizierung des Netzes (d.h. eine von der Anschlussleistung in kW abhängige jährliche Grundgebühr für das Netz) bedeutet, dass die von den KundInnen zusätzlich verbrauchte kWh aus dem Stromnetz mit geringeren Kosten verbunden ist (denn kWh-abhängige Netzentgelte entfallen).

Sichern sich KundInnen mit eigenen Erzeugungsanlagen durch einen Netzanschluss ab, so sind sie in der Situation, dass sie die Kosten einer zusätzlichen netzbezogenen kWh mit denen einer eigenerzeugten kWh vergleichen. Es folgt: Durch die deutliche Kostenminderung der zusätzlichen kWh aus dem Netz erhöht sich die Amortisationszeit der eigenen (PV-) Anlage und macht diese gegebenenfalls unrentabel. D.h. es werden sich theoretisch weniger KundInnen für eine Eigenerzeugung entscheiden.

Tabelle 2-2: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z2	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z3	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z4	o	Wenn unter der Kapazitätsgrenze: geringe Auswirkungen (z.B. steigende Verluste) durch steigenden Stromverbrauch (Quelle: ExpertInneninterview).
Z5	-	Ein im Vergleich zum Benchmark steigender Stromkonsum erfordert einen früheren Netzausbau.
Z6	-	Ein im Vergleich zum Benchmark steigender Stromkonsum erfordert einen früheren Netzausbau.

¹¹ Die ExpertInnen weisen in den Interviews stets darauf hin, dass der Netzausbau primär strukturell bzw. demographisch getrieben ist.

Z	+/-	Beschreibung
Z7	-	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt. Zum Einfluss der Fixtarifierung auf den PV-Markt siehe Exkurs in Tabelle 2-1.
Z8	+	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt. Ein Pauschaltarif ist die einzige Netzentgeltvariante, welche kWh-bezogene Spreizungen des Strompreises und daraus resultierende Mehr- oder Wenigerverbräuche nicht beeinflusst.
Z9	--	Der Tarif steht durch seine verbrauchssteigernde Wirkung in klarem Widerspruch zur energetischen Energieeffizienz.

2.2.2 Hochlast-Tarifierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Strompreiskomponente Netz.

Obwohl der Zusammenhang zwischen höheren Lasten und höheren Marktpreisen ceteris paribus nachvollziehbar ist, ist die Last nicht zwangsläufig mit dem Verbrauch gleichzusetzen und die in 2.2.1 angeführte Begründung zur ausschließlichen Betrachtung der Strompreiskomponente Netz ist anzuwenden.

Effekte:

Grenzkosten: Bis zur Kapazitätsgrenze unterliegt die bezogene Energiemenge netzbezogenen Grenzkosten von gleich Null, d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht keine Netzkosten und es besteht ein auf die Höhe des Energiepreises pro kWh reduzierter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen.

Der Kostenunterschied der Lastgrenzen-Überschreitung stellt einen Anreiz dar, die Lastgrenze nicht zu überschreiten.

Lastverlagerung: Durch den Preisunterschied entsteht ein Anreiz zur Glättung des Verbrauchs, d.h. zur Vermeidung von Lastspitzen. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Lasten, wobei jedoch die Zeitpunkte der Lastreduktion und der Lasterhöhung eines individuellen Verbrauchers nicht (durch Signale) beeinflusst werden (können).

Informationskosten: hoch. Der Tarif ist zwar verständlich („betreibe nicht zu viele Geräte auf einmal“), aber KundInnen benötigen Echtzeit-Informationen zu ihrer aktuellen Last, zumindest aber ein Signal als Verwarnung, ev. ist anstatt höherer Entgelte eine automatische Abschaltung durch den Zähler (das Interview mit dem italienischen Experten ergab, dass dies in Italien der Fall ist) anzudenken.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt, unterstellt man das Verständnis und die Adaption an den Leistungstarif durch die KleinkundInnen, zu einer Glättung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Glättung durch Lastverschiebung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen zur Nichtüberschreitung der Lastgrenze sind Verbrauchsminderungen zu erwarten. Die Glättung der Lastkurve trägt zu keiner Anpassung des Verbrauchs an die aktuelle Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen bei.

Tabelle 2-3: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z2	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z3	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z4	(+)	Wenngleich aktuell nicht bekannt ist, wie KleinkundInnen ihre Lasten glätten und welche Wirkungen dies auf das Stromnetz hat, wird von einigen befragten ExpertInnen von einer konstanteren Kapazitätsausnutzung und konstanteren Verbrauchsmustern ausgegangen.
Z5	+	Eine Glättung des Verbrauchs vermeidet Spitzen, auf die das Netz ausgelegt sein müsste. Die Notwendigkeit des Netzausbaus wird reduziert/vermieden.
Z6	+	Eine Glättung des Verbrauchs vermeidet Spitzen, auf die das Netz ausgelegt sein müsste. Die Notwendigkeit des Netzausbaus wird reduziert/vermieden.
Z7	--	Ein bewusster Mehrverbrauch von Strom, z.B. aufgrund vermehrter Einspeisung aus Wind und PV bzw. aufgrund eines geringeren Preises, wird durch steigende Netzentgelte konterkariert.
Z8	--	Ein bewusster Mehrverbrauch von Strom, z.B. wegen geringerer Marktpreise aufgrund vermehrter Einspeisung aus Wind und PV bzw. aufgrund eines geringeren Preises, wird durch steigende Netzentgelte konterkariert. Die Neigung zur Eigenverbrauchssteigerung durch KundInnen mit PV wird verstärkt.
Z9	o	Wie beschrieben ist keine Aussage zur Verbrauchsentwicklung möglich. Zum einen werden eventuell Lastverschiebungen nicht nachgeholt, zum anderen werden Verluste aus thermischen Speichern angereizt, um nicht gegen Lastgrenzen bei der Ladung zu verstoßen.

2.2.3 Rein verbrauchsbasierte Tarifierung

Effekte:

Grenzkosten: Da alle bisherigen Fixkosten auf die Preise/Entgelte pro kWh umgelegt werden, erhöhen sich die Kosten pro kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Zu allen Tageszeiten sinkt der Stromkonsum. Langfristig werden die Preise pro kWh steigen, da bei sinkendem Stromverbrauch die Fixkosten der Lieferanten oder Netzbetreiber auf eine geringere Anzahl an kWh umgelegt werden müssen. Dies trifft insbesondere auf das Stromnetz zu, wo ein hoher Anteil an Fixkosten gegeben ist.

Tabelle 2-4: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „VAR“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z2	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z3	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z4	o	Geringe Auswirkungen durch ceteris paribus sinkenden Stromverbrauch (Experteninterview: sinkende Netzverluste sind hier vernachlässigbar).
Z5	+	Sinkender Stromkonsum reduziert die Notwendigkeit eines Netzausbaus.
Z6	+	Sinkender Stromkonsum reduziert die Notwendigkeit eines Netzausbaus.
Z7	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z8	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z9	+	Der Tarif steht durch seine verbrauchssenkende Wirkung in klarem Einklang mit der energetischen Energieeffizienz.

2.2.4 Energiespar-Tarif

Diese Evaluierung wurde in Überschneidung mit dem Projekt „Smart Village Regau“ (FFG-Nr. 846138) durchgeführt.

Effekte:

Grenzkosten: Das verfügbare günstige oder kostenlose Kontingent an kWh macht es nötig, die nicht gedeckten Kosten auf die verbleibenden kWh umzulegen. Es erhöhen sich der Preis pro überschüssige kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen. Da die Grenzkosten, nicht die Durchschnittskosten für die Entscheidung über den weiteren Konsum ausschlaggebend sind, ergibt sich der im Vergleich zum Benchmark und auch im Vergleich zur reinen Verbrauchstarifizierung starke Sparanreiz (erst) mit Überschreiten des Schwellenwerts.

Bis zum Überschreiten des Schwellenwerts ist eine weitere verbrauchte kWh zwar kostenlos, sie hat allerdings einen Wert, weil das Kontingent beschränkt ist, d.h. „Knappheit“ herrscht. Da es *gemäß den Annahmen* keine Belohnung (monetär oder sozial) für einen Wenigerverbrauch gibt, besteht schlussfolgernd der Anreiz, das Kontingent voll auszuschöpfen, danach aber seinen Konsum stark einzuschränken. D.h. sind gegen Ende des Durchrechnungszeitraums noch kostenlose kWh übrig, so ist anzunehmen, dass diese aus KundInnensicht vor Beginn des neuen Durchrechnungszeitraums verbraucht werden sollen.

Lastverlagerung: Wie im Benchmark werden keine Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, d.h. der Verbrauch der KundInnen bleibt zeitlich unbeeinflusst.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich (gleichbleibende Grenzkosten ab der Verbrauchsschwelle). Es besteht aber – zumindest bis zum Überschreiten der Verbrauchsschwelle – stets ein Bedarf der Kenntnis des aktuellen Verbrauchsstands.

Abzuleitende Erwartungen:

Für DurchschnittskundInnen gilt: Da die Kosten der Stromversorgung gedeckt werden müssen, ist es unabdingbar, dass bei Tarifänderung die Verbrauchsmenge der durchschnittlichen KundInnen im Bereich der zu zahlenden kWh liegt. Aufgrund des relativ starken Anreizes für KundInnen, ab Ausschöpfung des Kontingents weniger zu verbrauchen, ist zu erwarten, dass diese versuchen werden, deutlich weniger Strom zu verbrauchen als bisher.

Mittelfristige Entwicklung: Durchschnittliche KundInnen, deren Kontingent knapp ist und die mit ihrem Verbrauch im steigenden Teil der Kostenkurve liegt, sparen Strom ein. (Ökonomisch-theoretisch entsprachen bisher die Kosten der letzten verbrauchten kWh exakt dem zusätzlichen Nutzen, die KundInnen sind aufgrund der nunmehr höheren Kosten bestrebt, diese nicht mehr zu verbrauchen.)

Zwar fallen für Lieferanten und Netzbetreiber auch Kosten pro gelieferte kWh an, die durch eine endkundInnenseitige Einsparung entfallen, jedoch müssen auch die Fixkosten¹² durch die Einnahmen der durchschnittlichen KundInnen gedeckt werden. Jedenfalls ist bei einer Änderung des Konsums ein stärkerer Effekt zu erwarten (KundInnen zahlen deutlich mehr/weniger bzw. Lieferant/Netzbetreiber nimmt deutlich mehr/weniger ein).

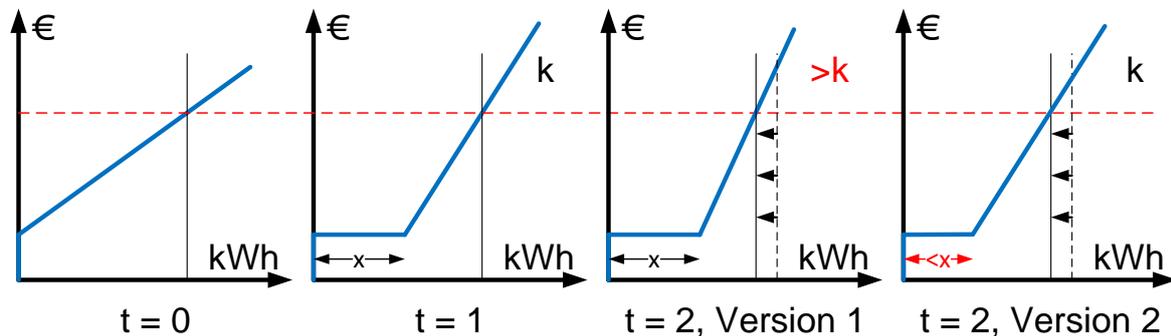
Bei einem Wenigerverbrauch der durchschnittlichen KundInnen muss der Tarif daher schnell angepasst werden, um eine Fixkostendeckung zu garantieren. Dies geschieht entweder über eine Reduktion des kostenlosen Kontingents oder einer Steigerung des kWh-bezogenen Preises/Entgelts.

Netzkostendeckung

Die Kosten des Stromnetzes setzen sich primär aus Fixkosten zusammen, die über das Netzentgeltmodell zu decken sind. Wird im Jahr $t+1$ ein Modell mit Freikontingent eingeführt, so sollten die KundInnen (im Durchschnitt) mit Verbrauchsreduktionen reagieren. Um die Netzkostendeckung zu gewährleisten, muss das Freikontingent reduziert ($x \rightarrow x'$, $x' < x$) werden oder die Kosten des das Freikontingent übersteigenden Verbrauchs erhöht werden ($k \rightarrow k'$, $k' > k$).

¹² Die Erfordernis der Fixkostendeckung ist insbesondere in Bezug auf die Netzkomponente zu verstehen.

Abbildung 2-1: Bei einem hohen Impact des Tarifmodells ist eine stetige Anpassung zur Deckung der Netzkosten unumgänglich. Die schematische Darstellung bezieht sich auf einen fiktiven Energieversorger, der nur Fixkosten aufweist.



KundInnenvarianz: Die Verbräuche von KundInnen sind selbst in den Kategorien der KleinkundInnen wie z.B. Haushalte oder kleines Gewerbe stark heterogen. Diese Heterogenität besteht sowohl zwischen den (ähnlichen) KundInnen (z.B. mit „normalen“ Haushaltsverbräuchen von 800 bis 5.000 kWh), aber auch zeitlich:

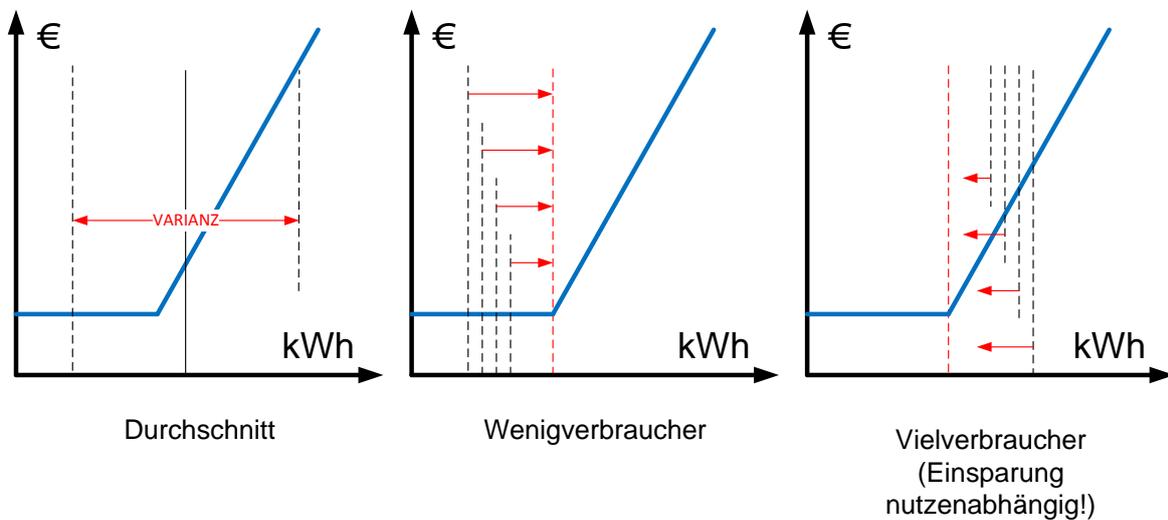
- Wird das Kontingent pro Monat berechnet, so sind in den verbrauchsintensiven Wintermonaten höhere Kontingente anzusetzen als in den Sommermonaten.¹³
- Über die Jahre hinweg ergeben sich bei den meisten KundInnen (Haushalte wie Unternehmen) signifikante Änderungen, z.B. neue Gerätschaften oder familiäre Änderungen (Geburten, Todesfälle, Zweitwohnsitze, Auszug der Kinder, etc.).

Kleinerer Einspareffekt: Es besteht für alle KundInnen der Anreiz, das Gratiskontingent voll auszunutzen (Abbildung 2-2).

- Verbrauchen KundInnen in der ursprünglichen Situation mehr als das Gratiskontingent, so hängt es von ihrem zusätzlichen Nutzen aus einer weiteren verbrauchten kWh Strom ab, wie weit sie ihren Verbrauch reduzieren. Gemäß dem monetären Anreiz erfolgt die Reduktion maximal bis zur Schwelle.
- Weil das Gratiskontingent von den KundInnen, deren Verbrauch bislang unter der Schwelle lag, (wenn es ihnen möglich ist) voll ausgenutzt wird, ergibt sich für diese Gruppe ein Mehrverbrauch und folglich für die Gesamtheit der KundInnen ein kleinerer Einspareffekt.

¹³ Vgl. Beschreibung des Tarifs im Projektbericht 3/9: In Ontario werden in den Wintermonaten höhere Freikontingente gewährt als in den Sommermonaten.

Abbildung 2-2: Effekte des Energiespartarifs. KundInnen, die bislang einen geringeren Verbrauch als den Schwellenwert hatten, können den Verbrauch kostenlos bis zum Schwellenwert steigern. KundInnen, die bislang einen höheren Verbrauch als dem Schwellenwert hatten, senken den Verbrauch aufgrund der höheren Kosten pro kWh.



Exkurs: Soll ein nur kleines Gratiskontingent festgelegt werden?

Je kleiner das Gratiskontingent, umso weniger KundInnen liegen unter dem Schwellenwert des Freikontingents und umso weniger steigern folglich ihren Verbrauch bis zum Schwellenwert.

Die Kosten pro kWh im steigenden Bereich werden entscheidend von den entgangenen Kosten im Bereich des Gratiskontingents mitbestimmt, da es diese dort hereinzuholen gilt. Mit einem kleineren Gratiskontingent fallen aber in Folge die umgelegten Kosten pro kWh im steigenden Bereich geringer aus, wodurch der Anreiz, den Verbrauch zu senken, geringer wird.

Ist eine individuelle Festlegung des Gratiskontingents möglich?

Ein individuelles Gratiskontingent, das zum Energiesparen motiviert und gleichzeitig die Kosten des Lieferanten bzw. Netzbetreibers deckt, kann unter den folgenden Bedingungen festgelegt werden:

- Örtliche Konstanz der KundInnen (wenig Umzüge, gleicher Zähler über langen Zeitraum)
- Verbrauchskonstanz der KundInnen (keine Strukturänderungen wie Unternehmensausbau oder Familienzuwachs)
- kein Lieferantenwechsel
- rechtliche Konformität (gilt primär für Netzbetreiber hinsichtlich Gleichbehandlung)

Zur gesicherten Kostendeckung müssen das Verhalten der KundInnen und ihre Strukturen weitgehend vorhersagbar sein. Eine individuelle Festlegung des Gratiskontingents scheint daher schwer möglich.

Tabelle 2-5: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „Energiespartarif“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z2	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z3	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z4	o	Die Varianz zwischen den Verbrauchern einer Kategorie sinkt (alle Verbräuche nähern sich dem Schwellenwert). Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich.
Z5	(+)	Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich. Ein eventuell sinkender Stromkonsum könnte die Notwendigkeit eines Netzausbaus reduzieren.
Z6	(+)	Zwar reduziert sich die Mengen-Varianz zwischen den Verbrauchern, jedoch nicht die Lastvarianz des einzelnen Verbrauchers, d.h. Lastspitzen sind weiterhin möglich. Ein eventuell sinkender Stromkonsum könnte die Notwendigkeit eines Netzausbaus reduzieren.
Z7	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z8	o	Die zeitliche Übereinstimmung des Verbrauchs mit der Einspeisung aus PV und Wind wird nicht verstärkt.
Z9	(+)	Der Tarif bewirkt einen starken Anreiz für <u>Viel</u> verbraucher, ihren Verbrauch zu senken. Je nach Festlegung des Gratiskontingents besteht ein Anreiz für <u>Wenig</u> verbraucher, ihren Verbrauch sogar auszuweiten. Nach Meinung der Autoren ist von einer Gesamtverbrauchssenkung auszugehen, wenngleich dies primär von der Festlegung des Gratiskontingents abhängig erscheint. Eine genauere Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Für Lieferanten besteht aufgrund der hohen Margen, die auf eine einzelne kWh umgelegt werden (müssen), der Anreiz, eine möglichst hohe Energiemenge abzusetzen.

2.2.5 Tag/Nacht-Tarif (HT/NT)

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkosten-, d.h. Preisunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt quasi immer einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Preis- bzw. Entgeltunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Tarifzeiten zur Reduktion bzw. Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Es ist davon auszugehen, dass der Hochtarif über und der Niedertarif unter dem einfachen Benchmark-Tarif liegt. Kann der/die durchschnittliche Kunde/in verhältnismäßig viel in die Niedertarifzeit verlagern, stellt der Tarif eine Kostensenkung dar. Theoretisch wäre dann von einem höheren Verbrauch auszugehen. Analog stellt der Tarif eine Kostensteigerung dar, der einen geringeren Verbrauch zur Folge hat, wenn verhältnismäßig wenig verlagert werden kann.

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten (Kollmann et al, 2013).¹⁴

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um Lasten aus klassischen Hochlastzeiten (hier: generell tagsüber) in klassische Lastentäler (nachts) zu verlagern. Damit soll eine geglättete Auslastung des Netzes erreicht werden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochpreiszeiten (hier: generell tagsüber) in klassische Preistäler (nachts) zu verlagern.

Als „klassisch“ werden hier jene Preistäler und Preisspitzen bezeichnet, die trotz der vermehrten volatilen Einspeisung aus PV und Wind weiterhin, wenn auch stark vermindert und nunmehr primär abends, gegeben sind.

Je nach Preisdifferenz des HT/NT-Tarifs kann bei verhältnismäßig hohem und nicht verlagerbaren Konsum tagsüber eine PV-Anlage wirtschaftlich effektiver werden.

Effekt auf die Zielsetzungen:

Da die klassischen Zeiten hoher Netzauslastung auch den klassischen Hochpreiszeiten entsprechen, sind die Ergebnisse *per Annahme* für Netzbetreiber und Lieferanten gleich.

Tabelle 2-6: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „HT/NT“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.

¹⁴ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013.

Z	+/-	Beschreibung
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. ¹⁵
Z6	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen.
Z7	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	(-)	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

2.2.6 Echter Time-of-Use (TOU)

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Preisunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: eher gering. Der Tarif ist verständlich (gleichbleibende Grenzkosten zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt. Der mehrmalige Wechsel der Tarifzeiten pro Tag und die Zahl der Tarifniveaus steigert die Komplexität in Relation zum Benchmark-Tarif, aber auch zum HT/NT-Tarif.

Abzuleitende Erwartung: Es ist davon auszugehen, dass der Höchstarif des Tarifmodells über und der niedrigste Tarif des Tarifmodells unter dem einfachen Benchmark-Tarif liegt. Kann der/die durchschnittliche Kunde/in verhältnismäßig viel in die Zeiten mit niedrigeren Tarifen verlagern, stellt das Tarifmodell eine Kostensenkung dar. Theoretisch wäre dann von einem höheren Verbrauch auszugehen. Analog stellt der Tarif eine Kostensteigerung dar, die einen geringeren Verbrauch zur Folge hat, wenn verhältnismäßig wenig verlagert werden kann.

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern

¹⁵ ExpertInnen weisen darauf hin, dass die Notwendigkeit des Netzausbaus primär strukturell oder demographisch bedingt ist.

oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten (Kollmann et al, 2013).¹⁶

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochlastzeiten (hier: Mittags- oder Abendspitze) in klassische Lastentäler (nachts) zu verlagern. Damit soll eine geglättete Auslastung des Netzes erreicht werden. Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus klassischen Hochpreiszeiten (hier: mittags, abends) in klassische Preistäler (nachts) zu verlagern. Als „klassisch“ werden hier jene Preistäler und Preisspitzen bezeichnet, die trotz der vermehrten volatilen Einspeisung aus PV und Wind weiterhin, wenn auch vermindert, gegeben sind.¹⁷

Effekt auf die Zielsetzungen:

Da die klassischen Zeiten hoher Netzauslastung auch den klassischen Hochpreiszeiten entsprechen, sind die Ergebnisse für Netzbetreiber und Lieferanten gleich.

Tabelle 2-7: Aufgrund der gleichen Anreizwirkung sind für das Energiepreismodell und das Netztarifmodell „Echter TOU“ die gleichen Effekte auf die Zielsetzungen zu erwarten.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. Der (fokussierte) Effekt des echten TOU ist als stärker als jener des HT/NT-Tarifs anzusehen.
Z6	+	Trotz der Veränderung der Erzeugungsstruktur kann eine Verbrauchsglättung durch Verlagerung von klassischen Lastspitzen in klassische Lasttäler einen Netzausbau vermeiden helfen. Der (fokussierte) Effekt des echten TOU ist als stärker als jener des HT/NT-Tarifs anzusehen.
Z7	o	Ein TOU-Tarif folgt nicht der aktuellen/prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	(+)	Ein TOU-Tarif folgt nicht der aktuellen/prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Je nach Tarifspreizung im Time-of-Use-Tarifmodell kann bei verhältnismäßig hohem und nicht verlagerbaren Konsum tagsüber eine PV-Anlage wirtschaftlich effektiver werden.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

¹⁶ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013.

¹⁷ Die klassischen Hochpreiszeiten ergaben sich aus dem hohen Anteil von Grundlastkraftwerken im bisherigen Stromversorgungssystem. Spitzenlasten wurden bislang mit teuren Spitzenlastkraftwerken abgedeckt. Mit dem Wandel des Energiesystems ist der Betrieb der Spitzenlastkraftwerke weniger häufig bzw. weniger intensiv nötig, weil Spitzenlasten z.B. in den Mittagsstunden vermehrt durch PV abgedeckt werden. Die Hochpreise in klassischen Spitzenlastzeiten verringern sich dadurch. Insbesondere abends bleibt, abhängig von der Einspeisung aus Windkraftwerken, das klassische System bestehen.

2.2.7 Day-ahead Real Time Pricing

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für die KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine). KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch die Preisspreizung(en) entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen.

Informationskosten: hoch. Der Tarif ist zwar grundsätzlich verständlich (wenngleich sicher schwerer als ein TOU, vgl. Dütschke et al., 2012),¹⁸ jedoch werden täglich weitere Informationen benötigt. Der vielmalige Wechsel der Tarife pro Tag steigert die Komplexität (hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit) in Relation zur Einsparung stehen muss.

- Forschungsbedarf: Die ideale Kommunikation der Preise/Entgelte zu den KundInnen ist zu klären.
- Der Grad der (erforderlichen / vorhandenen) Automatisierbarkeit und die damit einhergehenden Kosten sind als Kosten anzusetzen.

Abzuleitende Erwartung: Das Ausmaß der Lastverlagerung ist wahrscheinlich primär von der Preisspreizung abhängig (vgl. zu den Motivatoren und Hemmnissen Projektbericht 8/9).

Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten:¹⁹ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Netzbetreiber können diesen Tarif anbieten, um Verbräuche an der am Vortag erwarteten Netzauslastung und ggf. an der Notwendigkeit des Abtransports Erneuerbarer Energien zu orientieren und Höchstlasten zu vermeiden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus Hochpreiszeiten in Preistäler (hier: beides auf Basis tatsächlicher Forecasts) zu verlagern.

Bei Echtzeit-Tarifen sind es nicht „klassische“ Hoch- oder Niedertarifzeiten, von denen die Preis- bzw. Entgeltsetzung abhängig ist, da auf die aktuellen / tagesgenau absehbaren

¹⁸ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

¹⁹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Insbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Entwicklungen reagiert werden kann. Der Effekt auf die Zielsetzungen ist daher für die Entgeltfestlegung (Netz) sowie für die Preissetzung (Lieferanten) getrennt zu betrachten.

Tabelle 2-8: Energiepreismodell DA-RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	(+)	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet.
Z6	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. Mit zukünftig weiter zunehmender Einspeisung aus Windenergie kann – insbesondere in den höheren Netzebenen (Z6) gegenteilig ein Netzausbau zum Transport des Stroms nötig werden.
Z7	+	Im Gesamtsystem ist Gleiches wie bei Z8 zutreffend, mit folgender Einschränkung: Die Einspeisung aus PV (Z7) ist im Vergleich zu Wind (Z8) weniger gut prognostizierbar, speziell für ein bestimmtes Verteilnetz. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz.
Z8	++	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden.
Z9	(+)	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten: ²⁰ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Tabelle 2-9: Netzpreismodell DA-RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Anreiz am Vortag festgelegt wird.
Z3	++	hoher Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen (Haushalte und Betriebe).
Z4	++	hoher Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen (Haushalte und Betriebe).

²⁰ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Inbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Z	+/-	Beschreibung
Z5	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Day-Ahead-Netzentgelt ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden.
Z6	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Day-Ahead-Netzentgelt ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden.
Z7	o	In der Betrachtung des Gesamtsystems werden der Abtransport und die Nutzung der Energie erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Auch für die Integration auf Ebene eines einzelnen Verteilnetzabschnitts sind nur Reaktionen des Gesamtsystems möglich und damit eingeschränkt.
Z8	o	Der Abtransport und die Nutzung der Energie werden erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht.
Z9	(+)	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten: ²¹ Feldtests zeigen, dass Echtzeittarife zu Verbrauchsreduktionen führen können, was auf den bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch zurückzuführen sein dürfte.

Schlussfolgerungen Day-Ahead Real-Time-Pricing:

KundInnen haben einen hohen Aufwand, um diesen Tarif anzuwenden, wodurch die Anzahl der TeilnehmerInnen im Vergleich zu einem TOU-Tarif geringer sein dürfte (eine Automatisierung kann zu einer höheren Teilnahmebereitschaft beitragen). Der Effekt des Tarifs ist aufgrund der Abstimmung auf die tatsächliche (prognostizierte) Situation aber treffsicherer und damit bei den TeilnehmerInnen effektiver.

2.2.8 Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLTP)

Grundsätzlich sind die Effekte des Day-ahead Real Time *Level* Pricing die gleichen wie beim Day-ahead Real Time Pricing. Die Level-Preissetzung wurde aus dem Grund in der Analyse aufgenommen, weil eventuell eine höhere Konformität mit dem Konsumentenschutzgesetz (siehe Projektbericht 4/9) besteht.

Dennoch ergeben sich Unterschiede in den verursachten Anreizen: Die **Informationskosten** wurden beim Day-ahead Real Time Pricing als „sehr hoch“ eingestuft. Nun sind sie als „eher hoch“ anzusehen: Der Tarif ist verständlich und die Preis- oder Entgelt-niveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar), jedoch werden auch hier täglich weitere Informationen benötigt. Der vielmalige Wechsel der Tarife pro Tag steigert die Komplexität (hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit) in Relation zur Einsparung stehen muss. Die ideale Kommunikation der Preise zu den KundInnen ist zu klären. Die **Kommunikation** ist durch eine beschränkte Anzahl an Niveaus erleichtert (Möglichkeit alternativer Darstellung, z.B. Ampeln).

²¹ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Insbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Schlussfolgerungen Day-Ahead Real-Time-Level-Pricing:

Es ist zu erwarten, dass der Day-Ahead Level-Tarif ähnliche Ergebnisse erzielt wie der Day-Ahead Echtzeit-Tarif. Speziell bei besonders ausgeprägten Spitzenlasten/Preisspitzen oder Lastentälern/Preistälern ist nicht von der starken Wirkung des DA Echtzeit-Tarifs auf teilnehmende KundInnen auszugehen, dafür ist durch geringere Lernkosten eine etwas höhere Beteiligung zu erwarten.

2.2.9 Real Time Pricing

Effekte:

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt ebenfalls einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine). KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Anreize zur Reduktion und Steigerung zu jeweiligen Zeitpunkten Prognosefehlern unterliegen können.

Informationskosten: sehr hoch. Der Tarif ist verständlich (wenngleich nochmals komplizierter als ein Time-Of-Use-Tarif, aber die Lernkosten sind überschaubar), jedoch werden ständig (nicht nur täglich) weitere Informationen benötigt. Der vielmalige Wechsel der Tarife pro Tag und sich verändernde Forecasts für spätere Stunden des Tags oder auch der Folgetage steigern die Komplexität (sehr hohe Anwendungskosten). Es bedarf gegebenenfalls einer Lastplanung, deren Aufwand (in Betrieben: monetär – Personalkosten, in Haushalten: Opportunitätskosten – Freizeit, allgemein: monetäre Automatisierungskosten) in Relation zur erwarteten (Risiko!) Einsparung stehen muss. Die ideale Kommunikation der Entgelte/Preise zu den KundInnen ist zu klären.

Abzuleitende Erwartung: Das Ausmaß der Lastverlagerung ist von der Kostenspreizung abhängig. Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich.

Netzbetreiber können diesen Tarif anbieten, um Verbräuche an der aktuellen Netzauslastung und ggf. an der Notwendigkeit des Abtransports Erneuerbarer Energien zu orientieren und Höchstlastzeiten zu vermeiden.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche aus Hochpreiszeiten in Preistäler (hier: beides auf Basis tatsächlicher/aktueller Preise) zu verlagern.

Tabelle 2-10: Energiepreismodell Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein höherer Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben – die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z6	o	speziell dann, wenn die abgesetzte Menge am Strommarkt sehr hoch ist und damit das Netz an die Grenzen gerät, ist selbst bei starker Windeinspeisung ein hoher Strompreis zu erwarten, der – direkt weitergegeben - die Nachfrage reduziert und damit das Netz entlastet. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z7	(+)	Für die Gesamteinspeisung aus PV und Kleinwindanlagen und die Nutzung deren Energie ist der Tarif förderlich, da hier Gleiches wie bei Z8 zutrifft. Die Einspeisung ist im Vergleich zu Wind weniger gut prognostizierbar, speziell für einen bestimmten Verteilnetzabschnitt. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z8	+	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden. <i>Die Beteiligung der KundInnen dürfte aufgrund der hohen Informationskosten aber eine stark eingeschränkte sein.</i>
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich.

Tabelle 2-11: Netzpreismodell RTP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	geringer Beitrag, da eine Systemoptimierung (definiert als <15 Minuten) nicht möglich ist (stündlich aktualisierte Daten).
Z2	o	geringer Beitrag, da eine Systemoptimierung (definiert als <15 Minuten) nicht möglich ist (stündlich aktualisierte Daten).
Z3	(+)	Es gibt einen Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen, aber es sind starke Einschränkungen durch mangelnde Beteiligung der KundInnen aufgrund des hohen Informationsaufwands zu erwarten.
Z4	(+)	Es gibt einen Beitrag durch Demand Response der durchschnittlichen KundInnen, aber es sind starke Einschränkungen durch mangelnde Beteiligung der KundInnen aufgrund des hohen Informationsaufwands zu erwarten. (Anmerkung: Im Vergleich zum Verteilnetz ist eine Beteiligung von GroßkundInnen zu erwarten, siehe Kapitel 3).
Z5	(+)	Grundsätzlich sollte es bei einem Echtzeitentgelts ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein.

Z	+/-	Beschreibung
Z6	+	Grundsätzlich sollte es bei einem Echtzeittarif ceteris paribus zu einer Glättung der Netzauslastung kommen. Dadurch kann der Bedarf eines Netzausbaus vermindert werden. Im Vergleich zum Verteilnetz ist eine Beteiligung von Großverbrauchern zu erwarten.
Z7	o	In der Betrachtung des Gesamtsystems werden der Abtransport und die Nutzung der Energie erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein. Auch für die Integration auf Ebene eines einzelnen Verteilnetzabschnitts sind nur Reaktionen des Gesamtsystems möglich und damit eingeschränkt.
Z8	o	Der Abtransport und die Nutzung der Energie werden erleichtert, <u>solange</u> die Netzkapazität dies ermöglicht. Die Beteiligung der KundInnen dürfte aber eine stark eingeschränkte sein.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

Schlussfolgerungen Real-Time-Pricing:

Auch für GroßkundInnen, die angesichts des hohen Informationsaufwands als die primären Interessenten eines solchen Tarifs anzusehen sind, ist zu unterstellen, dass sie zur besseren Planbarkeit gute Prognosen und damit einen Day-Ahead-Tarif bevorzugen. Für KleinkundInnen erscheint der Tarif zusammenfassend als zu kurzfristig und ineffektiv. Die Möglichkeiten einer so kurzfristigen Automatisierung sind eher im Sinne der Schaltbarkeit (vgl. Kapitel 2.2.13) zu verstehen.

2.2.10 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Effekte:

Da es sich um einen am Vortag angekündigten zeitabhängigen Tarif zu einem fixen Hochpreis bzw. -entgelt handelt, ist hinsichtlich der Funktionalität des Tarifs eine Ähnlichkeit zu einem Day-Ahead Realtime-Level-Pricing erkennbar. Es handelt sich im übertragenen Sinne um die Ausrufung eines Hochtarifs für bestimmte Zeiten des Folgetags.

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist. Insbesondere beim CPP- bzw. EDP-Tarif können verstärkt nichtmonetäre Anreize hinzukommen.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung ab der Festlegung am Vortag fix vorgegeben sind.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich und die Kostenniveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar). Informationen zu den Zeiten des CPP/EDP müssen den KundInnen vorab übermittelt werden. Hier gilt es, das ideale Kommunikationsmedium festzustellen. Anpassungskosten

entstehen aus den notwendigen Überlegungen,²² welche Lasten verschoben bzw. eingespart werden können.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchsminderungen zu erwarten.²³

Netzbetreiber bieten diesen Tarif an, um das Ausmaß von erwarteten Höchstlastzeiten zu verringern (Peak Clipping). Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche in erwarteten Höchstpreiszeiten zu verringern.

Bei Feldtests stellte sich eine hohe Teilnahme (d.h. Zustimmung zum „Mitmachen“) und (bei etwa 10 Events pro Jahr, Quelle: ExpertInneninterviews) eine hohe Beteiligung (d.h. tatsächliche Verhaltensänderung) heraus.²⁴

Tabelle 2-12: Energiepreismodell CPP/EDP – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	o	Erneuerbare sind bei der Entstehung des Marktpreises bedeutend. Der Marktpreis (Höchstpreiszeiten) ist dann auch für die Ausrufung eines CPP/EDP ausschlaggebend. Jedoch ist der Einfluss nicht direkt.
Z8	o	Erneuerbare sind bei der Entstehung des Marktpreises bedeutend. Der Marktpreis (Höchstpreiszeiten) ist dann auch für die Ausrufung eines CPP/EDP ausschlaggebend. Jedoch ist der Einfluss nicht direkt.
Z9	(+)	Der Effekt von CPP/EDP scheint stark zu sein (viele Teilnehmer, große Einsparung bei einzelnen Events). Es ist anzunehmen, dass nicht alle Lasten/Verbräuche nachgeholt werden. Aufgrund der sehr seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

²² Aufgrund der anzunehmenden seltenen Ausrufungen eines CCP oder EDP pro Jahr ist nicht von einer Vollautomatisierung auszugehen.

²³ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehring K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Inbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

²⁴ Faruqui A., Sergici S. (2010) Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics 38, S.193-225.

Tabelle 2-13: *Netzpreismodell CPP/EDP – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Durch Ankündigung am Vortag ist keine spontane Reaktion möglich.
Z2	o	Durch Ankündigung am Vortag ist keine spontane Reaktion möglich.
Z3	++	Für das System problematische Spitzenlasten können vermieden werden.
Z4	++	Für das System problematische Spitzenlasten können vermieden werden.
Z5	(+)	CPP/EDP kann einige Zeit einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten, langfristig wird die Einbindung der KundInnen durch Ausrufung eines CPP/EDP einen anstehenden Netzausbau aber nicht vermeiden können.
Z6	(+)	CPP/EDP kann einige Zeit einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten, langfristig wird die Einbindung der KundInnen durch Ausrufung eines CPP/EDP einen anstehenden Netzausbau aber nicht vermeiden können.
Z7	o	CPP/EDP richtet sich auf kritische Höchstlastzeiten, Erneuerbare sind nicht ausschlaggebend.
Z8	o	CPP/EDP richtet sich auf kritische Höchstlastzeiten, Erneuerbare sind nicht ausschlaggebend.
Z9	(+)	Der Effekt von CPP/EDP scheint stark zu sein (viele Teilnehmer, große Einsparung bei einzelnen Events). Es ist anzunehmen, dass nicht alle Lasten/Verbräuche nachgeholt werden. Aufgrund der sehr seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

Schlussfolgerungen CPP/EDP:

CPP/EDP sind insbesondere für Netzbetreiber ein Mittel zur Anpassung an mittelfristige – nicht akute, aber voraussehbare – Problemlagen im Netz.

2.2.11 Renewables Integration Pricing

Dieser Tarif wird ausschließlich für die Strompreiskomponente Energie betrachtet. Es ist anzunehmen, dass Netzbetreiber kaum Interesse haben, einzelne Lastentäler im Jahresverlauf durch selten auszurufende Niederentgelt-Zeiten zu füllen. Idealerweise wird die Vorgangsweise eines Lieferanten vom Netzbetreiber mitgetragen/unterstützt, um Strom aus erneuerbaren/volatilen Erzeugungskapazitäten einem Verbraucher zuführen zu können.

Effekte:

Da es sich um einen am Vortag angekündigten zeitabhängigen Tarif handelt, ist hinsichtlich der Funktionalität des Tarifs eine Ähnlichkeit zu einem Day-Ahead Realtime-Level-Pricing erkennbar. Es handelt sich im übertragenen Sinne um die Ausrufung eines Niedertarifs für bestimmte Zeiten des Folgetags.

Grenzkosten: Der Konsum von Strom zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Die aus dem Grenzkostenunterschied entstandene Einsparung bei einer Verschiebung des Verbrauchs ergibt einen positiven (monetären) Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen dar (monetäre Kosten: z.B. Nachtarbeiterzulage in Betrieben, nichtmonetäre Kosten: z.B. nochmaliger Gang zum Einschalten der Waschmaschine).

KundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus Nutzenverlust und -gewinn positiv ist. Wahrscheinlich erscheint, dass beim Renewables Integration-Tarif, mehr als bei jedem anderen Tarif, nichtmonetäre Anreize hinzukommen.

Lastverlagerung: Durch den Kostenunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Verbräuchen, wobei jedoch die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung ab der Festlegung am Vortag fix vorgegeben sind.

Informationskosten: mittel. Der Tarif ist verständlich und die Preis- bzw. Entgelt-niveaus sind schnell bekannt und der Niveauunterschied verinnerlicht (d.h. die Lernkosten sind überschaubar). Informationen zu den Zeiten des Renewables Integration Pricing müssen den KundInnen vorab übermittelt werden. Hier gilt es, das ideale Kommunikationsmedium festzustellen. Anpassungskosten entstehen aus den notwendigen Überlegungen,²⁵ welche Lasten verschoben bzw. zusätzlich aktiviert werden können.

Abzuleitende Erwartung: Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist eine tendenzielle Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste. Bei nichtthermischen Speichern oder Verhaltensänderungen sind Verbrauchssteigerungen zu erwarten.²⁶ Damit ergibt sich insgesamt, dass der Tarif eine eher verbrauchssteigernde Wirkung hat. In Bezug auf die Jahresverbräuche dürften die Mehrverbräuche angesichts der seltenen Events zu vernachlässigen sein.

Lieferanten bieten diesen Tarif an, um Verbräuche in erwartete Niedrigstpreiszeiten zu verlagern. Eine hohe Teilnahmebereitschaft der KundInnen ist laut Feldtests zu erwarten.

Die äußerst geringen Preise sind nur bei geringen nachfrageseitigen Lasten im Netz zu erwarten, Netzprobleme oder -ausbau sind aus der Anwendung des Tarifs eher nicht zu erwarten, wenn nicht generell strukturell schwächere Abschnitte betroffen sind.

Tabelle 2-14: Energiepreismodell Renewables Integration Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	+	Bei Bekanntgabe am Vortag kann die gut prognostizierte PV-Einspeisung genutzt werden.
Z8	++	Bei Bekanntgabe am Vortag kann die <u>sehr</u> gut prognostizierbare Windeinspeisung umfangreich genutzt werden.
Z9	-	Die Preissenkung verursacht einen Mehrverbrauch. Nur ein Teil des Mehrverbrauchs wird später wieder eingespart (Lastverschiebung). Aufgrund der eher seltenen Events keine besondere Auswirkungen auf Jahresverbräuche.

²⁵ Aufgrund der anzunehmenden seltenen Ausrufungen eines CCP oder EDP pro Jahr ist nicht von einer Vollautomatisierung auszugehen.

²⁶ Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht, Linz, 2013. Insbesondere: Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2013.

Schlussfolgerungen Renewables Integration Pricing:

Sogenannter „Überschuss-Strom“ (speziell jener an Tagen mit negativen Energiepreisen) kann stärker genutzt werden. Dieser Tarif ist wahrscheinlich mehr als alle anderen betrachteten Tarife mit einem nichtmonetären Interesse vieler KundInnen(gruppen) verbunden.

2.2.12 Beschränkbare Last

Bei Netzbetreibern liegen die Vorteile beschränkbarer oder unterbrechbarer Lasten auf der Hand und sind zum Teil schon in der Regulierung und Praxis angekommen. Beschränkbare und unterbrechbare Verbräuche sind aber auch für Lieferanten in Höchstpreisphasen interessant. Zusätzlich zum Fixpreis pro kWh werden dann z.B. gegen Zahlung einer jährlichen Pauschale über Internet oder über den Zähler durch eine hypothetische Schnittstelle zum Netzbetreiber Verbräuche bei KundInnen abgeschaltet oder beschränkt.

Lastbeschränkungen (d.h. mit Restlasten größer Null), die über den Zähler geschaltet werden, stellen aus technischer Sicht ein Problem dar. Der Smart Meter schaltet den gesamten Versorgungskreis ab. Je nach Typ kann der Smart Meter auch eine mögliche Maximalleistung vorgeben und bei Übersteigen dieser den Versorgungskreis abschalten. Wird zum Beispiel die Leistung im Smart Meter auf 1.000 Watt festgelegt, kann maximal diese Leistung vom Netz bezogen werden. Sollte es zu einem Leistungsanstieg kommen, wird durch den Smart Meter der gesamte Versorgungskreis abgeschaltet. Eine Wiederinbetriebnahme kann erst nach Abschaltung der Verbraucher erfolgen, um nicht wieder über den gegebenen Grenzwert zu kommen. Nach erfolgter Freischaltung des Smart Meters kann man einzelne Verbraucher wieder zuschalten. Sollte so eine Reduzierung der Abnahmeleistung ohne Vorwarnung bzw. automatisch passieren (ohne Beaufsichtigung), wird der Versorgungskreis wie im obigen Fall auf diese Leistung zurückgeschaltet. Das Resultat kommt somit einem Stromausfall gleich. Die notwendige Mindestversorgung für die Beleuchtung und die Kühlung von Lebensmittel ist somit für diesen Fall nicht mehr gegeben.

Aufgrund der unklaren Gegebenheiten erfolgt an dieser Stelle keine Bewertung der Lastbeschränkung. Eine Analyse zeigt jedoch, dass die Effekte auf die Zielsetzungen weitgehend denen eines schaltbaren Tarifs gleichen.

2.2.13 Unterbrechbare Last

Bei Netzbetreibern liegen die Vorteile beschränkbarer oder unterbrechbarer Lasten auf der Hand und sind zum Teil schon in der Regulierung und Praxis angekommen. Beschränkbare und unterbrechbare Verbräuche sind aber auch für Lieferanten in Höchstpreisphasen interessant. Zusätzlich zum Fixpreis pro kWh werden dann z.B. gegen Zahlung einer jährlichen Pauschale über Internet oder über den Zähler (durch eine hypothetische Schnittstelle zum Netzbetreiber) Verbräuche bei KundInnen abgeschaltet oder beschränkt.

Effekte:

Kosten: Der Konsum von Strom für eine Tätigkeit (d.h. die Energiedienstleistung) zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung oder ein Ausfall der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen (größer gleich Null) dar. Für den gegebenen Tarif ist eine umfangreiche Erwartungshaltung der KundInnen

hinsichtlich der Nutzeneinbußen erforderlich, d.h. der Kunde muss Erwartungen zur Häufigkeit und Dauer des Fremdeingriffs haben und abschätzen, welche Energiedienstleistungen er zeitlich verlagern muss.

Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Analog zum Nutzenverlust müssen EndkundInnen bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzengewinn) haben (sofern keine Pauschale vereinbart ist, denn dann ist klarerweise keine Erwartung vonnöten).

EndkundInnen entscheiden sich für eine Verlagerung des Verbrauchs, wenn die Summe aus dem (subjektiven) Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung (eigentlich handelt es sich hier um sogenanntes *Peak Clipping*, da es um die Vermeidung von Lastspitzen oder Preisspitzen geht) wird durch den Netzbetreiber oder den Lieferanten durchgeführt. Das Peak Clipping ist jederzeit möglich (im Rahmen der in der Annahme festgelegten interessanten Tageszeiten).

Informationskosten: gering. Es entstehen nur Lernkosten, wobei die Komplexität des Tarifs eine sehr geringe ist. Die Anpassungskosten sind minimal, da keine Handlungen aktiv gesetzt werden müssen.

Abzuleitende Erwartung: Unterbrechbare Lasten sind eine allgemein akzeptierte und schon lange angewandte Tarifform. Insbesondere in jenen Bereichen, in denen die Unterbrechung mit keinen Komfortverlusten einhergeht (thermische Speicher, Elektroheizung, Wärmepumpe) finden unterbrechbare Tarife Anwendung.

Tabelle 2-15: *Energiepreismodell INT – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet. Der Lieferant beschränkt den Verbrauch in Zeiten sehr hoher Energiepreise. Diese sind dann eher gegeben, wenn wenig Erneuerbare zur Verfügung stehen und die Nachfrage hoch ist – d.h. nicht unbedingt dann, wenn das Netz stark ausgelastet ist.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet. Der Lieferant beschränkt den Verbrauch in Zeiten sehr hoher Energiepreise. Diese sind dann eher gegeben, wenn wenig Erneuerbare zur Verfügung stehen und die Nachfrage hoch ist – d.h. nicht unbedingt dann, wenn das Netz stark ausgelastet ist.
Z7	(+)	Erkennt der Lieferant aus Erfahrungswerten, dass Verbräuche nachgeholt werden, so kann vor Preistälern (die neben einer geringeren Nachfrage für mehr Angebot volatiler Erneuerbarer stehen können) eine Beschränkung erfolgen. Dennoch erscheint das Szenario unrealistisch.
Z8	(+)	Erkennt der Lieferant aus Erfahrungswerten, dass Verbräuche nachgeholt werden, so kann vor Preistälern (die neben einer geringeren Nachfrage für mehr Angebot volatiler Erneuerbarer stehen können) eine Beschränkung erfolgen. Dennoch erscheint das Szenario unrealistisch.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbaren Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Tabelle 2-16: *Netzpreismodell INT – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Im Vergleich zum beschränkbareren Tarif ist nur ein Teil der Geräte der KundInnen betroffen, aber diese sind ganz weggeschaltet.
Z2	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Im Vergleich zum beschränkbareren Tarif ist nur ein Teil der Geräte der KundInnen betroffen, aber diese sind ganz weggeschaltet.
Z3	+	Durch jederzeitige Abschaltung, eventuell im Kreislauf (vergleichbar mit Rolling Black Out), ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z4	+	Durch jederzeitige Abschaltung, eventuell im Kreislauf (vergleichbar mit Rolling Black Out), ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z5	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden. Eventuell ist im Verteilnetzabschnitt mit wenigen ansteuerbaren Geräten die Intensität der Lastreduktion unzureichend.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden.
Z7	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z8	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbare Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Schlussfolgerungen unterbrechbare Lasten:

Lastunterbrechungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant, für Netzbetreiber bieten sie umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundengeführten Lastverschiebung.

2.2.14 Remote Load Control (RLC)

Effekte:

Kosten: Bei diesem Tarif geht es konkret um den Bezug einer Energiedienstleistung, nicht um den Bezug von Energie. Der Netzbetreiber oder Lieferant gewährleistet ein zur Verfügung stehendes Mindestausmaß der Energiedienstleistung und wird für diese bezahlt bzw. entschädigt (nicht für den Energieverbrauch).

Damit ist das KundInnenbedürfnis stets befriedigt (kein Nutzenverlust). Der Endkunde wählt folglich diesen Tarif dann, wenn er einen Nutzensgewinn erfährt. Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Der Endkunde muss bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzensgewinn) haben.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung (eigentlich handelt es sich hier um ein sogenanntes *Peak Clipping*, da es um die Vermeidung von Lastspitzen oder Preisspitzen geht) wird durch den Netzbetreiber oder den Lieferanten durchgeführt. Das Peak Clipping ist jederzeit möglich (im Rahmen der in der Annahme festgelegten interessanten Tageszeiten).

Informationskosten: gering. Es ist festzulegen, wie die Energiedienstleistung gemessen wird (z.B. m³ Warmwasser). Ist dies gewährleistet und verständlich, so ist der Tarif insgesamt

einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Es ist anzunehmen, dass der Energiedienstleister eine Erwartung an das Verbrauchsmuster der KundInnen hat und (unter Ausnutzung von gegebenenfalls vorhandenen Speichern) die kosteneffizienteste Bereitstellung der Energiedienstleistung wählt.

Netzbetreiber, die ihre langfristigen Kosten minimieren wollen, beachten bei der Erbringung der Energiedienstleistung aktuelle Netzerfordernisse. Jedoch ergeben sich aus der Liberalisierung rechtliche Beschränkungen, ob und wie Netzbetreiber eine Energiedienstleistung anbieten können.

Kostenminimierende Energiedienstleister (z.B. auch Lieferanten) versuchen, die Energiedienstleistung zu den geringsten möglichen Kosten zur Verfügung zu stellen. Da das Produkt aus Menge_t mal Eigenkosten_t der gelieferten Energie für den Energiedienstleister die variablen Kosten darstellen, wird dieser versuchen, diese zu optimieren. Es bestehen Anreize, unter Beachtung von Verlusten und Verbrauchsmustern, möglichst kostengünstigen Strom einzusetzen und die Stromzufuhr zu minimieren.

Tabelle 2-17: Energiepreismodell Remote Load Control – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z2	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z3	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z4	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z5	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z6	o	kein Beitrag, weil der Energiepreis den Netzzustand nicht beachtet.
Z7	+	Der Lieferant kann Zeiten geringer Energiepreise bzw. hoher Einspeisung nutzen.
Z8	+	Der Lieferant kann Zeiten geringer Energiepreise bzw. hoher Einspeisung nutzen.
Z9	o	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, denn es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbare Nutzeneinbußen ferngesteuert werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt. Durch die Verrechnung des Nutzens, nicht des Stromverbrauchs, setzt der Lieferant ggf. Effizienzmaßnahmen und es kann zu einem Wenigerverbrauch kommen.

Tabelle 2-18: *Netzpreismodell Remote Load Control – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	++	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung möglich.
Z2	++	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung möglich.
Z3	+	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z4	+	Durch jederzeitige Ab- und Zuschaltung ist auch eine mittelfristige Einflussnahme möglich.
Z5	+	Durch das gezielte Kappen von Spitzenlasten und das gezielte Füllen von Lastentälern und die Abstimmung mit der aktuellen Situation im Verteilnetzabschnitt kann der Netzausbau vermieden/verzögert werden.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen von Spitzenlasten und das gezielte Füllen von Lastentälern und die Abstimmung mit der aktuellen Situation kann der Netzausbau vermieden/verzögert werden.
Z7	+	Das Netz kann auf Fluktuationen reagieren. Eine höhere Last aus PV und Kleinwindkraft kann bewältigt werden, damit eventuell mehr Anlagen gebaut werden. Überlastet die Einspeisung aus PV und Kleinwindkraft jedoch längerfristig das Netz (die Wirkung des RLC ist zeitlich stark beschränkt) ist kein genereller Zubau von PV mehr möglich (Situation wie zuvor).
Z8	+	Das Netz kann auf kurzfristige Überschüsse reagieren. Jedoch ist die zeitliche Wirkung des RLC zeitlich beschränkt.
Z9	(-)	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, und es ist anzunehmen, dass speziell Lasten ohne unmittelbaren Nutzeneinbußen weggeschaltet werden, und es ist anzunehmen, dass es sich dabei sowohl bei Haushalten als auch bei Betrieben um thermische Lasten handelt.

Schlussfolgerungen Remote Load Control:

In einer Kombination aus Lieferant- und Netzbetreiber-geführten Tarif wäre die Fernsteuerung von Lasten der ideale Zugang zur (deutlichen) Erreichung eines Großteils der Zielsetzungen. Auf rechtliche Bedenken ist hinzuweisen.

2.3 Zusammenfassung der Effektivität bzw. Anreizwirkung der KleinkundInnen-Tarife auf die Zielsetzungen

2.3.1 Intensität der Tarifwirkung

Die Betrachtung der Tarife erfolgt jeweils ausschließlich für eine Komponente des Gesamtpreises, also für die Komponente „Netz“ oder „Energie“. Das impliziert, dass die Anreize, die aus der einen Komponente hervorgehen, durch die Anreize der anderen Komponente verstärkt oder abgeschwächt werden.

Bei KleinkundInnen wird von gleichen Benchmarks ausgegangen (energie- und netzseitige jährliche Pauschalen sowie kWh-abhängige Kosten), wobei die Kosten beider Komponenten aktuell in etwa in ähnlicher Höhe anfallen und sich durch Beeinflussung der gleichen Variable (kWh) ändern. Für KleinkundInnen stellen sich die Änderungen der Kosten durch diese Kombination als abgeschwächte Form des flexiblen Tarifs dar (zum Beispiel sind Preisspreizungen auf etwa die Hälfte reduziert).

2.3.2 Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen

Kurzfristig (< 15 Minuten, Z1 und Z2) können KundInnen nicht reagieren bzw. haben KundInnen keinen Anreiz (d.h. auch: keine Information) ihr Verhalten zu ändern. Kurzfristig unterliegen auch Lieferanten kaum Anreizen, das Verhalten der KundInnen zu adaptieren. Die kurzfristige Systemoptimierung auf Verbrauchsseite kann nur vom Netzbetreiber ferngesteuert durchgeführt werden. Mittelfristig (< 5 Tage, Z3 und Z4) können KundInnen auch eigenständig reagieren, wenn ihnen Informationen zur Verfügung stehen. Zur Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus bieten sich v.a. last- oder mengenabhängige Tarife an, der Effekt von Pauschaltarifen könnte eine allgemeine Verbrauchssteigerung sein.

Während das Netz nur an der Bewältigung (Netzlast) bzw. dem Abtransport der volatilen Erneuerbaren interessiert ist, sind es v.a. die Lieferanten, die zum Zeitpunkt der Einspeisung (Z7, Z8), d.h. dann, wenn der Strom relativ günstig ist, ihre KundInnen zum Konsum bewegen wollen. Neben fernsteuerbaren Systemen geschieht dies am effektivsten durch die Einbindung der KundInnen (day-ahead angekündigte Echtzeit- oder Eventtarife).

Flexible Tarife verursachen gegebenenfalls eine Lastverschiebung. Lastverschiebungen gehen nicht zwingend mit Energieeinsparungen (Z9) einher. Für die meisten Tarife gilt: Mehrverbräuche entstehen durch Verluste von thermischen Speichern, Wenigerverbräuche aus einem bewussteren Umgang mit Energie. Ausnahmen: bei der reinen Fixtarifizierung kommt es zu deutlichen Mehrverbräuchen, da die Kosten einer zusätzlichen kWh drastisch sinken; beim reinen Verbrauchstarif, bei dem es keine fixen Preiskomponenten, d.h. keine Pauschalen, Grundgebühren oder Anschlusskosten gibt, kommt es zu Wenigerverbräuchen, da die Kosten einer zusätzlichen kWh steigen.

2.3.3 Ergebnisse zu den Effekten der Tarifen

Grundsätzlich gilt: werden Tarife nur auf eine der beiden Strompreiskomponenten Netz oder Energie angewandt, so tritt der Effekt im Vergleich zum Benchmark entsprechend abgeschwächt auf.

Das Ergebnis zur reinen Fixtarifizierung ist, dass kundInnenseitige Erzeugungsanlagen und kundInnenseitige Energieeffizienz negativ beeinflusst werden, jedoch ergibt sich auch kein Einfluss auf die Preisspreizung bei dynamischen Strompreisen. Die Hochlasttarifizierung

orientiert sich dagegen stärker an den Netzinteressen und lässt nur beschränkte Reaktionen auf die aktuelle Marktsituation zu (ohne eine monetäre Auswirkung zu haben). Für die reine Verbrauchstarifizierung, den Energiespartarif und die beiden betrachteten TOU-Tarife zeigen sich (leichte) positive Effekte bzgl. der Vermeidung des Ausbaus von Netzen, soweit dieser nicht primär von anderen Faktoren getrieben wird. Die reine Verbrauchstarifizierung ist der einzige Tarif, der relativ sicher zur Endenergieeinsparung beitragen kann. Beim Energiespartarif, von dem man dies der Bezeichnung nach ebenso erwarten würde, ergeben sich organisatorische Probleme und falsche Anreize unterhalb des Schwellenwerts.

Die Effektivität eines Tag-Nacht-Tarifs beschränkt sich auf die Vermeidung des Netzausbaus. In Annahme einer generellen Verfügbarkeit von Smart Metern ist ein HT/NT-Tarif einfach eingeführt, ein echter TOU könnte den Effekt weiter verstärken. Offen ist, inwieweit zeitvariable Tarife überhaupt den Netzausbau beeinflussen können: Mehrere Netzbetreiber stellen fest, dass ein HT/NT-Tarif zwar positive Effekte haben kann, der Netzausbau aber primär strukturell und demographisch getrieben wird und daher kaum Änderungen durch einen HT/NT-Tarif zu erzielen wären.

KundInnen können durch ihr Verhalten zur Vermeidung von mittelfristigen Netzproblemen beitragen. Ist eine adäquate Kommunikation in Richtung der KundInnen gegeben, so sind am Tag zuvor angekündigte Netzentgelt-Variationen (CPP bzw. Renewables Integration Pricing sowie Day-Ahead Real-Time-Pricing bzw. Day-Ahead Real-Time-Level-Pricing) besonders effektiv. Durch Anwendung auf die Energiepreiskomponente tragen diese Tarife zur Integration erneuerbarer Energien bei.

Tatsächliche Echtzeitpreise: Der Wert einer vom Lieferanten abgesetzten kWh orientiert sich am Börsenpreis (wenn auch im Vorhinein beschafft). Die meisten KundInnen werden aber über einen Einheitspreis abgerechnet, d.h. es erfolgt in einem Zwischenschritt beim Lieferanten eine Glättung (vgl. Dütschke et al., 2012).²⁷ Einzupreisende Risikoaufschläge sind aufgrund der hohen KundInnenanzahl wahrscheinlich gering. Geschieht diese Glättung nicht und reagiert der/die *Durchschnittskunde/in* kaum auf den Echtzeittarif (was angesichts der enormen Kurzfristigkeit als schwierig dargestellt wurde; Quelle: Experteninterview), ergibt sich für den Lieferanten kein Unterschied zur Situation ex-ante. Allerdings ist zu erwarten, dass bei einer Abrechnung über Echtzeitpreise jeweils KundInnen sowohl deutlich besser als auch deutlich schlechter gestellt werden (Horowitz und Lave, 2014).²⁸ Für KundInnen, die nicht auf ein Preissignal reagieren können, gilt, dass aus Sicht der Verteilungsgerechtigkeit ein Durchschnittspreis als fairer einzustufen ist (Quelle: Experteninterview).

Die schaltbaren Lasten, insbesondere wenn diese nicht nur ab- sondern auch zuschaltbar sind, eignen sich besonders zur kurzfristigen Netzsteuerung und haben über diesen Weg positive Effekte auf die mittelfristige Netzsteuerung und die Vermeidung des Ausbaus.

2.3.4 Variationen für den Lieferanten

Die von Lieferanten angebotenen Energiepreismodelle beeinflussen die Netzsituation kaum. Die Verbrauchstarifizierung kann dazu beitragen, dass Strom durch KundInnen eingespart wird und über diesen Zugang das Netz entlasten. Die Netzentlastung durch TOU-Tarife trifft dann zu, solange es „klassische“ Lastspitzen und -täler gibt. Diese einfache Variante hilft

²⁷ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

²⁸ Horowitz S., Lave L. (2014): Equity in Residential Electricity Pricing. The Energy Journal 35 (2014) No. 2, S.1-24.

dem Lieferanten, Verbräuche in günstigere Zeiten zu verlagern. Aus Sicht der ökonomischen Evaluierung sind drei Varianten zu empfehlen:

- Day-Ahead Real-Time-(Level-)Pricing: Durch die Echtzeit-Preissetzung und die gegebene Reaktionsmöglichkeit der KundInnen durch die Ankündigung am Vortag ergeben sich positive Effekte für den Lieferanten, weil Verbräuche wie beim TOU von Verbrauchsspitzen in -täler verlagert werden. Dies geschieht wesentlich zielgenauer als beim TOU. Ein generell hohes Erzeugungsangebot kann hier auf einem sehr direkten Markt weitergegeben werden.
- An Tagen mit besonders günstigen Strompreisen kann zukünftig ein Tiefpreis (Renewables Integration Pricing) ausgerufen werden, der mittels Smart Meter tatsächlich verrechnet werden kann.
- Um Beschränkungen hinsichtlich des Umfangs (TeilnehmerInnen) und der Intensität (beitragende TeilnehmerInnen) zu umgehen (wie es beim am Vortag angekündigten Echtzeittarif der Fall sein kann) kann der Lieferant eine Energiedienstleistung am separaten Zähler, wahrscheinlich v.a. für thermische Lasten (Boiler, Wärmepumpe), anbieten.

In der folgenden Tabelle 2-19 sind die Effekte der Tarifmodelle auf die definierten Zielsetzungen dargestellt. Legende:

- o keine Auswirkung, keine Tendenz bei mehreren Effekten
- + /++ positiver / deutlich positiver Effekt auf eine Zielsetzung
- / -- negativer / deutlich negativer Effekt auf eine Zielsetzung

Tabelle 2-19: Zusammenfassung der Energie-Tarifeffekte auf die Zielsetzungen eines Smart Grid. Zur besseren Lesbarkeit wurden im Vergleich zu den einzelnen Tarifen tendenzielle Effekte „(+)“ oder „(-)“ nicht beachtet und mit „o“ bewertet.

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Tarife ohne EndkundInnenkommunikation									
Reine Verbrauchstarifizierung (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	+
Energiespar-Tarif (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
HT/NT (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Echter Time of Use (Energie)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Tarife mit endkundInnenseitiger Einflussnahme									
Day-ahead Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	o
Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	+	o
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
Renewables Integration Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	-
Tarife mit Lieferanten-seitiger Einflussnahme									
Interruptable / unterbrechbar (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
Remote System Control / Fern-Management (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	+	o

2.3.5 Variationen für den Netzbetreiber

Die Anforderungen des Netzbetreibers beziehen sich aktuell auf das Halten der Power Quality sowie auf die Vermeidung von Engpässen. Die reine Verbrauchstarifizierung kann

dazu beitragen, dass Strom durch KundInnen eingespart wird und über diesen Zugang das Netz entlastet wird. Die Netzentlastung durch TOU-Tarife trifft dann zu, solange es „klassische“ Lastspitzen und -täler gibt. Dies ist eventuell angesichts unregelmäßig auftretender, mittags abzutransportierender Erzeugungsspitzen nicht mehr zielführend. Zielführend wäre eine Echtzeitfestsetzung des Entgelts, jedoch ist hier zu erwarten, dass bestimmte Zielgruppen nicht reagieren und dass strukturelle lokale Engpässe nicht behoben werden können. **In den ExpertInneninterviews wird darauf hingewiesen, dass ein für die Allgemeinheit der KundInnen angewandtes Entgelt auch für eben diese Allgemeinheit verständlich und wirtschaftlich verträglich sein muss.**

Aus Sicht der mikroökonomischen Evaluierung sind drei Varianten zu empfehlen:

- Um Beschränkungen hinsichtlich des Umfangs (TeilnehmerInnen) und der Intensität (beitragende TeilnehmerInnen) zu umgehen kann der Netzbetreiber (wie schon aktuell möglich) eine unterbrechbare Last am separaten Zähler, wahrscheinlich v.a. für thermische Lasten (Boiler, Wärmepumpe), anbieten. Regel-Varianten, die auch eine Zuschaltung erlauben (nicht nur eine Freischaltung) sind anzudenken.
- An besonders kritischen Tagen kann zukünftig ein CPP/EDP-Hochtarif ausgerufen werden, der mittels Smart Meter tatsächlich verrechnet werden kann.
- Eine Variation des Hochlasttarifs kann, wenn KundInnen entsprechende Informations- und Reaktionsmöglichkeiten haben, zur Vermeidung von Lastspitzen beitragen.

In der folgenden Tabelle 2-20 sind die Effekte der Tarifmodelle auf die definierten Zielsetzungen dargestellt. Legende:

- o keine Auswirkung, keine Tendenz bei mehreren Effekten
- + /++ positiver / deutlich positiver Effekt auf eine Zielsetzung
- / -- negativer / deutlich negativer Effekt auf eine Zielsetzung

Tabelle 2-20: Zusammenfassung der Netz-Tariffeffekte auf die Zielsetzungen eines Smart Grid. Zur besseren Lesbarkeit wurden im Vergleich zu den einzelnen Tarifen tendenzielle Effekte „(+)" oder „(-)" nicht beachtet und mit „o" bewertet.

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Tarife ohne EndkundInnenkommunikation									
Reine Fixtarifizierung (Preiskomponente Netz)	o	o	o	o	-	-	-	+	--
Hochlast-Tarif (Netz)	o	o	o	o	+	+	--	--	o
Reine Verbrauchstarifizierung (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	+
Energiespar-Tarif (Netz)	o	o	o	o	o	o	o	o	o
HT/NT (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Echter Time of Use (Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
Tarife mit endkundInnenseitiger Einflussnahme									
Day-ahead Real Time Pricing (Netz)	o	o	++	++	+	+	o	o	o
Real Time Pricing (Netz)	o	o	o	o	o	+	o	o	o
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Netz)	o	o	++	++	o	o	o	o	o
Tarife mit Netzbetreiber-seitiger Einflussnahme									
Interruptable / unterbrechbar (Netz)	++	++	+	+	+	+	o	o	o
Remote System Control / Fern-Management (Netz)	++	++	+	+	+	+	+	+	o

3 Effektivität flexibler Tarife bei GroßkundInnen

Grundsätzlich liegt für GroßkundInnen die gleiche Vorgangsweise wie für KleinkundInnen (vgl. Kapitel 1.2) zugrunde.

3.1 Benchmark

Die Energiekomponente setzt sich vorrangig aus den Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Netzkosten setzen sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus lastabhängigen Entgelten, die das Stromverbrauchsverhalten dominieren (Quelle: ExpertInneninterviews), und arbeitsabhängigen Entgelten je kWh, gegebenenfalls unterschieden nach Tag/Nacht bzw. Sommer/Winter, zusammen.

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt Grenzkosten größer als Null.

Lastverlagerung: Über die lastabhängigen Entgelte werden insofern Anreize zu einer zeitlichen Lastverlagerung gesetzt, als dass eine weitgehende Glättung zu erreichen ist. Über die arbeitsabhängigen Entgelte werden Anreize zur Verlagerung des Verbrauchs in die Nachtstunden gesetzt, jedoch werden die Preisunterschiede aufgrund der Dominanz der lastabhängigen Entgelte hinsichtlich ihrer Anreizwirkung als vernachlässigbar angesehen.

3.2 Flexible Tarifkategorien

Grundsätzlich gilt: Aufgrund der beiden unterschiedlichen Zugänge der Entgelt- und Preiskosten bei GroßkundInnen entstehen durch die Flexibilisierung bzw. Änderung einer Komponente völlig neue Kombinationen.

3.2.1 Reine Fixtarifizierung

Die Betrachtung erfolgt nur für die Netzpreiskostenkomponente

Das Netz unterliegt hohen Fixkosten (Investitionskosten, Wartung, Betrieb). Die Kosten pro zusätzlich transportierte kWh sind gering (Differenz der Netzverluste). Dass dies in Zeiten starker Belastungen eingeschränkt zutrifft (Notwendigkeit des Netzausbaus), ist hervorzuheben. Dennoch ist eine Betrachtung der reinen Fixtarifizierung damit zu rechtfertigen.

Die reine Fixtarifizierung bedeutet im Vergleich zum Benchmark, dass die volle Anschlussleistung voll ausgenutzt werden kann, d.h. auch keine kW-abhängige Preiskostenkomponente zur Geringhaltung des Stromverbrauchs anreizt.

Da die Anschlussleistung nur die Maximallast widerspiegelt, ist davon auszugehen, dass unterhalb dieser in geringerem Ausmaß eine Glättung des Verbrauchs erfolgt als zuvor, auch weil die Energiekomponente im Benchmark kW-unabhängig ist.

Effekte:

Grenzkosten: Die bezogene Energiemenge unterliegt netzseitigen Grenzkosten gleich Null, d.h. die zusätzlich bezogene kWh verursacht keine Kosten und es besteht ein auf die Energiekomponente beschränkter Anreiz, diese nicht zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Das Unternehmen hat im Gegensatz zum Benchmark durch einen Spielraum innerhalb der Anschlussleistung die Möglichkeit, ohne Gegenanreize des Netzes auf Preissignale zu reagieren.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach verständlich (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Ohne eine arbeitsabhängige Komponente und ohne eine Beschränkung der bislang durch eine lastabhängige Komponente geglätteten Last ist von einem Mehrverbrauch zu allen Tageszeiten auszugehen.

Tabelle 3-1: Netztarifmodell „Hochlast-Tarifierung“ – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	--	Kein negativer Anreiz dagegen, Lasten stark schwanken zu lassen.
Z2	--	Kein negativer Anreiz dagegen, Lasten stark schwanken zu lassen.
Z3	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z4	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z5	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z6	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z7	o	Nur zu einem gewissen Grad können Unternehmen, die sich primär in übergeordneten Netzebenen befinden, zur Nutzung hochvolatiler und lokaler DEA beitragen.
Z8	++	Unternehmen können im Rahmen ihrer Anschlussleistung sehr gut auf das prognostizierbare, zur Verfügung stehende Angebot erneuerbarer Energien reagieren.
Z9	--	Durch die Netzentgelt-seitige Freiheit, stets die volle Anschlussleistung ohne Mehrkosten zu beziehen, ist eine Steigerung des Verbrauchs zu erwarten.

3.2.2 Hochlast-Tarifierung

Die Hochlasttarifierung entspricht weitgehend der aktuellen Netzentgeltfestsetzung für GroßkundInnen im Benchmark.

Der Hochlast-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.3 Rein verbrauchsbasierte Tarifierung

Die reine Verbrauchstarifierung entspricht weitgehend den aktuellen Energiepreismodellen für GroßkundInnen. Die reine Verbrauchstarifierung ist daher im Fall von GroßkundInnen nur für die Netzkomponente als unterschiedlich zu betrachten.

Die Betrachtung erfolgt daher nur für die Netzpreiskomponente.

Effekte:

Grenzkosten: Da alle bisherigen Fixkosten auf den Preis pro kWh umgelegt werden, erhöht sich der Preis pro kWh und damit die Grenzkosten. Höhere Grenzkosten bewirken einen Anreiz, im Vergleich zum Benchmark weniger Energie zu verbrauchen.

Lastverlagerung: Das Ziel Lastglättung im Strommanagement der GroßkundInnen wird aufgehoben. Anreize zu zeitlichen Verlagerungen bestehen nicht.

Informationskosten: gering. Der Tarif ist einfach zu verarbeiten (gleichbleibende Grenzkosten) und weitere Informationen werden nicht benötigt.

Abzuleitende Erwartung: Da es primär die vorigen kW-Entgelte sind, die nun auf kWh umgelegt werden, wird der Konsum bei gleichen Kosten volatiler. Da bei der Produktion das Produkt im Vordergrund steht (Experteninterviews) ist keine Senkung des Verbrauchs zu erwarten. Eine Reaktion auf variable Energiepreise wird erleichtert.

Tabelle 3-2: Effekte auf die Zielsetzungen des Netztarifmodell der reinen Verbrauchstarifizierung.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	--	Volatilität erhöht die Komplexität der kurz- und mittelfristigen Systemoptimierung
Z2	--	Volatilität erhöht die Komplexität der kurz- und mittelfristigen Systemoptimierung
Z3	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z4	+	Mittelfristige Möglichkeit, volatilen Strom effizient abzutransportieren.
Z5	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z6	--	Steigender Stromkonsum und höhere Volatilität machen einen früheren Netzausbau erforderlich.
Z7	o	Nur zu einem gewissen Grad können Unternehmen bei ausreichend guten Prognosen zur Nutzung hochvolatiler und lokaler DEA beitragen.
Z8	o	Unternehmen können im Rahmen ihrer Anschlussleistung sehr gut auf das prognostizierbare, zur Verfügung stehende Angebot erneuerbarer Energien reagieren, die Preisspreizung und damit die Anreizwirkung würde aber durch die arbeitsabhängigen Netzentgelte gesenkt.
Z9	+	Der Tarif steht durch seine verbrauchssenkende Wirkung in klarem Einklang mit der energetischen Energieeffizienz. Aufgrund der Bedeutung des Outputs bzw. dessen Qualität ist kurzfristig von keiner Verringerung des Verbrauchs auszugehen. Dennoch werden Energieeffizienzmaßnahmen angereizt.

3.2.4 Energiespar-Tarif

Dieser Tarif wird als dahingehend kritisch betrachtet, als v.a. Unternehmen konjunkturellen Schwankungen unterworfen sind. Der ideale anzuwendende Schwellenwert wäre demnach deutlichen jährlichen oder saisonalen Schwankungen unterworfen.

Zwar könnte der Energiespartarif als automatisches konjunkturelles Mittel dienen (Wenigerverbrauch bedeutet deutlich geringere Kosten, dies wirkt stimulierend; ein Mehrverbrauch bedeutet deutlich höhere Kosten, dies wirkt konjunkturbremsend), jedoch kommen Aufgaben der Konjunkturpolitik nicht den Netzbetreibern oder Lieferanten zu.

Der Energiespar-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht betrachtet.

3.2.5 Tag/Nacht-Tarif (kWh)

Wird im Netzbereich schon aktuell angewandt und kommt daher bei Summenbildung (Netzentgelt plus Energiepreis) ebenso, wenn auch vermindert in der Intensität, zur Anwendung.

Der HT/NT-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.6 Tag/Nacht-Tarif (kW)

Aufgrund der Dominanz der lastabhängigen Entgelte soll eine Unterscheidung der lastabhängigen Entgelte nach Tageszeit analysiert werden.

Der HT/NT bildet stets eine Ausprägung des TOU, daher wird im Abschnitt zu TOU (kW) auf die tageszeitliche Ausgestaltung eingegangen.

3.2.7 Echter TOU (kWh)

Wird anstatt des leistungsabhängigen Entgelts nur ein statisch-zeitabhängiges TOU-Arbeitsentgelt eingehoben, gilt ähnliche Argumentation wie für die reine Verbrauchstarifizierung: die Produktion und die Qualität des Produkts stehen im Vordergrund. Je nach Auslastung und Prozessart werden die Betriebe versuchen, in der kostengünstigeren Tageszeit zu produzieren. Auch ist wie für die reine Verbrauchstarifizierung eine hohe Volatilität des Stromverbrauchs zu erwarten.

Wird zusätzlich zum leistungsabhängigen Entgelt ein statisch-zeitabhängiges TOU-Entgelt eingehoben, ergibt sich eine dem Benchmark ähnliche Situation. D.h., dass aufgrund des dominanten Leistungsentgelts keine signifikanten Reaktionen zu erwarten sind.

Der TOU-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.8 Echter TOU (kW)

Anstatt des für den gesamten Zeitraum eines Monats betrachteten leistungsabhängigen Entgelts wird ein statisch-zeitabhängiges Leistungsentgelt eingehoben, z.B. durch eine höhere leistungsabhängige Entgeltfestsetzung zu klassischen Spitzenlastzeiten und eine geringere in Niederlastzeiten. Die Abrechnung, so wird angenommen, erfolgt für die unterschiedlichen Tarifzeiten monatlich.

Aufgrund der Leistungsorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Effekte:

Grenzkosten: Die Grenzkosten des Verbrauchs verändern sich durch die statisch-zeitabhängige Entgeltfestsetzung nicht und werden nur über die selbst festgelegten Leistungsgrenzen bestimmt.

Lastverlagerung: Durch den Entgeltunterschied entsteht ein Anreiz zur Verlagerung des Verbrauchs. Es kommt zur zeitlichen Verschiebung von Lasten bzw. Verbräuchen, wobei die Zeitpunkte der Reduktion und der Steigerung fix (d.h. hier: mittelfristig inflexibel) vorgegeben sind.

Informationskosten: eher gering. Das Leistungsentgelt ist für GroßkundInnen verständlich (gleichbleibende Leistungsentgelte zu den Tarifzeiten) und weitere Informationen werden nicht benötigt. Der mehrmalige Wechsel der Tarifzeiten pro Tag und die Zahl der Tarifniveaus steigert die Komplexität in Relation zum Benchmark.

Abzuleitende Erwartung: Netzbetreiber weisen auch im Fall von GroßkundInnen darauf hin, dass Netzausbauten primär strukturell getrieben sind, d.h., dass für einen TOU-Tarif nur geringe Effekte hinsichtlich einer Netzausbauvermeidung erwartet werden.

Tabelle 3-3: Effekte auf die Zielsetzungen durch einen netzseitigen, leistungsabhängigen, statisch-zeitabhängigen TOU-Tarif.

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z2	o	Es sind hinsichtlich der kurzfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z3	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z4	o	Es sind hinsichtlich der mittelfristigen Systemoptimierung keine Änderungen zu erwarten.
Z5	+	Die resultierende <i>Spitzenlastvermeidung</i> (im Gegensatz zur aktuellen <i>Verbrauchsglättung</i>) kann einen Netzausbau vermeiden bzw. verzögern helfen.
Z6	+	Die resultierende <i>Spitzenlastvermeidung</i> (im Gegensatz zur aktuellen <i>Verbrauchsglättung</i>) kann einen Netzausbau vermeiden bzw. verzögern helfen.
Z7	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z8	o	Ein Time-of-Use-Tarif folgt nicht der aktuellen (Echtzeit) bzw. prognostizierten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
Z9	o	Es sind unter den getroffenen Annahmen keine signifikanten Änderungen des Gesamtverbrauchs in eine Richtung zu erwarten.

3.2.9 Day-ahead Real Time Pricing (kWh)

Aufgrund der Verbrauchsorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Energie“.

Aus den geführten Experteninterviews ist klar, dass insbesondere GroßkundInnen, die mittels Batch-Prozessen (d.h. verschiebbare Einzelprozesse bilden die Gesamtlast) produzieren oder keine volle Auslastung aufweisen auf Anreize zur Lastverschiebung reagieren würden. Ab einer bestimmten (als relativ hoch angegeben) Höhe der Strombezugskosten sind auch vorübergehende Output-senkende Eingriffe in kontinuierliche Produktionsprozesse denkbar.

Aufgrund dessen, dass die lastabhängigen Netzentgelte das Lastmanagement des Unternehmens dominieren, sind Echtzeit-Energiepreise stets im Zusammenhang mit der zweiten Preiskomponente „Netz“ zu betrachten.

Effekte:

Grenzkosten: Die auf finanzielle Anreize stark reagierenden UnternehmenskundInnen versuchen (unter Beachtung der Rahmenbedingungen, d.h. insbesondere der Netzkosten) ihre Last entsprechend den Preisanreizen zu gestalten.

Lastverlagerung: Durch den stündlichen Preisunterschied kommt es, je nach Gestaltung und Gewichtung der Netzkomponente, zu Lastverlagerungen.

Informationskosten: mittel. Die Produktionsplanung würde in engem Zusammenhang mit den aktuellen Energiepreisen stehen und müsste, je nach Einlangen der Preise, kurzfristig gestaltet werden. Im Vergleich zu KleinkundInnen wirkt die Möglichkeit, die Aufgabe der Energiepreisverwaltung bestimmten Verantwortlichen zuzuteilen, senkend auf die Informationskosten.

Tabelle 3-4: *Energiepreismodell Day-ahead Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z2	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z3	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	(+)	Möglichkeit zur Nutzung erneuerbarer Energien, solange dies im Netzinteresse liegt.
Z5	-	Der Energiepreis beachtet Netzinteressen nicht. Zu beachten ist, dass die zweite Strompreiskomponente „Netz“ dies wieder ausgleichen kann.
Z6	-	Der Energiepreis beachtet Netzinteressen nicht. Zu beachten ist, dass die zweite Strompreiskomponente „Netz“ dies wieder ausgleichen kann.
Z7	+	Die Einspeisung ist im Vergleich zu Wind weniger gut prognostizierbar, speziell für ein bestimmtes Verteilnetz. Des Weiteren hat eine einzelne dezentrale Anlage keine Auswirkung auf den Strompreis. D.h. der Tarif liefert keinen Beitrag zur Integration von PV und Kleinwindanlagen im Verteilnetz. Im Gesamtsystem ist Gleiches wie bei Z8 zutreffend.
Z8	++	Die Einspeisung von Windenergie ist trotz Volatilität gut prognostizierbar und liegt in der Merit Order an erster/früher Stelle. D.h. der Strompreis sinkt, und da dieser über den prognostizierten Preis weitergegeben wird, kann die erneuerbare Energieerzeugung besser genutzt werden.
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste.

3.2.10 Day-ahead Real Time Pricing (kW)

Da Unternehmen in Experteninterviews darstellen, dass das leistungsabhängige Netzentgelt die dominante die bezogene Last beeinflussende Variable ist, und dass diese einen Mehr- oder Wenigerverbrauch wirtschaftlich unattraktiv erscheinen lässt, wird hier eine Variabilität dieser Netzentgeltkomponente betrachtet. Die Gestaltung ist analog zum Day-ahead Real Time Pricing angedacht, d.h. dass sich die leistungsabhängigen Netzentgelte stündlich verändern können und am Vortag von Netzbetreiber und/oder Regulator angekündigt werden.

Aufgrund der Lastorientierung erfolgt die Betrachtung ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Aus den geführten Experteninterviews ist klar, dass insbesondere GroßkundInnen, die mittels Batch-Prozessen (d.h. verschiebbare Einzelprozesse bilden die Gesamtlast) produzieren oder keine volle Auslastung aufweisen auf Anreize zur Lastverschiebung reagieren würden. Ab einer bestimmten (als relativ hoch angegebenen) Höhe der Strombezugskosten sind auch vorübergehende Output-senkende Eingriffe in kontinuierliche Produktionsprozesse denkbar.

Effekte:

Grenzkosten: Die auf finanzielle Anreize stark reagierenden UnternehmenskundInnen versuchen (unter Beachtung der Rahmenbedingungen, d.h. insbesondere der Netzkosten) ihre Last entsprechend den Entgeltanreizen zu gestalten.

Lastverlagerung: Durch den stündlichen Entgeltunterschied kommt es, je nach Gewichtung der Netzkomponente, zu Lastverlagerungen.

Informationskosten: mittel. Die Produktionsplanung würde in engem Zusammenhang mit den aktuellen Netzentgelten stehen und müsste kurzfristig gestaltet werden. Im Vergleich zu KleinkundInnen wirkt die Möglichkeit, die Aufgabe der Energiepreisverwaltung bestimmten Verantwortlichen zuzuteilen, informationskostensenkend.

Tabelle 3-5: Netzentgeltmodell Day-ahead Real Time Pricing – Effekt auf die Zielsetzungen

Z	+/-	Beschreibung
Z1	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z2	o	kein Beitrag aufgrund der Ankündigung am Vortag.
Z3	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann die Versorgungssicherheit mittelfristig erhöht werden.
Z5	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann der netzausbau verzögert werden.
Z6	++	Durch netzseitige Beeinflussung der Last kann der netzausbau verzögert werden.
Z7	o	GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen
Z8	+	Unter Beachtung der primären netzseitigen Zielsetzungen kann eingespeiste erneuerbare Energie leichter einem Verbraucher zugeführt werden.
Z9	o	Es kommt zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs. Über die Veränderung der gesamten Stromverbrauchsmenge ist keine klare Aussage möglich: Werden thermische Speicher zur Verlagerung verwendet, so entstehen energetische Verluste.

3.2.11 Day-ahead Real Time Level Pricing

Das Konsumentenschutzgesetz könnte Restriktionen bei der Schwankung von Preismodellen vorsehen. Daher wurde die Betrachtung des Niveau-Tarifs in die vorliegende Analyse aufgenommen. Für GroßkundInnen (Unternehmen) ist eine gesonderte Betrachtung nicht notwendig, da das Konsumentenschutzgesetz auf sie nicht zutrifft.

Der Tarif Day-ahead Real Time Level Pricing wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.12 Real Time Pricing

In Abschnitt 2.2.9 wird festgestellt, dass auch für GroßkundInnen, die angesichts des hohen Informationsaufwands als die primären Interessenten eines tatsächlichen Echtzeittarifs anzusehen sind, zu unterstellen ist, dass sie zur besseren Planbarkeit gute Prognosen und damit einen Day-Ahead-Tarif bevorzugen.

Der Tarif Real Time Pricing wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.2.13 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Als am Vortag angekündigte Hochpreiszeiten (kWh) bzw. Zeiten mit hohen Netzentgelten (kW) entspricht das Critical Peak Pricing bzw. das Extreme Day Pricing im Grunde dem Day-ahead Real Time Pricing. Es ist anzunehmen, dass für die Unternehmen, die per Annahme stark auf betriebswirtschaftliche Parameter fokussiert sind, der wesentliche Unterschied bzgl. der Beteiligung die veranschlagte Preis- bzw. Entgeltspreizung zum Normaltarif darstellen wird.

3.2.14 Renewables Integration Pricing

Als am Vortag angekündigte Niederpreiszeiten (kWh) bzw. Zeiten mit geringeren Netzentgelten (kW) entspricht das Renewables Integration Pricing im Grunde dem Day-ahead Real Time Pricing. Es ist anzunehmen, dass für die Unternehmen, die per Annahme stark auf betriebswirtschaftliche Parameter fokussiert sind, der wesentliche Unterschied bzgl. der Beteiligung die veranschlagte Preis- bzw. Entgeltspreizung zum Normaltarif darstellen wird.

3.2.15 Beschränkbare Last

Lastbeschränkungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant: generell ist ein geringerer Verbrauch nicht als Zielsetzung des Lieferanten anzusehen. Darüber hinaus ergeben sich rechtliche Bedenken hinsichtlich Betriebssicherheit und technische Bedenken hinsichtlich der Schaltbarkeit (diese kann nicht über den sich im Besitz des Netzbetreibers befindlichen Zähler erfolgen; Quelle: Experteninterviews). Für Netzbetreiber bieten Lastbeschränkungen umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundengeführten Lastverschiebung.

Bei Betrieben ist nicht davon auszugehen, dass sie eine unangekündigte Beschränkung am Hauptstromzähler tariflich wählen. In den Experteninterviews wird klar angegeben, dass die sichere (noch vor einer möglichst günstigen, und nochmals vor einer flexiblen) Stromzufuhr das primäre Anliegen ist.

3.2.16 Unterbrechbare Last

Lastunterbrechungen sind für Lieferanten weitgehend uninteressant: generell ist ein geringerer Verbrauch nicht als Zielsetzung des Lieferanten anzusehen. Darüber hinaus ergeben sich rechtliche Bedenken hinsichtlich Betriebssicherheit und technische Bedenken hinsichtlich der Schaltbarkeit (diese kann nicht über den sich im Besitz des Netzbetreibers befindlichen Zähler erfolgen) (Quelle: Experteninterviews). Für Netzbetreiber bieten Lastunterbrechungen umfangreiche, v.a. kurzfristige Möglichkeiten zur nicht kundInnengeführten Lastverschiebung.

Die Betrachtung erfolgt daher ausschließlich für die Strompreiskomponente „Netz“.

Effekte:

Kosten: Der Konsum von Strom für eine Tätigkeit (d.h. die Energiedienstleistung) zu einer bestimmten Zeit ergibt für KundInnen einen bestimmten Nutzen. Eine zeitliche Verschiebung oder ein Ausfall der Energiedienstleistung stellt stets einen negativen Nutzen (größer gleich Null) dar. Für den gegebenen Tarif ist eine umfangreiche Erwartungshaltung der KundInnen

hinsichtlich der Nutzeneinbußen erforderlich, d.h. der Kunde muss Erwartungen zur Häufigkeit und Dauer des Fremdeingriffs haben und abschätzen, welche Energiedienstleistungen er zeitlich verlagern muss.

Der monetäre Anreiz des Tarifs stellt einen positiven Nutzen dar. Analog zum Nutzenverlust muss der Endkunde bei der Tarifwahl umfangreiche Erwartungen an die Entschädigungszahlung (monetärer Nutzengewinn) haben (sofern keine Pauschale vereinbart ist, denn dann ist klarerweise keine Erwartung vonnöten).

Der Endkunde entscheidet sich für den Tarif, wenn die Summe aus dem (subjektiven) Nutzenverlust und -gewinn positiv ist.

Lastverlagerung: Die Lastverlagerung ist jederzeit möglich.

Informationskosten: gering. Es entstehen nur initiale Informationskosten, wobei die Komplexität des Tarifs eine sehr geringe ist. Die Anpassungskosten sind minimal, da keine Handlungen aktiv gesetzt werden müssen.

Tabelle 3-6: *Netzpreismodell Lastunterbrechung – Effekt auf die Zielsetzungen*

Z	+/-	Beschreibung
Z1	+	Durch jederzeitige Abschaltung möglich. Die meisten GroßkundInnen sind aber an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z2	++	Durch jederzeitige Abschaltung möglich.
Z3	(+)	Geringerer Einfluss als kurzfristig, aber die Nutzung der Schaltmöglichkeit ist planbar. Die meisten GroßkundInnen sind aber an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z4	+	Geringerer Einfluss als kurzfristig, aber die Nutzung der Schaltmöglichkeit ist planbar.
Z5	o	Die meisten GroßkundInnen sind an höhere Netzebenen angeschlossen.
Z6	+	Durch das gezielte Kappen jener Spitzenlasten, die den Netzausbau erforderlich machen, kann dieser vermieden/verzögert werden.
Z7	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z8	o	Zur besseren Integration wäre eine ferngesteuerte Lasterhöhung vonnöten. Diese kann durch die Möglichkeiten dieses Tarifs kaum erreicht werden.
Z9	o	Es kann zu Mehrverbräuchen kommen, speziell wenn es sich um thermische Lasten handelt.

3.2.17 Remote Load Control (RLC)

Ist bei GroßkundInnen in Form von Einspar- oder Anlagen-Contracting gängig. Wie auch bei KleinkundInnen sind nur bestimmte Anlagenteile von der Möglichkeit, extern gesteuert zu werden, betroffen. Folglich gilt die gleiche Argumentation wie bei KleinkundInnen.

Der Remote Load Control-Tarif wird daher für GroßkundInnen nicht gesondert betrachtet.

3.3 Zusammenfassung zu den flexiblen Tarifen für GroßkundInnen

3.3.1 Intensität der Tarifwirkung

Die Betrachtung der Tarife erfolgt jeweils ausschließlich für eine Komponente des Gesamtpreises, also für die Komponente „Netz“ oder „Energie“. Das impliziert, dass die Anreize, die aus der einen Komponente hervorgehen, durch die Anreize der anderen Komponente verstärkt oder abgeschwächt werden.

Bei KleinkundInnen wird von gleichen Benchmarks ausgegangen (energie- und netzseitige jährliche Pauschalen sowie kWh-abhängige Kosten), wobei die Kosten beider Komponenten in ähnlicher Höhe anfallen und sich durch Beeinflussung der gleichen Variable (kWh) ändern. Übertragen auf die Effekt-Analyse bedeutet das, dass sich jeder betrachtete flexible Tarif in der Kombination für KleinkundInnen aus dem flexiblen Tarif und seinem Benchmark (eben die andere Komponente) zusammensetzt. Für KleinkundInnen stellen sich die Änderungen der Kosten durch diese Kombination als abgeschwächte Form des flexiblen Tarifs dar (zum Beispiel sind Preisspreizungen auf etwa die Hälfte reduziert).

Bei GroßkundInnen wird von unterschiedlichen Benchmarks ausgegangen (grundsätzlich kann von kWh-abhängigen Preise einerseits und kW-abhängigen Entgelten andererseits gesprochen werden). Die Kosten beider Komponenten fallen erstens nicht zwingend in ähnlicher Höhe an und werden zweitens durch unterschiedliche Variablen (kWh – kW) beeinflusst. Je nach Dominanz der Komponenten und neuen Anreize liegt die Wirkung eines flexiblen Tarifs also am Ende nicht wie bei KleinkundInnen in abgeschwächter Form vor, sondern eventuell sogar in vollem Umfang oder gar nicht.

3.3.2 Ergebnisse zur Erreichung der Zielsetzungen

Für alle netzseitigen Zielsetzungen gilt, dass sich diese im Fall von GroßkundInnen v.a. auf höhere Netzebenen beziehen, der Einfluss auf das Verteilnetz also verhältnismäßig geringer ist:

- Kurzfristig (< 15 Minuten) haben GroßkundInnen kaum Anreize bzw. ausreichende Informationen, um ihr Verhalten zu ändern. Kurzfristig unterliegen auch Lieferanten kaum Anreizen, das kundInnenseitige Verhalten zu beeinflussen. Die kurzfristige Systemoptimierung auf Verbraucherseite kann folglich primär vom Netzbetreiber ferngesteuert durchgeführt werden.
- Mittelfristig (< 5 Tage) reagieren besonders GroßkundInnen, wenn sie zuvor informiert wurden (Day Ahead Real Time Pricing). Die Nutzung einer volatilen prognostizierbaren Stromproduktion ist möglich und soweit sich diese Nutzung im Rahmen der bestehenden Netze und der Versorgungssicherheit durchführen lässt, ist dies auch gewünscht.
- Langfristig ist es insbesondere das heutige Entgeltsystem für GroßkundInnen, das auf die Vermeidung eines Netzausbaus abzielt, indem es eine Lastglättung forciert und implizit Lastspitzen vermeidet.

Day Ahead Real Time Pricing kann am besten zur Integration prognostizierbarer volatiler Energien beitragen. Stets gilt, dass Verluste mit der Last- bzw. Verbrauchsverlagerung einhergehen können, v.a. wenn thermische Speicher herangezogen werden.

3.3.3 Tarifmodelle für den Lieferanten

Es gilt einleitend zu erwähnen, dass „größere GroßkundInnen“ teilweise selbst den Stromeinkauf durchführen.

GroßkundInnen, die nicht auf Preisanreize reagieren können, weil ihnen keine Lastverschiebung möglich ist, erhalten von den Lieferanten einheitliche, zeitunabhängige Angebote (in Euro pro kWh). Das Risiko trägt dabei der Lieferant (vgl. Arbeitspapier 3/9 bzw. Dütschke et al., 2012),²⁹ wobei dieses Risiko natürlich wieder einzupreisen ist. Anders betrachtet erhalten diese GroßkundInnen einen Echtzeittarif mit Risikoaufschlag (sowie den weiteren Kosten- und Gewinnanteilen des Lieferanten).

GroßkundInnen, die auf Preisanreize reagieren können, weil ihnen Lastverschiebung möglich ist, können vom Lieferanten zeitabhängige Angebote (in Euro pro kWh zu einer bestimmten Zeit) erhalten. Sie tragen damit das Risiko von Preisänderungen, folglich entfällt der Risikoaufschlag. Kosten- und Gewinnanteile des Lieferanten sind noch zu addieren.

Deckt der Risikoaufschlag tatsächlich genau das Risiko eines Unternehmens, ist es für das Unternehmen hinsichtlich der Stromkosten egal, ob das Einheitspreis- oder das Echtzeitpreismodell gewählt wird. Bei Echtzeitpreismodellen besteht für das Unternehmen zumindest die Möglichkeit, auf die Tarifierreize und -informationen zu reagieren.

Sind in einem solchen Echtzeitpreismodell spezielle Warnhinweise bzw. -methoden z.B. für außergewöhnlich hohe Preise enthalten, werden Event-Tarife überflüssig. Statistische zeitabhängige Tarife (TOU) sind aufgrund der – zukünftig noch verstärkten – volatilen Einspeisung für die Strompreiskomponente „Energie“ nicht mehr effizient.

3.3.4 Tarifmodelle für den Netzbetreiber

Eine Fixtarifizierung (anschlussabhängige jährliche Pauschale) anstelle der kW-abhängigen Entgelte ermöglicht es den GroßkundInnen, auf Anreize des Energiemarkts zu reagieren. Eine Bereitstellung der Netzkapazität für die dadurch gewährten Lastspitzen sowie die zu erwartende allgemeine Verbrauchssteigerung würden – ceteris paribus – einen (frühzeitigen) Netzausbau erfordern. Die Versorgungssicherheit ist durch einen netzseitig hinsichtlich Menge und Zeit anreizfreien Strombezug weniger gewährleistet.

Wie oben bereits angesprochen ist es insbesondere das heutige kW-abhängige Entgeltsystem, das durch das Ziel der Lastglättung und die in dessen Erreichung implizierten Aspekte Lastspitzenvermeidung und Nichtvolatilität beinahe ideal auf die netzseitigen Interessen eingeht. Aus Sicht des Netzbetriebs ist die Starrheit des Verbrauchs nur dann kritisch zu betrachten, wenn es im Rahmen der Netzkapazitäten mangels Nachfrage nicht zur Zuführung von volatiler Einspeisung zu einer Verbrauchsstelle kommen kann. Dies ist definitiv als Problemstellung für den Netzausbau (Abtransport dieser volatilen Energie) und den Markt (unzureichende Nutzung günstiger Energie) anzusehen. Statische zeitabhängige Tarife (TOU) bieten angesichts der heutigen und zukünftigen Volatilität keine ausreichenden Möglichkeiten, um diese Problemstellungen zu lösen.

Die Betrachtung eines **kW-abhängiges Netzentgelt des Typs Day Ahead Real Time Pricing** simuliert erstens ein dynamisches Netzentgelt, zweitens und indirekt aber auch die Möglichkeit einer häufiger als einmal monatlich erfolgenden Maximallast-Messung. Aufgrund

²⁹ Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

guter Prognosemöglichkeiten erscheint ein dynamisches, für die einzelnen Stunden des Folgetags festgelegtes Netzentgelt als effektivste Variante, die Netzinteressen und die Marktinteressen in Einklang zu bringen, da damit eine Umsetzungsvariante des Ampelmodells (hohe Netzentgelte signalisieren „rot“, niedrige „grün“) vorliegt. Einem tatsächlichen, kW-abhängigen, Day Ahead Real Time Netzentgelt stehen jedoch die Argumente (Quelle: Experteninterviews) entgegen, dass

- die Festlegung am Tag davor einen administrativen und organisatorischen Aufwand darstellt,
- die Netzkosten jedenfalls zu decken sind,
- kritische Situation (aktuell) nur an sehr wenigen Tagen im Jahr vorliegen,
- sich die Volatilität des Stromverbrauchs von GroßkundInnen signifikant erhöhen wird (was die Notwendigkeit eines Netzausbaus verursachen könnte) und
- GroßkundInnen neben der technischen Strom-Bedarfsplanung weitere zwei statt nur einen Parameter berücksichtigen müssen (Energiepreis und Ampelstatus).

Experteninterviews haben ergeben, dass GroßkundInnen kaum auf Echtzeitpreise reagieren würden, weil das kW-abhängige Netzentgelt aktuell einmal monatlich durch 1/4h-Maximum-Messung eruiert wird und eine kurzzeitige Reaktion (z.B. drei Stunden mit günstigen Energiepreisen) zu für ein ganzes Monat erhöhten Netzkosten führen würde. Müssen die Gewinne aus der Energiepreisschwankung diese Netzkosten kompensieren, so müssen diese Schwankungen außerordentlich hoch sein. Kürzere Messungszeiträume, die jedoch den Netzanliegen nicht zuwider stehen (d.h. deutlich länger als z.B. stündlich, also z.B. täglich oder wöchentlich), sind als Möglichkeit in Betracht zu ziehen. Ideal wäre, dass GroßkundInnen entsprechend dem Ampelmodell vom Netzbetreiber Freigabe- oder Beschränkungssignale für Mehrverbräuche erhalten.

Zur Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit erscheint die Möglichkeit für Netzbetreiber, bestimmte Lasten von GroßkundInnen mittels eines schaltbaren Tarifs zu kontraktieren, als zielführend. Dabei ist auch die Möglichkeit der aktiven Zuschaltung (d.h. nicht nur die Freischaltung des Zählers, sondern ein Schalten des Geräts) als Maßnahme zu erachten, auch wenn heute entsprechende technische Vorkehrungen fehlen und Zuschaltungen durch den Netzbetreiber einem rechtlichen Graubereich unterliegen.