

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

Handlungsempfehlungen

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

S. Moser,
E. Schmutzger,
Ch. Friedl,
J. Mayr

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1i/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

Abgeleitete Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Ernst Schmutzner, Johann Mayr
TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Christina Friedl, Simon Moser
Energieinstitut an der JKU Linz

Linz und Graz, 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	Erläuterungen.....	5
1.1	Lastverschiebung durch flexible Tarife	5
1.2	Methodik dieses Projektteils	6
1.3	Begriffe.....	6
2	Verständlichkeit von Rechnungslegung und Tarifblättern	7
2.1	Verständlichere Rechnungslegung für aktuelle Netzentgelte.....	7
2.2	Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte und Preismodelle	7
2.3	Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle	8
3	Gestaltung zukünftiger Netzentgelte.....	10
3.1	Zielkonflikte	10
3.2	Tarifanreiz-Überschneidungen	10
3.3	Flexibilisierung der Netzentgelte von KleinkundInnen (aktuell ohne Leistungsmessung).....	11
3.3.1	Leistungsentgelte	11
3.3.2	Time-of-Use	14
3.3.3	Pauschale jährliche Entgelte	15
3.3.4	Event-Entgelte.....	16
3.3.5	Entgelte für zu- und abschaltbare Lasten	16
3.3.6	Alternative Netzentgelt-Varianten	17
3.3.7	Zusammenfassung und Resultat.....	19
3.4	Flexibilisierung der Netzentgelte von GroßkundInnen (aktuell mit Leistungsmessung).....	22
3.4.1	Anreize aus dem Intervall der Lastmessung	22
3.4.2	Arbeitsabhängige Entgelte	23
3.4.3	Zeitabhängige Entgelte	23
3.4.4	Ideallösung Ampelsystem.....	24
3.5	Optimierung der Netzentgelte für (dezentrale) Einspeiser	24
4	Gestaltung zukünftiger Energiepreismodelle	25
4.1	Märkte.....	25
4.2	Energiepreise für KleinkundInnen (TarifkundInnen).....	26
4.3	Energiepreise für GroßkundInnen (VerhandlungskundInnen).....	27
5	Steuern und Abgaben	28
5.1	Umsatzsteuer	28
5.2	Gebrauchsabgabe.....	28
5.3	Elektrizitätsabgabe.....	28

5.4	Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale	28
6	Technische Aspekte	30
6.1	Smart Metering.....	30
6.1.1	Minimalanforderungen aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung.....	30
6.1.2	Weitere Funktionalitäten aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung.....	30
6.2	Kommunikation zu EndkundInnen	31
6.3	Automatisierung und IKT	32
6.3.1	Vorhandene kurz- und mittelfristige Automatisierungspotentiale	32
6.3.2	Zukünftige Möglichkeiten und langfristige Einbeziehung	33
6.3.3	Technische Umsetzung der Dateninfrastruktur.....	33
6.3.4	Mögliche Modelle für Smart Grids	34
6.4	EndkundInnenseitige Erzeugung.....	34
6.5	EndkundInnenseitige Speicher	35
7	Soziale Aspekte einer Tarif-Flexibilisierung	36
7.1	Kunden- und Marktsegmentierung	36
7.1.1	Interessierte KundInnengruppen	36
7.1.2	EndkundInnen-Motivation & Akzeptanz.....	36
7.1.3	Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Lieferantensicht.....	37
7.2	Umverteilungswirkung	38
7.2.1	Umverteilungswirkung durch Netzentgelte	38
7.2.2	Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“.....	38
7.2.3	Forschungsbedarf	38
8	Weitere Aspekte zu Recht und Regulierung	39
8.1	Zeit- und Lastvariabilität des Netzentgelts	39
8.2	Flexibilität des Strompreises.....	39

1 Erläuterungen

Derzeit werden den meisten StromkundInnen unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzübertragungskapazitäten ein bestimmter Strompreis und ein bestimmtes Netzentgelt pro verbrauchte kWh verrechnet bzw. ein Entgelt für die maximal bezogene Leistung in einem bestimmten Zeitraum veranschlagt. Durch eine Flexibilisierung der Netzentgelt-Komponente könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln, durch eine Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente wiederum könnte die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widergespiegelt und somit nötigenfalls auf Engpässe und Überschüsse effizienter reagiert werden. Durch die Flexibilisierung der Preise und Entgelte kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst werden, zu welchen Zeitpunkten sie elektrische Energie verstärkt oder vermindert konsumieren.

Eine Flexibilisierung des Tarifs impliziert im Rahmen des Projekts Flex-Tarif den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten bzw. Verbräuche zu verschieben. Das heißt:

- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Netz“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Netzbetreiber ab (vgl. Kapitel 3).
- Eine Flexibilisierung der Strompreiskomponente „Energie“ zielt auf eine Realisierung des Lastverschiebungspotenzials durch den Lieferanten ab (vgl. Kapitel 4).

Des Weiteren ist eine zielorientierte Optimierung der Komponenten Abgaben und Steuern anzudenken, sodass diese dem Lastverschiebungspotenzial bzw. den Zielsetzungen nicht hinderlich sind (vgl. Kapitel 5).

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung von KundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine (im Vergleich zu vor wenigen Jahren) einfachere, kostengünstigere, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die KundInnen als AdressatInnen und AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Lieferanten als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer am Lastverschiebungsmarkt.

1.1 Lastverschiebung durch flexible Tarife

Flexible Stromtarife, sowohl in Form von flexiblen Netzentgelten als auch in Form flexibler Energiepreiskomponenten, können durch Lastverschiebung zu einer aktiven Beteiligung der VerbraucherInnen im Smart Grid beitragen. Im Projekt Flex-Tarif wird die Lastverschiebung als einziges strategisches Ziel der flexiblen Tarife angesehen.¹ Als strategische Ziele der Lastverschiebung selbst wurden die Versorgungsqualität, die Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus, die Integration volatiler erneuerbarer Energien sowie die energetische Energieeffizienz definiert.

¹ ExpertInnen weisen auch auf die Imagewirkung und Produktdifferenzierung durch neue Preismodelle von Lieferanten hin, die aktuell nicht zwingend strategische bzw. systemrelevante Zielsetzungen verfolgen.

1.2 Methodik dieses Projektteils

Im Zuge des Projekts Flex-Tarif wurden Analysen zu den technischen, ökonomischen, sozialen und rechtlichen Aspekten der Lastverschiebung geleistet. Anschließend bzw. parallel wurden 42 ExpertInnen-Interviews mit Vertretern der wesentlichen Stakeholder durchgeführt. Die in diesen Interviews vorgebrachten Argumente wurden mit den Analysen zusammengeführt.

In diesem Papier werden

- Handlungsempfehlungen abgeleitet,
- die relevantesten Erkenntnisse dargestellt und
- weiterer Forschungsbedarf festgestellt.

1.3 Begriffe

Zur Definition der Begriffe und Zielsetzungen ist auf den Projektbericht 3/9 zu verweisen. Kurz seien nochmals flexible Tarife beschrieben.

Tarife werden hier als Überbegriff für die Strompreiskomponenten Energie („Preis“) und Netz („Entgelt“) verwendet.

Entgelte bezeichnen (regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Netz. **Preise** oder Strompreise bezeichnen (nicht regulierte) pauschale, kW- und/oder kWh-abhängige Elemente der Strompreiskomponente Energie.

Als **flexible** Tarife werden alle pauschalen, kWh- bzw. kW-abhängigen Tarifkomponenten zusammengefasst, die eine Beeinflussung der Nachfrageseite mit sich bringen. Dazu gehören insbesondere schaltbare, dynamische (Real Time Pricing), zeitabhängige (Time of Use) und Event-Tarife. Diese Bezeichnungen gelten für beide Bereiche Netz und Energie.

2 Verständlichkeit von Rechnungslegung und Tarifblättern

In Bezug auf eine voranschreitende Flexibilisierung der Strompreiskomponenten Netz, Energie und ggf. Steuern bzw. Abgaben spielt die Steigerung bzw. Aufrechterhaltung der Verständlichkeit und Transparenz der Rechnungen und Tarifblätter eine wesentliche Rolle.

2.1 Verständlichere Rechnungslegung für aktuelle Netzentgelte

Die befragten ExpertInnen weisen darauf hin, dass die *derzeitige* Ausgestaltung der Verbrauchsinformation in Form der Stromrechnungen für viele KundInnen schwer zu verstehen ist. Dies trifft v.a. auf Haushalte zu, konnte im Zuge der Interviews aber auch bei Unternehmen festgestellt werden.

Das Miss- bzw. Unverständnis führen die ExpertInnen sowohl auf Mängel an Information, aber auch (i) auf die vielen Positionen der Rechnungen und (ii) Verwirrung durch die nicht allgemein bekannten Bezeichnungen der Positionen zurück. Eine Verringerung der netzseitigen pauschalen, kW- und/oder kWh-abhängigen Abrechnungsposition auf jeweils nur eine Komponente erscheint zielführend. Von Lieferanten können die Positionen freiwillig (insbesondere in Anbetracht der Kosten der Rechnungsanfragen in Callcentern) auf eine einzelne kWh-abhängige und gegebenenfalls eine pauschale Komponente zu reduzieren.

Für die Komponenten des Systemnutzungsentgelts gilt: Es wird empfohlen, die Herleitung der Entgeltfestsetzung zwar in der SNE-VO zu erklären, jedoch infolge nur ein Systemnutzungsentgelt auf der Rechnung der Kunden anzugeben; d.h. eine Summenbildung würde noch in der SNE-VO erfolgen.

Sowohl für Preise als auch Netzentgelte gilt, dass zu einer allgemein verständlichen Benennung der Positionen weitere Forschungen vonnöten sind. Aktuell ist auf von den AutorInnen mitbetreute Umfragen² und auf das Projekt „smarterterms – Intuitive Terminologie [...]“ (Sheveleva, 2014)³ hinzuweisen.

2.2 Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte und Preismodelle

Eine Herausforderung liegt bei *flexiblen* Tarifen darin, ein nachvollziehbares Stromabrechnungssystem zu erstellen, welches in verständlicher Weise die relevanten Preisfaktoren (Verbrauch und Last) wiedergibt und u.a. auch ein entsprechendes Feedback gibt, um nicht nur zu informieren sondern auch den KundInnen Anreize und sinnvolle Möglichkeiten zur Reaktion zu geben. Es wird empfohlen, diese Anreize auch im Rahmen der gegebenen rechtlichen Regelwerke und Möglichkeiten zu evaluieren und adaptieren.

Auf Basis der zukünftig monatlich bereitgestellten Smart-Metering-basierten Verbrauchsdaten erscheint es wesentlich, bei der Abrechnung des Stromverbrauchs mittels flexibler Tarifsysteme Verständlichkeit bei gleichzeitiger Transparenz⁴ zu gewährleisten,

² Beispiel: Der Terminus „Grundgebühr“ wird von KundInnen gegenüber anderen Termini zur Beschreibung einer fixen intervallmäßigen Pauschale bevorzugt.

³ Sheveleva T. (2014): smarterterms – Intuitive Terminologie für den Endverbraucher von Smart-Grid-Systemen. Poster, Smart Grids Week 2014. Web:

http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/events/20140522_sgw14_poster_45_smarterterms_intuitive_terminologie_fuer_den_endverbraucher_von_smart_grid_systemen.pdf (2014-09-30).

⁴ Transparenz bedeutet hier, dass alle Informationen, wie der zu zahlende Betrag zustande kommt, in der Rechnung enthalten sind (vollkommene Information).

sodass diese in ihrer Darstellung nicht komplexer wird. Die Herausforderung liegt darin, ein nachvollziehbares Stromabrechnungssystem zu erstellen, welches in transparenter Weise den Verbrauch wiedergibt und u.a. auch ein entsprechendes Feedback (z.B. mittels Stromverbrauchs-Benchmarks) gibt, um nicht nur zu informieren sondern auch den EndverbraucherInnen Anreize zur Reaktion (unter gegebenen Handlungsmöglichkeiten) zu geben.

Die Transparenz der Rechnungslegung ist wesentlich von der Art der zukünftigen Netzentgelt-Festsetzung abhängig. Tatsächlich erscheint eine vollständige Darstellung auf der Rechnung z.B. bei dynamischen, sich täglich ändernden Entgelten als hochkomplex und v.a. für EndkundInnen unverständlich. Der Gesetzgeber hat (dies trifft in dieser Form auch heute zu einem gewissen Grad zu) zwischen Transparenz und Verständlichkeit abzuwägen. Eine Variante, bei der Detailinformationen auf den Webseiten des Netzbetreibers wiedergegeben werden, ist vorstellbar, insbesondere, wenn dort auch durch Smart Meter aufgezeichnete Messdaten vorliegen, sodass interessierte Kunden ihre Energierechnung im Detail nachvollziehen können.

Anmerkung: Eine derartige Dynamisierung der Netzentgelte mit hochkomplexen Entgeltmodellen kann aufgrund der Erkenntnisse die im Rahmen dieses Projektes gewonnen wurden nicht empfohlen werden, siehe 3.3.6.2.

2.3 Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle

Grundsätzlich trifft die Argumentation zur Rechnungslegung für zukünftige Netzentgelte auch für die Abrechnung der Strompreiskomponente „Energie“ zu, insbesondere wenn das zugrundeliegende Energiepreismodell ein hochkomplexes ist (z.B. dynamische Preissetzung ohne vordefinierte Preisniveaus).

Hinsichtlich der Tarifblätter für hochkomplexe Energiepreismodelle werden Überlegungen zu zukünftigen Modellen notwendig sein, um einerseits den KundInnen Feedback zu geben und andererseits die Transparenz und den Informationsgehalt (auch der Stromverbrauchsinformation) zu gewährleisten.

Bei Vertragsunterzeichnung müssen laut § 80 Abs. 3 EWiVOG 2010 die Energiepreise in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder in den Vertragsformblätter angeführt sein. Insbesondere bei hochkomplexen Energiepreismodellen (z.B. dynamische, sich täglich ändernde tageszeitabhängige Preise mit/ohne Preisniveaus bzw. mit/ohne Mindest- und Höchstpreisen) ist die rechtliche Situation unklar.⁵

Damit sind folgende juristische Fragestellungen verbunden, welche in Folgeprojekten aufzuarbeiten wären:

- Sind Höchstpreisangaben am Tarifblatt ausreichend?
- Sind Verweise auf externe Preisquellen zulässig (z.B. Homepage der Energiebörse)?

⁵ Bei speziellen Eventtarifen ist zwar der Zeitpunkt unklar, der erhöhte bzw. gesenkte Preis kann aber angegeben werden. Bei statischen, tageszeitabhängigen Tarifen (klassischer Time of Use, wie zB. HT/NT-Tarife) können die einzelnen Preise ebenfalls angeführt werden; darüber hinaus ist auch der Zeitpunkt, zu dem der jeweilige Preis verrechnet wird, klar. Auch für unterbrechbare Strompreismodelle ist es möglich, die vom Lieferanten gezahlte Entschädigung pro Schaltung bzw. die Pauschale anzugeben. Ebenso rechtlich zulässig sind Energiedienstleistungen, die generell nicht über die bezogene Energiemenge, sondern eben über die bezogene Energiedienstleistung, verrechnet werden.

Der Gesetzgeber hat zwischen der Verständlichkeit für alle (insbesondere *vulnerable und/oder einkommensschwächere*) EndkundInnen bzw. KonsumentInnen einerseits und der Verhinderung eines die Systemeffizienz steigernden Marktes andererseits abzuwägen, welche Ansprüche bei Vertragsunterzeichnung zu erfüllen sind. Gerade in Situationen, wenn die Vertragsfestlegung Optionen bei der tatsächlichen Preisfestlegung für den Lieferanten erlaubt (z.B. Kopplung an offizielle Day-Ahead-Börsenpreise), erscheint eine rechtliche Zulässigkeit angebracht.

Zur Sicherstellung der Zulässigkeit auch hochkomplexer Energiepreismodelle sind gesetzliche Änderungen bzgl. der Anforderungen an Energielieferverträge zu empfehlen.

3 Gestaltung zukünftiger Netzentgelte

Neue Netzentgelte sollen einerseits für KundInnen transparent und verständlich und in der Praxis für Netzbetreiber leicht umsetzbar sein und andererseits eine kostenreflexive und zielorientierte Aufteilung der Netzgesamtkosten unter Berücksichtigung der politischen Schwerpunkte ermöglichen.

Flexible Netzentgelte sind für die Allgemeinheit verständlich, praktisch umsetzbar und wirtschaftlich verträglich zu gestalten. Es gilt auch, Überlegungen zu der Verteilung der damit entstehenden Kosten bzw. Kosteneinsparungen zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

3.1 Zielkonflikte

In vielen Netz-bzw. Erzeugungssituationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize, die von einem der beiden gesetzt werden, zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen entgegenwirken. Bedeutendstes Beispiel ist eine Situation mit günstigen Energiepreisen einerseits und instabilen bzw. an die Kapazitätsgrenzen geratende Netze andererseits (wodurch der Netzbetreiber einen geringeren Verbrauch den KundInnen erreichen möchte). Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, kann jedoch die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen: d.h. KundInnen können z.B. ein Gerät entweder zu- oder abschalten und folgen damit einer der beiden Interessen, aber nicht beiden.

Das „Ampelsystem“ als Lösungsmodell ist hier anzuführen. Mehr zu Zielkonflikten ist im Projektbericht 2/9 zu finden.

3.2 Tarifierungs-Überschneidungen

In den seltenen Fällen, in denen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bzw. der Versorgungsqualität (siehe Projektbericht 2/9) Eingriffe des Netzbetreibers nötig sind, eignen sich direkt schaltbare Lasten oder Hochpreis-Event-Entgelte (Critical Peak Pricing).

Für Lieferanten bleibt eine Steuerung über den Smart Meter von geringem Interesse, sie bevorzugen Anreize über dynamische oder gegebenenfalls statische Preismodelle; eine eventuelle direkte Steuerung von Lasten erfolgt angekündigt und/oder webbasiert.

Damit liegen nur geringe Überschneidungen hinsichtlich der Art der Reaktion und der Kommunikation der Entgelte bzw. Preise vor.

3.3 Flexibilisierung der Netzentgelte von KleinkundInnen (aktuell ohne Leistungsmessung)

Die Evaluierung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Tarifarten bezieht sich auf die Tarife, wie sie im Projektbericht 3/9 definiert wurden.

3.3.1 Leistungsentgelte

3.3.1.1 Vorteile

Als Leistungsentgelte sind eine Entgeltfestsetzung pro bezogene kW (oder die Festlegung von höheren Entgelten über einer bestimmten Schwelle) mit Messung des Maximalwerts in einem Intervall zu verstehen. Werden Leistungsentgelte angewandt, so versuchen KundInnen, ihre Lasten so gering wie möglich (bzw. unterhalb einer bestimmten Grenze) zu halten. Ähnlich des aktuellen Lastmanagements bei GroßkundInnen würden dann auch KleinkundInnen ihre Last glätten und individuelle Lastspitzen vermeiden.

- Daraus können sich Vorteile für die Netzausbauplanung ergeben, weil individuelle Lasten von KleinkundInnen besser zu planen wären.
- KleinkundInnen würden kostenreflexive Entgelte zahlen, weil jene mit höheren Lasten einen höheren Beitrag zum Erhalt der Netzinfrastruktur beisteuern würden.
- Sind Lastentgelte effektiv, so wirken sie zielorientiert, weil sie KundInnen Anreize zur Lastspitzenvermeidung bzw. Lastglättung aussetzen, die gegebenenfalls die Versorgungssicherheit erhöhen und die Vermeidung bzw. Verzögerung eines Netzausbaus unterstützen können.

3.3.1.2 Nachteile

KleinkundInnen haben keinen Überblick bzw. keine Information über ihre aktuelle Last. Auch Visualisierungssysteme (Ampeln) sind nicht als sinnvoll zu erachten, wenn diese nicht in allen Räumlichkeiten installiert sind. Eine Automatisierung, welche das Zuschalten von Lasten verhindert, kann den Komfort signifikant einschränken. Werden zur Einhaltung der Lastgrenzen (kleine) Batteriezwischenspeicher angewendet, so sind diese mit signifikanten Kosten für die Kunden verbunden.

Die Kostenentstehung kann bei einer Viertelstundenmaximumzählung für KundInnen nur schwer nachvollzogen werden (*was ist meine aktuell bezogene Leistung, welche Leistung hat dieses Gerät?*) und bietet daher kaum einen Anreiz bzw. Möglichkeit, hier eine lastverschiebende Reaktion zu setzen.

Unter der Annahme, dass KleinkundInnen über ihre aktuelle Last Bescheid wissen, gilt: wird über Leistungspreise abgerechnet, wird ihr Verbrauch dennoch weiterhin vornehmlich zu den gleichen Tageszeiten (z.B. „Mittagszeit“) stattfinden wie zuvor. D.h. einzelne KundInnen werden veranlasst, z.B. zwei Geräte direkt nacheinander in Betrieb zu nehmen, um Leistungsgrenzen nicht zu verletzen. Jedoch wird keine Verlagerung in eine andere Tageszeit erreicht. Aufgrund der stochastischen Verteilung sind aus Perspektive des Netzbetreibers individuelle Leistungsspitzen bei „10 Haushalten geringer“ sichtbar und bei „100 Haushalten verschwindend“.^{6,7} In anderen Worten sind erstens Lastspitzen einzelner

⁶ Illustration: Betreibt ein Kleinkunde zwei repräsentative Geräte hintereinander und macht dies ein zweiter Kleinkunde im gleichen Zeitraum ebenso, ergibt sich eine Lastkurve, die gleich jener Lastkurve ist, wenn der erste Haushalt beide Geräte gleichzeitig betreibt und darauf folgend (stochastisch zeitversetzt) der zweite Haushalt beide Geräte betreibt.

KleinkundInnen für das Stromnetz vernachlässigbar und zweitens stochastisch verteilt. Da der Nutzungszeitraum aber gleich bleibt, wird eine Leistungstarifizierung hinsichtlich des Zeitpunkts der Nachfrage schon ab dem jeweiligen Netzabschnitt nur insignifikant wenig im Vergleich zur aktuellen Lastsituation ändern. Unter einer bestimmten Leistungsgrenze gilt, dass Leistungsentgelte keinen bemerkenswerten Lenkungseffekt hinsichtlich Tageszeit und Menge des Stromverbrauchs haben. Eine Möglichkeit ist, die Leistungsentgelte zu Spitzenlastzeiten höher anzusetzen. Jedoch bleibt die Argumentation gültig, dass KleinkundInnen ihre Lasten dann *im selben Zeitraum* breiter verteilen / stärker glätten, was in Summe wieder einen vernachlässigbaren Effekt auf die Netzsituation hat.⁸

3.3.1.3 Netztrennung von KleinkundInnen: weitere Forschung vonnöten

Eine Möglichkeit, eine Leistungsgrenze ohne höhere Entgelte, deren Entstehung KundInnen nur schwer nachvollziehen können, durchzusetzen, ist die automatische Abschaltung der Stromversorgung durch den Smart Meter.

In Italien werden KleinkundInnen, die ihre vertraglich vereinbarte Leistung (Haushalte: 3 kW) übersteigen, automatisch durch den Smart Meter vom Netz getrennt. Liegt die bezogene Leistung zwischen 3,3, und 4 kW, so kann dies 3 Stunden lang ohne Unterbrechung erfolgen. Liegt die bezogene Leistung über 4 kW, so erfolgt eine Trennung nach 4 Minuten. Die Wiederherstellung der Leistungszufuhr erfolgt durch manuellen Knopfdruck der KundInnen am Smart Meter.

Einerseits erscheint die Netztrennung als adäquates Mittel, vertraglich vereinbarte Leistungen durchzusetzen. Entsprechende Gerätschaften (vgl. Interviews: z.B. Klimaanlage, Elektroautos oder Saunen bei Haushalten, Maschinen bei Nichthaushalten) würden folglich mit anderen (teureren) Netzverträgen einhergehen, die folglich als stärker kostenreflexiv ausfallen können.

Andererseits bleibt die oben dargestellte Argumentation, dass individuellen Leistungsspitzen von KleinkundInnen eine geringe Bedeutung zukommt, aufrecht; jedoch gilt dies v.a. für betriebliche Gerätschaften, die über eine sehr kurze Zeitdauer nur eingeschränkt (vgl. Interviews: z.B. medizinische Gerätschaften, die 30 Sekunden in 15 Minuten ein Zigfaches der vereinbarten Last beziehen).

Eine Alternative zur Abschaltung wäre ein deutlicher Entgeltzuschlag bei entsprechend langer Überschreitung der vertraglichen Leistungsgrenzen. Jedoch gilt hier, dass KleinkundInnen diese Überschreitung (im Gegensatz zu einer Abschaltung) nicht erkennen können (wie schon oben argumentiert). Folglich kann einer solchen Überschreitung auch nicht vorgebeugt bzw. diese behoben werden. Ein entsprechender Zuschlag ohne bewusstes Verschulden oder ohne kosteneffiziente praktische Möglichkeit darauf geeignet reagieren zu können erscheint als Fairnessfrage.

ExpertInnen verweisen auf die grundsätzliche Akzeptanzfrage und die damit verbundene generelle Fragestellung, ob man mit Netztrennungen in einem Land wie Österreich die öffentlich als selbstverständlich angesehene Verfügbarkeit „künstlich problematisieren“

⁷ Brauner G. (2010): Visionen für Energieautarke Siedlungen. Informationsveranstaltung „Plusenergiehäuser der Zukunft“, Präsentation. Web: http://www.tuwien.ac.at/fileadmin/t/t-transfer/Dokumente/Firmenservice_fuer_Untern/energieautarke%20Siedlungen_EAEW.pdf (2014-10-01).

⁸ Es ist also zu erwarten, dass hohe Spitzenlastentgelte einerseits nur bei wirtschaftlich potenten Kunden zu Laststeuerungsmaßnahmen bzw. Automatisierung der Laststeuerung führen wird und andererseits ein positiver Effekt auf das Netz durch Lastausgleich (Spitzenlastsenkung) nur in Netzteilen zu erwarten ist, die (zu) schwach dimensioniert sind oder an langen Netzausläufern liegen.

würde und wolle. Eine erfolgreiche Einführung des Mechanismus erfordert des Weiteren große Informationskampagnen, um den Mechanismus für KundInnen verständlich und nachvollziehbar zu gestalten, denn dies sei in Italien unterblieben und hat zu massivem Misstrauen/Imageverlust für Stromversorger geführt.

Auf Basis der erfolgten Evaluierung ist keine eindeutige Handlungsempfehlung abzuleiten.

3.3.1.4 Tarife und/oder Regeln für bevorzugte NetznutzerInnen: weitere Forschung vonnöten

Smart Meter bieten die Möglichkeit, wenn sie entsprechend technisch ausgestattet sind, die Stromzufuhr gezielt zu schalten. Dies ist v.a. für Zweitstromzähler vorgesehen, an denen keine bei kurzen Abschaltungen komfortrelevanten Geräte angeschlossen sind (z.B. Wärmepumpe, Warmwasserspeicher). Grundsätzlich könnten jedoch alle Zähler mit solchen Schaltungen ausgestattet werden, die dem Netzbetreiber einen gezielten Lastabwurf bzw. eine Lastbegrenzung ermöglichen und um wesentliche Geräte wie Kühlschrank und Beleuchtung weiter zu betreiben.

- In diesem Zusammenhang gilt es zu erwähnen, dass es in Großbritannien einen „priority service register“ gibt, in dem besonders vulnerable (schützenswerte) KundInnen vermerkt sind. Sie erhalten (z.B. bei Stromausfällen) eine bevorzugte Versorgung von den Netzbetreibern und werden als erste wieder mit Strom versorgt. In die Kategorie dieser schützenswerten KundInnen fallen z.B. Haushalte mit älteren Personen (Quelle: ExpertInneninterview).
- Auch aus Kalifornien ist bekannt, dass eine Bevorzugung im Zuge der dort durchgeführten „Rolling Brown-Outs“ durch die KundInnen erworben werden kann, die entsprechende Versorgungssicherheit also entgeltlich gesichert werden kann (Quelle: ExpertInneninterview).
- Im Falle eines Krisenfalls im Netz bzw. gar eines Black-Outs kann eine Schaltbarkeit von Smart Metern bzw. eine Begrenzung der Leistung (batteriegestützt, vom Trafo aus) zum Netzwiederaufbau zielführend sein (Quelle: ExpertInneninterview).

Diese Krisensituationen betreffen nicht den Einsatzbereich flexibler Tarife, denn dieser befindet sich im Vorfeld zu diesen: Vergünstigte Netzentgelte könnten KundInnen angeboten werden, die einen bevorzugten Abwurf ihrer Lasten in Krisensituationen gestatten. ExpertInnen weisen auch hier auf die kundInnenseitige Akzeptanz hin: die Bereitstellung von Drosselungsoptionen zum Erhalt günstigerer Konditionen müsse aus dem Betriebskunden-Geschäft wachsen.

Auf Basis der erfolgten Evaluierung ist keine eindeutige Handlungsempfehlung abzuleiten.

3.3.2 Time-of-Use

3.3.2.1 Vorteile

KundInnen haben ohne Hilfsmittel Schwierigkeiten und Informationsmängel, um Leistungsgrenzen einzuhalten. Dagegen verstehen KundInnen den Zusammenhang zwischen dem Betrieb eines Geräts per se und dass dafür Kosten anfallen. Auch müssen die aktuell bezogene Leistung und die Leistung des Geräts nicht bekannt sein. Statische Zeiträume mit unterschiedlichen Entgelten führen zu einer Routine seitens der Kunden und sind auf die Allgemeinheit anwendbar. Um das Ziel der Glättung von klassischen Lastspitzen zu erreichen, wären für Hauptstromzähler von KleinkundInnen statische, zeitabhängige (z.B. wochentags 12:00-14:00 Uhr und 17:00-21:00 Uhr) Arbeitsentgelte, welche zeitlich auf die Lastspitzen fokussieren, anzudenken.

3.3.2.2 Nachteile

Diese statischen Tarife können jedoch gegebenenfalls kontraproduktiv zum tatsächlichen Dargebot an Erneuerbaren Energien stehen (insbesondere mittags bei starker Einspeisung aus PV-Anlagen, aber auch z.B. abends, wenn entsprechende Mengen in der Winderzeugung zur Verfügung stehen). Im Forschungsprogramm E-Energy (Projekt AlpEnergy) wurden gegenteilig zum üblichen Netzbetreiberinteresse einer Lastspitzenkappung geringere Entgelte zur Mittagszeit getestet, welche einen Abtransport der eingespeisten PV-Energie ermöglichen sollte.⁹

ExpertInnen sehen für Time-of-Use-Tarife die grundsätzliche Möglichkeit, dass diese zu einer Verzögerung des Netzausbaus beitragen können. Gleichzeitig verweisen die ExpertInnen aber darauf, dass sich Fragen des Netzausbaus v.a. aufgrund von strukturellen Engpässen der Netzkapazität oder aufgrund von demographischen Veränderungen ergeben und somit keinen ausschließlichen Zusammenhang mit der Nutzungszeit haben. Zusammenfassend deutet die Argumentation der ExpertInnen darauf hin, dass es durch Time-of-Use-Tarife zu keinen wesentlichen Verzögerungen der Ausbauprojekte bzw. Ausbaunotwendigkeiten kommen wird. Auch aus Sicht der KleinkundInnen ist auf die Anwendung eines flexiblen (wenngleich nicht sehr komplexen, aber dennoch mit einer Umstellung verbundenen) Tarifs zu verzichten, wenn dadurch Zielsetzungen nur in beschränktem Ausmaß erreicht werden.

3.3.2.3 Empfehlung

Netzbetreiber haben gemeinsam mit dem Regulator auf Basis der Einspeisemuster aus erneuerbaren Quellen sowie der Entnahme durch KundInnen zu prüfen, ob KundInnen in bestimmten Netzbereichen mit Time-of-Use-Tarifen belegt werden sollen und können, in denen eine Effektivität gesichert scheint.

⁹ Albrecht C., Karg L., Kleine-Hegemann K. (2011): Fallstudie der Projektregion Allgäu. Web: http://www.alpenergy.net/images/stories/AlpEnergy_Case-Study_Allgu.pdf (2014-10-01).

3.3.3 Pauschale jährliche Entgelte

Bei der Entscheidung der EndkundInnen, Strom zu konsumieren, werden die (statisch) fixen arbeitsabhängigen Entgelte zum aktuellen Strompreis (Komponente „Energie“) addiert. Da die Entgelte (je nach Tarifzeit) fix sind, senken sie die relative Preisspreizung eines dynamischen, zeitabhängigen oder Event-Strompreismodells und vermindern dessen Effektivität zur Erreichung einer Lastverschiebung.¹⁰

Des Weiteren werden durch arbeitsabhängige Entgelte die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für eine generelle und jederzeitige Verfügbarkeit des Netzes¹¹ nicht kostenreflexiv verrechnet, insbesondere bei EndkundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, und bei reinem Fokus auf das arbeitsabhängige Entgelt umverteilend wirken.¹²

Eine (teilweise) von der bezogenen Leistung abhängige Verrechnung bedeutet auch, dass KundInnen eine geringere nachfrageseitige Flexibilität zugestanden wird (siehe dazu die Argumentation unter „Netzentgelte für gemessene KundInnen“). Um ein gewisses Maß an nachfrageseitiger Flexibilität zu erlauben, darf der Feststellungszeitraum für Leistungshöchstwerte nicht „zu lange“ sein. Ist dieser jedoch wiederum nicht „zu lange“, könnte (gleich wie beim Verbrauch in kWh) die Leistung in kW oft gering/null sein und somit ist dieses Entgelt nicht kostenreflexiv hinsichtlich der generellen Verfügbarkeit des Netzes (nur hinsichtlich der tatsächlichen Ausnutzung). D.h. auch Leistungsentgelte sind Nutzungs-Entgelte und reflektieren die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für eine generelle und jederzeitige Verfügbarkeit des Netzes nicht.

Um also die Kosten bzw. die Zahlungsbereitschaft für die generelle Verfügbarkeit des Netzes widerzuspiegeln und die aus Arbeitsentgelten resultierende Verminderung der Preisspreizung zu verringern, ist eine **signifikante, von der zwischen EndkundInnen und Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Anschlussleistung abhängige jährliche Pauschale anzudenken.**

Eine Empfehlung zur anteiligen Höhe dieser Pauschale und auch über die Preisspreizung zwischen den arbeitsabhängigen Grund- bzw. Spitzenlastentgelt kann im Projekt keine Aussage getroffen werden, da dies die angewandten qualitativen Methoden nicht zulassen. Für eine quantitative Festlegung sind weitere Forschungen nötig. Eine Aufteilung von etwa 90% arbeitsbezogenes Entgelt zu 10% Pauschalentgelt, wie sie für nichtgemessene KundInnen in der aktuellen Situation in ExpertInneninterviews genannt wird, erscheint jedenfalls zu stark in Richtung der Arbeitsentgelte orientiert. Weitere Forschungen können zum Beispiel auf Basis der bereits am Energieinstitut an der JKU Linz durchgeführten Arbeiten zur Zahlungsbereitschaft für die Netzverfügbarkeit erfolgen.

Bei der Festlegung ist jedenfalls zwischen einer ausreichenden Höhe des arbeitsabhängigen Entgelts zur effektiven Vermeidung von hohen Verbräuchen und Lastspitzen einerseits und der Verteilungswirkung höherer Pauschalen (u.a. der einhergehenden Unmöglichkeit von

¹⁰ Illustration: Sieht die aktuelle Preiskomponente Energie für den Zeitraum 10:00-11:00 einen Preis von 5 Cent/kWh und für den Zeitraum 11:00-12:00 einen Preis von 10 Cent/kWh vor, so liegt die Preisspreizung ausgehend vom billigeren Preis bei 100%. Kommen aus Endkundensicht fixe Netzentgelte von z.B. 5 Cent/kWh hinzu, so liegt die Preisspreizung bei 10 zu 15 Cent/kWh, also nur mehr 50%.

¹¹ Mögliche Varianten sind: Eigenerzeugungsanlagen (PV) bei KleinkundInnen, selten genutzte Zweitwohnsitze bei HaushaltskundInnen, ungeplante Betriebsstillstände bei Unternehmen.

¹² Eine Abschätzung ergibt, dass Eigenerzeugungsanlagen bei Haushalten und Betrieben zu einem entgangenen arbeitsbasierten Netznutzungsentgelt von 1,8% der jährlichen Gesamtnetzkosten führen, was der in Folge neu zu verteilenden Summe entspricht.

z.B. einkommensschwächeren Haushalten, ihre Netzkosten dann durch Verzicht zu senken) andererseits abzuwägen.

Festzustellen bleibt, dass das hier vorgeschlagene arbeitsentgeltabhängige Entgelt plus Pauschale nicht zur Gänze verursachungsgerecht gegenüber den anfallenden Kosten ist, jedoch werden die aktuellen Kosten gedeckt und es erscheint zielführend in Bezug auf die Zielsetzung Energieeffizienz und zum Teil auch auf die Zielsetzung Lastspitzenvermeidung.

Exkurs: Quasi-autarke Subnetze mit dennoch vorhandenem Anschluss an das Gesamtnetz sind ähnlich zu betrachten wie einzelne KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen. Der Wert der externen Versorgungssicherheit ist entweder pauschal zu entgelten bzw. können die SubnetzkundInnen als GroßverbraucherInnen betrachtet und entsprechend abgerechnet werden (aktuell Monatsleistungsmaximum).

Diskussionen in anderen Projekten¹³ haben gezeigt, dass die aktuelle Entgeltfestlegung von der Gleichbehandlung der KundInnen (unabhängig ihrer Distanz von Netzknoten und damit unabhängig einer Kostenreflexivität der Netzentgelte) geprägt ist und in diesem Sinne Subnetze keine in dieses Konzept passende Alternative darstellen. Dem Netzbetreiber ist es nicht verboten, quasi-autarke Subnetze zu betreiben, solange dies im Rahmen seiner gesetzlichen Möglichkeiten geschieht und KundInnen die regulierten Netzentgelte verrechnet werden.

3.3.4 Event-Entgelte

Event-Entgelte sind aufgrund ihres signifikanten Beitrags in für größere Netzbereiche kritischen Phasen oder bei Energieüberschuss eine sinnvolle Ergänzung.

Bei (z.B. bereits am Vortag) absehbaren außergewöhnlichen Situationen können Event-Entgelte (z.B.: am Vortag per SMS bekanntgegebene Hochtarifphasen) einen signifikanten Beitrags zur Versorgungssicherheit leisten und sind daher eine sinnvolle Ergänzung. Jene KundInnen, die solche Event-Entgelte akzeptieren, könnten mit vergünstigten Pauschalen entschädigt werden. ExpertInnen weisen darauf hin, dass die starken Reaktionen der KundInnen in Feldtests zwar zeigen, dass Event-Entgelte für größere Netzbereiche angewandt werden können; dass dies aber angesichts der Streuung (hohe Varianz des Beitrags einzelner TeilnehmerInnen) auch für kleinteiligere Netzabschnitte von Relevanz sein kann, wird bezweifelt und bedarf weiterer Forschung.

3.3.5 Entgelte für zu- und abschaltbare Lasten

Tatsächliche Schaltbarkeit (z.B. von Wärme- und Kältespeicheranlagen, Wärmepumpen, Heizungen mit Speicherfähigkeit) ist aufgrund einer raschen Verfügbarkeit einerseits und der Möglichkeit, nicht nur ab-, sondern auch zugeschalten zu werden, die effektivste nachfrageseitige Möglichkeit für Netzbetreiber zur Nutzung volatiler Energieträger und zur Erhaltung der Power Quality. Weitere Forschungen zu Regulierung und rechtlicher Situation sind vonnöten.

¹³ Vgl. „Smart Village Regau“, Protokoll zur Besprechung rechtlicher Aspekte am 10.9.2014.

Netzbetreiber haben im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, KundInnen durch Preissignale¹⁴ oder Geräte durch Steuersignale¹⁵ zu beeinflussen. Bei nicht absehbaren außergewöhnlichen Situationen, also im Fall einer spontanen Notwendigkeit, sind erstens aufgrund der raschen Verfügbarkeit und zweitens aufgrund der Möglichkeit zur Zu- und Abschaltung Entgelte für schaltbare Lasten festzulegen. Grundsätzlich kann die Stabilität des Netzes über das Abschalten von Entnehmern und Einspeisern gewährleistet werden. Handelt es sich jedoch nicht um ein Problem der Netzkapazität, sondern der Power Quality, erscheint eine zusätzliche Zuschaltbarkeit zielführend.¹⁶

Aktuell können Netzbetreiber, sofern dies über die Regulierung gedeckt oder durch andere Gesetzgebung sogar gefordert wird, über Schaltgeräte bzw. beim Smart Meter teils auch direkt auf die Zähler der KundInnen zugreifen. Die Schaltbarkeit findet v.a. bei Sekundär- oder gerätspezifischen Stromkreisen (d.h. kaum am Hauptzähler) Anwendung. Damit hat der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung, der Gesetzgebung und/oder des angebotenen Tarifs die Möglichkeit, Lasten am Zähler abzuschalten bzw. zu kontrollieren. Hinsichtlich einer Laststeigerung ist jedoch maximal eine Nicht-Abschaltung z.B. bei Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen möglich. Befindet sich hinter dem Zähler (im jeweiligen Augenblick) keine nachgefragte Last,¹⁷ ist keine Zuschaltung dieser Last möglich.

Für die Versorgungssicherheit sind schaltbare Lasten eine hochrelevante Maßnahme. Netzbetreiber sollen schaltbare Lasten verstärkt kontrahieren bzw. kontrahieren können. Ein Zugriff kann in vertraglich zwischen Kunde und Netzbetreiber vereinbarten Grenzen, idealerweise auf kurzfristig nicht komfortrelevante Lasten am Zweitstromzähler, gegen ein jährliches Pauschalentgelt erfolgen.

3.3.6 Alternative Netzentgelt-Varianten

3.3.6.1 Energiedienstleistungen

In den Arbeiten zum Projekt zeigt sich, dass die netzbetreiber- und lieferanten-seitig koordinierte Erbringung von Energiedienstleistungen (z.B. Warmwasser durch Zu- und Abschaltung eines Warmwasserspeichers) als umfassend effektive Tarifvariante hinsichtlich der Nutzung Erneuerbarer, der Aufrechterhaltung der Power Quality und der Energieeffizienz ist. Neben notwendigen technischen und organisatorischen Forschungen sind v.a. rechtliche Fragestellungen hinsichtlich der Kompetenzüberschneidung von Lieferant und Netzbetreiber offen (z.B. Kontrolle einer Energiedienstleistung durch den Netzbetreiber).

¹⁴ Vgl. nach Tag und Nacht bzw. Sommer und Winter unterscheidende Entgeltfestsetzung für manche Entgeltvarianten in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2014.

¹⁵ In ExpertInneninterviews wird dargestellt, dass der Netzbetreiber alle ihm möglichen Mittel zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anwenden darf. Hätte ein Netzbetreiber also die Möglichkeit zur Schaltung von Geräten, wäre deren Nutzung im Extremfall erlaubt.

¹⁶ ExpertInnen weisen auf das E-Energy-Forschungsprogramm MeRegio hin, in dem derartige Contracting-Schaltoptionen zur Netzengpassvermeidung getestet wurden. Als Problem wurde attestiert, dass die Flexibilität der Haushalte zu gering war, um einem Netzengpass im Notfall entgegen zu wirken. Die Modellregion musste in einer Simulation weitere Feldtesthaushalte auf den kritischen Netzstrang gewinnen, um die erforderlichen freien kW zu erzeugen. Vgl. auch Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013, S.164ff): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

¹⁷ Als Beispiele lassen sich vollständig geladene Boiler oder Nachtspeicherheizungen anführen bzw. elektrische Heizsysteme im Sommer: Wird der Zähler dann vom Netzbetreiber freigeschalten, führt dies zu keiner Lasterhöhung.

3.3.6.2 Dynamische Netzentgelte: negative Empfehlung

Dynamisch arbeits- oder leistungsvariable Netzentgelte, die in Abhängigkeit von der aktuellen/tatsächlichen Last im Netz bei einer Annäherung an die Kapazitätsgrenzen stark ansteigen, erscheinen auf Basis der Analyse als nicht praxistauglich:

- Erstens erscheint die Dynamisierung als unüberwindbare regulatorisch-administrative Herausforderung.
- Zweitens ist das Herunterbrechen auf Netzbereiche oder – was hinsichtlich der Signalwirkung noch besser wäre – auf Netzabschnitte (z.B. hinter einem Trafo) kaum hinsichtlich der Effekte berechenbar und methodisch schwierig.
- Netzbetreiber rechnen – sowohl aufgrund der hohen Zuverlässigkeit des Netzes als auch aufgrund ihrer gesetzlichen Verpflichtung, diese zu wahren – mit wenigen kritischen Situationen pro Jahr (hinsichtlich der Versorgungssicherheit bzw. Power Quality). Eine seltene Steigerung der ansonsten zur Netzkostendeckung sehr konstant anfallenden Entgelte wäre also einem Event-Tarif gleichwertig.
- Hinzu kommt, der Meinung der deutschen Bundesnetzagentur (2011) entsprechend,¹⁸ dass ein dynamisches Netzentgelt bei gleichzeitig dynamischen Energiepreisen zu Marktsituationen führen kann, die für KundInnen zu komplex sind.

3.3.6.3 Freikontingente: negative Empfehlung

Es ist festzustellen, dass Freikontingente (der Bezug von kWh ist je nach KundInnentyp bis zu einer gewissen Schwelle kostenlos) schwer zu definieren sind (zu hohe bzw. zu geringe Kontingente könnten auch nachteilige Effekte haben bzw. einen vernachlässigbaren Effekt): Ist das Kontingent zu gering, wird es sich nicht auf das Verhalten auswirken. Liegen KundInnen dagegen unter einer (für sie) hohen Verbrauchsschwelle, könnten sie dazu neigen, diese für sie günstig zu beziehenden kWh (ineffizient) zu nutzen. Das Problem ist, dass für unterschiedliche KundInnen unterschiedliche Kontingenthöhen als hoch oder gering erscheinen (z.B. 5-köpfige Familie anders als für einen Einpersonenhaushalt). Netzbetreiber (und auch Lieferanten) haben kaum eine Möglichkeit, die individuelle und sich oftmals ändernde Personenanzahl im Haushalt bzw. die individuellen Bedürfnisse zu kennen. Die gleiche Argumentation hat für alle stark progressiven Tarife Gültigkeit.¹⁹

3.3.6.4 Progressiv mengenvariable Netzentgelte: neutrale Position / weitere Forschung vonnöten

Eine progressiv mengenvariable Entgeltfestsetzung, bei welcher das Eingangsentgelt pro kWh nicht zu niedrig (siehe oben „Freikontingente“) im Verhältnis zum Höchstentgelt pro kWh gewählt ist, ist dennoch möglich und kann Anreize zu mehr Energieeffizienz setzen. Gleichzeitig werden KundInnen mit geringen Verbrauchsmengen entlastet. Beispielhaft kann hier auf das italienische mengenabhängige Tarifsysteem mit geringer Progressivität verwiesen

¹⁸ Bundesnetzagentur (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn. Web:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile (2014-09-30).

¹⁹ Die Modellregion eTelligence ermittelte für jeden teilnehmenden Haushalt den Schwellenwert, ab der der Verbrauch teurer wurde (von 0,20 Euro auf 0,367 Euro), individuell (immer oberhalb von 80% des vorherigen monatlichen Durchschnittsverbrauchs): Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013, S.152): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

werden (Verbrauchsstufen bis 1800 kWh, 1801-2640 kWh, 2641-4440 kWh, 4441+ kWh, der Tarif bis 1800 kWh ist um 10% niedriger als der über 4441 kWh).

Ob die Effektivität einer (so) geringen Progressivität im Verhältnis zum administrativen Aufwand und zum Verständnis der KundInnen bei der Rechnungslegung stehen, ist offen. Eine nicht zu starke Progressivität scheint jedoch wichtig, um Verbrauchsgruppen untereinander nicht zu stark zu diskriminieren, z.B. sind aufgrund gleicher für sie gültiger Schwellenwerte energiesparende Großfamilien gegenüber nicht energiesparenden Singles benachteiligt.

3.3.7 Zusammenfassung und Resultat

Die Leistungsabrechnung von KleinkundInnen ist in der aktuellen Situation mit wesentlichen Hindernissen verbunden, auch wenn über einen Smart Meter eine Viertelstundenmaximumzählung möglich wäre. Das wesentliche Hindernis ist, dass die KleinkundInnen ihre momentane Last ohne relativ großen messtechnischen Aufwand nicht kennen können. Es ist auch unter der Annahme eines weitreichenden technischen Fortschritts nicht anzunehmen, dass die überwiegende Mehrheit der KleinkundInnen zukünftig mit Informationssystemen in ihren Räumlichkeiten hinsichtlich des aktuellen Strombezugs ausgestattet ist. Folglich würden KleinkundInnen kW-abhängige Entgelte verrechnet, auf die sie nur bedingt Einfluss haben.

In der aktuellen Verbrauchsstruktur der Haushalte liegt keine verbrauchsseitige Synchronität vor, welche über die „klassischen“ Spitzenlastzeiten hinausgeht. Die individuellen (Spitzen-) Lasten sind stochastisch verteilt und sind in übergeordneten Netzebenen nicht problematisch. Dementsprechend ergibt sich hier keine zwingende Notwendigkeit, die Entgelte auf eine Leistungsabrechnung zu ändern, zumal diese mit obenstehenden Hindernissen verbunden ist.

Stehen Smart Meter zur Verfügung und wäre damit eine Viertelstundenmaximumzählung möglich, so ist damit zu rechnen, dass viele KundInnen einen sehr hohen Wert erzielen (der gleichzeitige Betrieb mehrerer Haushaltegeräte ist hierzu ausreichend). Da die Netzgesamtkosten gleich bleiben, würden sich dann die Entgelte wieder angleichen.

Dennoch sprechen andere Gründe für eine zukünftige Leistungsmessung, v.a. synchrone und laststarke Verbraucher sowie die Verteilungsgerechtigkeit:

- Die Notwendigkeit bzw. das Interesse, eine entnahmeseitige Leistungsmessung (teilweise) einzuführen, entstammt der Voraussicht, dass zukünftig neue, langfristig angeschlossene, laststarke und v.a. teilweise synchrone Verbraucher (z.B. E-Cars, Wärmepumpen, Klimaanlage, erwähnt werden auch Saunen) auf Seiten der KleinkundInnen angeschlossen werden.
- Hinzu kommt die Feststellung, dass KundInnen schon aktuell verstärkt zu Prosumern (KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen) werden, also aufgrund des Eigenverbrauchs des selbst produzierten Stroms weniger (arbeitsabhängige) Netzentgelte bezahlen, während ihnen die gleiche Kapazität wie anderen KundInnen der Kategorie zur Verfügung steht. Gleiches trifft auf Zweitwohnsitze zu, denen ein vollwertiger Netzanschluss zur Verfügung steht, der aufgrund einer geringen kWh-Anzahl jedoch nicht abgegolten wird.

Aus den oben durchgeführten Betrachtungen folgt kurz-, mittel- und langfristig:

3.3.7.1 Das Netzentgelt für KleinkundInnen heute

Die Frage, wie ein Netzentgelt für KleinkundInnen in der aktuellen Situation (keine Leistungsmessung, Ferraris-Zähler, *keine Reaktion auf tatsächliche Stromproduktion und -preise*) verursachungsgerecht und zielführend gestaltet sein müsste, lässt sich also so nicht beantworten: Verursachungsgerecht ist eine Abrechnung nach kW, die aber angesichts des Ferrariszählers nicht möglich ist.

Von der vereinbarten Leistung abhängige jährliche Pauschalen, welche die generelle Verfügbarkeit des Netzes abbilden und damit eine abgeschwächte Variante der Verursachungsgerechtigkeit darstellen, haben keine Steuerungswirkung auf Verbrauchsmenge und -zeit und sind daher nicht zielführend.

Demensprechend verbleiben arbeitsabhängige Entgelte, welche Anreize setzen, den Verbrauch zu jeder Zeit und folglich die Last zu jeder Zeit zu begrenzen. In der aktuellen Situation, in der die Nachfrageseite nicht auf das aktuelle Stromangebot bzw. aktuelle Strompreise reagiert, beeinflussen arbeitsabhängige Entgelte den Markt nicht. Zwar sind diese maximal indirekt verursachungsgerecht, wirken aber grundsätzlich zielführend hinsichtlich der Verzögerung eines Netzausbaus und einer Erhöhung der energetischen Energieeffizienz.

3.3.7.2 Das Netzentgelt für KleinkundInnen 2025, der Übergang zu diesem und Evaluierung der Übergangsvariante

Mittelfristig (Jahr 2025) ist anzunehmen, dass Smart Meter quasi flächendeckend verbaut sind, eine Viertelstundenmaximumzählung damit möglich ist und flexible Strompreismodelle in den dafür gefundenen Zielgruppen etabliert sind. Ein zielführendes und verursachungsgerechtes Netzentgelt ist daher so ausgelegt, dass es die Vorgänge des Marktes (d.h. die Wirkung der Strompreiskomponente „Energie“) möglichst wenig beeinflusst und den KundInnen möglichst verständlich ist, während die Interessen des Netzbetriebs (Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus) gewahrt bleiben.

Übergangsvariante: Kurzfristig ist für KleinkundInnen eine **jährliches, von der vereinbarten Leistung abhängiges Pauschalentgelt** zu empfehlen, das einen signifikanten Anteil am Netzentgelt der KleinkundInnen ausmacht.

- Pauschalentgelte verzerren die Relation von günstigen zu teuren Energiepreisen nicht. Sie verhindern folglich nicht die Entstehung von Echtzeitpreismodellen und die effiziente Reaktion der Nachfrageseite auf das Energieangebot.
- Pauschalentgelte sind bei KleinkundInnen, die vergleichbare Ansprüche an das Netz stellen (kW), wie es insbesondere auf Haushalte zutrifft, eine einfache Möglichkeit zur Verrechnung der Netzkosten.
- Pauschalentgelte erfordern von KundInnen nicht die Kenntnis ihrer aktuellen Last bzw. der Leistung einzelner Geräte.
- Pauschalentgelte stellen die generelle Verfügbarkeit des Netzes dar und wirken kostenreflexiv für KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, wenig benutzte Netzzugänge etc.

Da Pauschalentgelte keine Wirkung hinsichtlich Zeit und Menge des Verbrauchs bzw. der Last haben, sollen in der Übergangsphase begleitende arbeitsabhängige Entgelte zum

Einsatz kommen. Diese wirken auf die Energieeffizienz und werden von KundInnen einfach verstanden.

Evaluierung: Die Übergangsvariante könnte eine für KleinkundInnen geeignete Lösung der Kostenreflexivität und Zielorientierung darstellen. Sie nimmt jedoch keinen Bezug auf die erwähnten Großverbraucher (auf Ebene der KleinkundInnen) wie E-Cars, Klimaanlage, etc. Auf Basis vorhandener Lastprofile und Simulationen soll eruiert werden,

- ob Leistungsentgelte dennoch nötig sind,
- welche Intervalle als Messintervall und als Abrechnungszeitraum (aktuell bei GroßkundInnen der maximale Verbrauch einer Viertelstunde, verrechnet für ein Monat) heranzuziehen wären,²⁰
- welche Varianten der Durchsetzung anzudenken sind (kW-Entgelt, Entgelte ab einer Schwelle, Abschaltungen) und
- welche Kommunikationsmittel (Web, SMS, automatisierter Anruf, etc.) anzuwenden sind.

3.3.7.3 Das Netzentgelt für KleinkundInnen in der Zukunft

Langfristig (Jahr 2035?) ist das Ampelsystem (vgl. Projektbericht 2/9) als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen. Das Ampelsystem besagt, dass den KleinkundInnen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

²⁰ In ExpertInneninterviews wurde als *hypothetische* Möglichkeit die Maximumzählung im Messzeitraum von 1-2 Stunden im Abrechnungszeitraum von 1 Tag bis 1 Woche diskutiert. Dann sind hohe aber stochastische Lasten vernachlässigbar, während sich leistungsstarke Langzeitverbraucher wie E-Cars und Klimaanlage niederschlagen. Durch den relativ kurzen Abrechnungszeitraum würden Mehrverbräuche bei günstiger Einspeisung nicht verhindert.

3.4 Flexibilisierung der Netzentgelte von GroßkundInnen (aktuell mit Leistungsmessung)

Es ist zu empfehlen, dass die Messung der Leistungshöchstwerte in kürzeren Intervallen erfolgen soll und dass schaltbare Lasten mit Pauschalen verrechnet werden. Arbeitsabhängige Entgelte sind nicht zwingend nötig.

Unternehmen und insbesondere die stromintensive Industrie reagieren – unter Abwägung zur Produktqualität und -quantität – schnell und signifikant auf Strompreis- und Entgeltveränderungen. Auch gilt, dass die Versorgungssicherheit die erste Prämisse der Unternehmen ist, wobei sie sich vorrangig auf die Leistungsfähigkeit ihres (u.U. limitierten) Netzanschlusses beziehen.

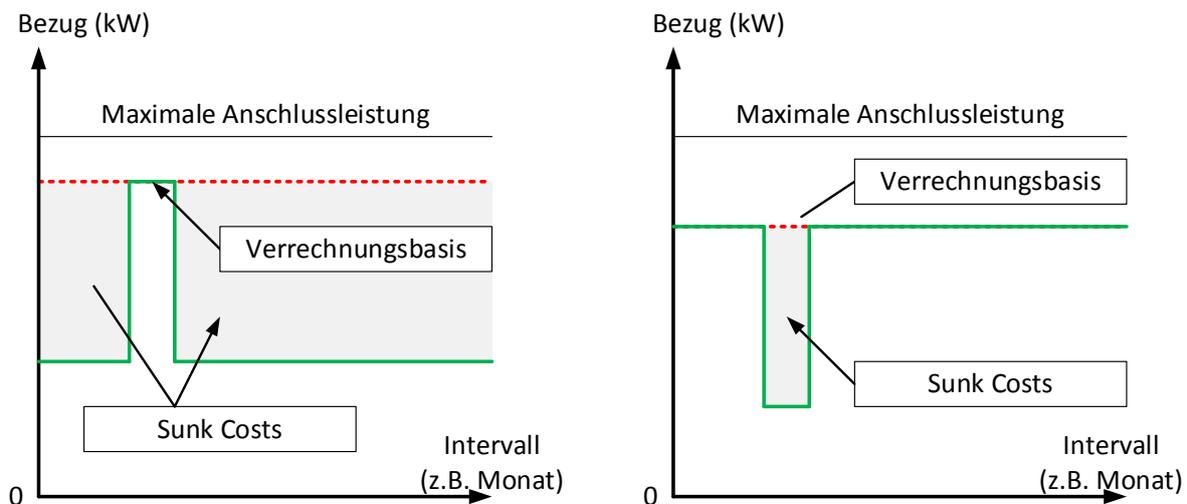
3.4.1 Anreize aus dem Intervall der Lastmessung

GroßkundInnen verfügen aktuell über eine Leistungsmessung und sind sich über die bezogene Leistung (daher) im Klaren. Die Optimierung verläuft in der Form, dass Prozesse so durchgeführt werden, dass die von außen bezogene Last über ein Monat möglichst gleich ist. Das Leistungsentgelt wird jährlich als Durchschnitt der Monatsmaxima (maximaler Verbrauchswert einer Viertelstunde) verrechnet. Die Optimierung im Unternehmen erfolgt also soweit wie möglich durch eine stetige Glättung der Last. Eine Optimierung, die sich (auch) an schwankenden Preisen orientiert, ist weitaus komplizierter. Es folgt (vgl. Abbildung 3-1):

- Ist der Energiepreis an der Börse hoch, so hat das Unternehmen den Anreiz, den Strombezug dennoch auf einem gewissen Niveau zu halten, da die Leistung in einem Monat bereits für ein bestimmtes Niveau bezahlt ist. Leistungseinbrüche unter das Monatsmaximum sind als sunk costs anzusehen.
- Sollte der Lieferant geringe Energiepreise von der Börse direkt weitergeben (wollen/können), so kann das Unternehmen diese in der aktuellen Netzentgeltsituation kurzfristig (auch nicht nur kurzzeitig) wahrnehmen, (üblicherweise) ohne das *Monatsmaximum* der bezogenen Leistung zu erhöhen.²¹

²¹ Im ExpertInnenworkshop wurde angemerkt, dass seit 1.1.2014 ein neues Netznutzungsentgelt für Lastspitzen aufgrund der Aktivierung von Regelenergie angewendet wird. Demnach wird die Bemessung des Leistungsentgeltes diejenige Spitzenlast außer Acht gelassen die durch Abruf von Regelenergie zu Stande gekommen ist. Das Regelenergiemodell lässt sich aber nicht auf den leistungserhöhenden Bezug von Erneuerbaren Energien zu Betriebszwecken übertragen, denn erstens ist die Abgrenzung und der Nachweis schwierig, welche Lastspitzen nun zur Integration von Erneuerbaren Energien (die natürlich auch zu Betriebszwecken herangezogen werden sollen) und welche aus internen Gründen (unumgänglichen Bedarfen) entstanden sind. Hingegen ist der Bezug von Regelenergie nachweisbar.

Abbildung 3-1: Sunk Costs wegen individuellen Lastspitzen und Lasttälem bei aktuell lastgemessenen KundInnen durch die monatsbezogene Viertelstundenmaximumzählung. Quelle: ExpertInneninterviews bzw. SNE-VO.



Daraus folgt, dass kürzere Abrechnungsintervalle vonnöten sind (eventuell täglich), um die sunk costs zu reduzieren, damit das Verhältnis von Energiepreisersparnis zu sunk costs zu verbessern und so eine stärkere Reaktion auf den Markt zu ermöglichen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Dauer des Intervalls die Verknüpfung von Netzinteressen (langes Intervall) und Marktinteressen (kurzes Intervall) darstellt. Somit folgt auch, dass zur Wahrung der Netzinteressen sehr kurze Intervalle (z.B. stündlich) definitiv zu vermeiden sind. Eine Quantifizierung in Folgeprojekten ist zu empfehlen.

Bei einer hypothetischen täglichen Messung der Leistungswerte würde der Jahresleistungswert als Durchschnitt der 365 Tageshöchstwerte berechnet. Dass sich daraus ein geringerer gemessener Leistungswert ergibt und die kW-Preise vom Regulator entsprechend zu erhöhen sind, ist offensichtlich. Je nach Eigenversorgungsgrad ist auch für GroßkundInnen eine pauschale jährliche Abrechnung auf Basis der Stärke des Netzanschlusses anzudenken, da bei hohem Eigenversorgungsgrad eine z.B. tägliche Abrechnung (die folglich oftmals bei null liegen könnte) nicht die Kosten widerspiegelt.

3.4.2 Arbeitsabhängige Entgelte

Das arbeitsabhängige Entgelt ist für Unternehmen ein geringer Anreiz, der tageszeitabhängige Verbrauch folgt im Allgemeinen der über ein Intervall hinweg gültigen Lastglättung (Leistungsorientierung). Arbeitsabhängige Entgelte sind für Unternehmen daher eventuell nicht nötig. Hinsichtlich eines daraus entstehenden „unnötigen“ Verbrauchs wirken die Energiepreise als vermeidend.

3.4.3 Zeitabhängige Entgelte

Unternehmen sind gegenüber Energiepreisen und Netzentgelten sensibel. Klassische Spitzenlasten in Stromnetzen können durch eine tageszeitabhängige Festlegung von kW-Preisen vermieden werden, da in vielen Unternehmen Potenzial z.B. für Verschiebungen von 1-2 Stunden gegeben ist (eine längere Dauer der Hochpreisphase ist nicht zu empfehlen, weil kosteneffiziente Lastverschiebungspotenziale hierzu fehlen). Einem Hauptzweck von Smart Grids, nämlich der Integration und Nutzung von Erneuerbaren Energien, wird durch

Anreize zur Verbrauchssenkung bei Verfügbarkeit der günstigen Energie aus Erneuerbaren jedoch stark entgegengesteuert. Auch sind Verteilungseffekte bei kleineren lastgemessenen KundInnen (KMU) zu beachten. Zusammenfassend kann zu Time-of-Use-Tarifen für GroßkundInnen keine Empfehlung abgeleitet werden, weitere Forschungen zu Effekten und Verteilungswirkungen sind vonnöten.

3.4.4 Ideallösung Ampelsystem

Grundsätzlich ist das Ampelsystem (vgl. Projektbericht 2/9) als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen, die auch in diesem Kapitel bei der Definition des Intervalls sowie der zeitabhängigen Entgelte wieder deutlich werden. Das Ampelsystem besagt, dass dem Unternehmen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

3.5 Optimierung der Netzentgelte für (dezentrale) Einspeiser

Österreichische ExpertInnen haben noch keine eindeutigen und/oder übereinstimmenden Positionen entwickelt, verlautbart und/oder im ExpertInneninterview angegeben, wie eine erzeugerseitige Netzkomponente in Österreich zukünftig gestaltet sein soll bzw. wie mit der steigenden dezentralen volatilen Einspeisung tariflich umzugehen ist. Dezentrale Erzeugungsanlagen allgemein und im Speziellen Photovoltaik wird mehr als politische denn als technische Materie angesehen, woraus sich eine Zurückhaltung bei der Festlegung von Positionen ableiten lässt. Nichtsdestotrotz wurden Interessen und Präferenzen kundgetan.

Verteilungsfrage: PV wird bei einer Netzentgeltregelung in der gängigen Form zu einem Ausfall von Netzentgeltbeiträgen der PV betreibenden KundInnen führen, wodurch sich eine Umverteilung der Kosten ergibt. Zu bedenken ist, dass das Stromnetz diesen KundInnen weiterhin in vollem Umfang zur Verfügung steht. Dies gilt in dieser Form z.B. auch für Zweitwohnsitze, wo trotz ständiger Verfügbarkeit des Netzes nach der aktuellen Regulierung Verbräuche und damit Netzentgelte nur verringert anfallen.

Netzausbau und -stabilität: PV wird v.a. aufgrund der Synchronität der Einspeisung in bestimmten Netzteilen einen Netzausbau verursachen und es gilt zu entscheiden, wie die entstehenden Kosten verteilt werden. Hinsichtlich der Verteilung dieser Kosten werden nur wenige Angaben gemacht, diese tendieren in die Richtung einer technischen Lösung (vgl. Projektbericht 6/9).

Ergänzende Anmerkungen zur Netzkostenbeteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen finden sich auch in der Analyse des deutschen E-Energy-Programms (Karg et al., 2013, S.271).²²

²² Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

4 Gestaltung zukünftiger Energiepreismodelle

Einleitend wird dargestellt, an welchen Märkten eine Beteiligung mittels der durch flexible Tarife initiierten Lastverschiebung möglich ist und welche Barrieren auszuräumen sind. Anschließend werden Möglichkeiten und Restriktionen für flexible Energiepreismodelle für Klein- und GroßkundInnen dargestellt.

4.1 Märkte

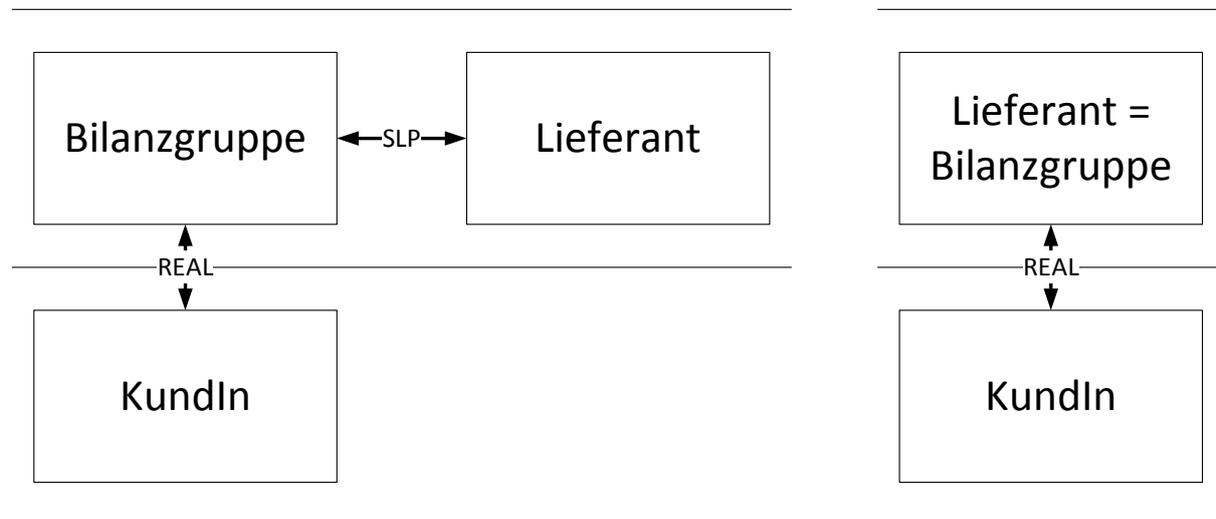
Ein Energieversorger, der die gesamte Wertschöpfungskette abdeckt (exklusive den Netzbereich), verfügt über eine Stromproduktion, einen Stromeinkauf und -verkauf sowie über einen Stromvertrieb. Strom wird von Energieversorgern derzeit teils Jahre im Vorhinein eingekauft. Unterschiedliche ExpertInneninterviews ergeben, dass 1 Woche vor einem bestimmten Verbrauchszeitpunkt 98-100% der Energie gesichert sind. Auch verfügen Stromproduzenten (dies folgt aus der Merit Order) über Kraftwerke, welche zu Kosten produzieren, die unter dem aktuellen Marktpreis liegen.

Die Kosten des von einem Energieversorger zu einem bestimmten Zeitpunkt abgegeben Stroms sind als lange im Voraus geplant abzuleiten. Dennoch könnte/müsste die interne Verrechnung zwischen Stromeinkauf und Stromvertrieb den Wert des Stroms heranziehen und nicht dessen Kosten, denn eine kWh könnte am Markt zum jeweils aktuellen Preis verkauft werden. Demnach ist es im Interesse des Lieferanten bzw. des effizienten Energieversorgungskonzerns, Lastverschiebungspotenziale zur Optimierung heranzuziehen.

Aktuell wird die direkte Weitergabe des (z.B. stündlichen) aktuellen Energiepreises vom Lieferanten an KundInnen kaum durchgeführt, da der Verbrauch der meisten KundInnen über einen langfristigen Fixpreis pro kWh verrechnet werden (neben einem etwaigen Grundpreis). Bestehende Lastverschiebungspotenziale werden von Lieferanten und Technologieanbietern aktuell (quasi ausschließlich) dann realisiert, wenn eine Teilnahme am Regenergiemarkt angestrebt wird. Die Teilnahme am Intra-Day-Markt ist von stark untergeordneter Bedeutung.

KundInnen sind einer Bilanzgruppe zugeteilt. Insbesondere bei „angestammten“ Lieferanten ist jener Energieversorger, der KundInnen beliefert, häufig auch Bilanzgruppenverantwortlicher. Bei der Verrechnung sind KundInnen in erster Instanz nicht dem Lieferanten, sondern dem Bilanzgruppenverantwortlichen zugeteilt. Dieser verrechnet dem Lieferanten den realen Verbrauch der KundInnen über ein Standardlastprofil. Der Lieferant, der nicht gleichzeitig Bilanzgruppenverantwortlicher ist, hat aus der Lastverschiebung seiner KundInnen keinen Vorteil.

Abbildung 4-1: Verrechnung des Verbrauchs von KundInnen zwischen Bilanzgruppenverantwortlichem und Lieferant, wenn es sich nicht (links) bzw. schon (rechts) um den gleichen Akteur handelt. SLP = Verrechnung über Standardlastprofil. REAL= Abrechnung auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs. Quelle: ExpertInneninterviews.



4.2 Energiepreise für KleinkundInnen (TarifkundInnen)

Je nach Komplexität des Strompreismodells ist es vor allem jenen EndkundInnen möglich, zu profitieren, die über das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) und organisatorischen (keine Störung von Routinen und Prozessen) Möglichkeiten verfügen.

Komplexe Strompreismodelle sind aufgrund der zu erwartenden höheren Effizienz am Energiemarkt grundsätzlich volkswirtschaftlich zu begrüßen; Gesetzgeber und Regulierungsbehörde haben, im Rahmen ihrer Möglichkeiten, angesichts einer zukünftig eventuell gegebenen Notwendigkeit, für Verständlichkeit der Preismodelle, Wettbewerb und Schutz der Nichtzielgruppe zu sorgen.

Flexible Tarife ermöglichen eine nicht-starre Einbindung der Nachfrageseite in den Strommarkt. Bestimmte Zielgruppen werden bevorzugt flexible Preismodelle in Anspruch nehmen und können so von den durchgeführten Lastverschiebungen profitieren. ExpertInnen führen an, dass insbesondere GewerbekundInnen hier als Vorreiter Akzeptanz auch für Haushalte schaffen können (vgl. auch Karg et al., 2013, S.172).²³

Komplexere flexible Energiepreismodelle verfügen speziell bei bestimmten Zielgruppen (siehe auch unten) über das Potenzial, Effizienzsteigerungen zuzulassen. Folglich tragen diese Zielgruppen zur Erhöhung der Systemeffizienz bei, daher sind und auch komplexe Energiepreismodelle zu begrüßen. Im Fall von Lastverschiebungen und einhergehenden Einsparungen am Strommarkt ist auch ein den Strompreis senkender Effekt für die verbleibenden KundInnen zu erwarten. Am freien Markt können und sollten keine Preismodelle untersagt werden, wenn dem nicht andere/höhere, fallspezifisch zu prüfende Interessen (Verständlichkeit der Modelle für die KundInnen) entgegenstehen:

²³ Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

Neue Preismodelle stellen eine Form der Produktdifferenzierung dar. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass flexible Preismodelle schwerer zu verstehen und zu vergleichen sein werden als das aktuelle, als Benchmark anzusehende Modelle mit zeitunabhängigen Fixpreisen pro kWh. Anlehnend an § 81 Abs. (7) EIWOG 2010²⁴ würden wettbewerbsschädliche Preismodelle zu Ineffizienzen führen und damit einer der Zielsetzungen ihrer Einführung klar zuwider wirken.

Andere Zielgruppen als die in Arbeitspapier 8/9 erfassten (z.B. technikaffine, Imageorientierte, usw.) werden von flexiblen Tarifen bzw. der inhärenten Aufforderung zur Lastverschiebung kaum angesprochen: Mögliche Gründe sind nicht vorhandene technische Lastverschiebungspotenziale, vorgegebene Konsum-, Arbeits- oder Anwesenheitszeiten, mangelndes technisches Verständnis, persönliches oder wirtschaftliches Desinteresse (wohlhabende Haushalte, kerngeschäftsfokussierte Kleinunternehmen), Zeitmangel, ablehnende persönliche Einstellung, etc.

KleinkundInnen sollten daher weiterhin die Möglichkeit haben, auf einen Tarif mit Fixpreisen pro kWh zurückzugreifen. Die am Stromgroßmarkt stattfindenden Preisschwankungen werden vom Lieferanten geglättet und Risiken eingepreist; trotz folglich geringer Beteiligung der Nachfrageseite im Fall dieser KundInnenschichten kann es sich um ein ökonomisch effizientes Ergebnis handeln, da diese KundInnen sowieso bereit wären/sein müssten, Preisspitzen (d.h. die aktuell quasi stattfindende Anpassung des Angebots an die Nachfrage am Strommarkt) zu bezahlen. Dass sich die klassischen Strompreismodelle daher am Markt halten werden, scheint gewährleistet; mit der Ermächtigung der Regulierungsbehörde in § 81 EIWOG 2010 ist diese Situation auch rechtlich gesichert.

4.3 Energiepreise für GroßkundInnen (VerhandlungskundInnen)

Am freien Markt können und sollten keine Preismodelle, wenn nicht andere/höhere Interessen dem entgegenstehen, untersagt werden. Grundsätzlich ist zwischen zwei polaren Situationen zu unterscheiden: Unternehmen, die Lastverschiebung leicht durchführen können (mehrere unterschiedliche Prozesse, Batch-Prozesse) und jene, für die eine Lastverschiebung erschwert ist (z.B. Output-Reduktion bei Zurückfahren ein kontinuierlichen Prozesses). Folglich ist anzunehmen, dass Unternehmen mit relativ kontinuierlicheren Prozessen All-in-Verträge mit Energielieferanten abschließen (Durchschnittspreis pro kWh, Risiko beim Energielieferanten), während Unternehmen mit umfangreichen Möglichkeiten zur Lastverschiebung tendenziell flexiblere Verträge abschließen (Börsen-abhängige Preise pro kWh zzgl. eines Mark-Ups, Risiko beim Unternehmen).

Es stellt eine von Seiten des Lieferanten nötige Dienstleistung dar, die direkten und indirekten Kosten des Unternehmens und dessen Abläufe soweit zu analysieren, dass ein bestmögliches Preisangebot zu legen ist. Erwähnt sei daher nochmals, dass es sich um eine illustrative polare Betrachtung handelt und folglich keine ausschließliche Anwendbarkeit auf alle Unternehmen gegeben ist.

²⁴ § 81 Abs. (7) EIWOG 2010: „Die Regulierungsbehörde kann bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten in Bezug auf Mehrfachtarifzeiten in Verbindung mit intelligenten Messgeräten mit Verordnung Vorgaben zur Transparenz dieser Tarife für Lieferanten vorschreiben. Außerdem kann die Regulierungsbehörde vorgeben, dass Lieferanten jedenfalls einen zeitunabhängigen Tarif anbieten müssen.“

5 Steuern und Abgaben

Hinsichtlich der Steuern und Abgaben gilt es primär zu überprüfen, welche Wirkung diese im Zusammenhang mit der Erreichung der Zielsetzungen entfalten und wie sie sich auf Verteilungseffekte auswirken. Dazu kann auf die Ergebnisse für pauschale, kWh-abhängige bzw. kW-abhängige Entgelte und Strompreise zurückgegriffen werden.

5.1 Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer von 20% hat auf Entgelte und Pauschalen eine erhöhende Wirkung. Da sie stets relativ anfällt und alle Preisbestandteile gleich betrifft, ist ihre Wirkung bezüglich etwaiger Preis- oder Entgeltspreizungen neutral. Hinsichtlich der Zielsetzung, energetische Energieeffizienz zu erzielen, wirken die durch die Umsatzsteuer erhöhten Gesamtpreise positiv.

5.2 Gebrauchsabgabe

Eine Gebrauchsabgabe kann von Gemeinden eingehoben werden. Für Wien, wo die Gebrauchsabgabe eingehoben wird, gibt die E-Control einen Gesamtstromkostenanteil der Gebrauchsabgabe für einen Haushalt (3.500 kWh) von 3,78% an. Die Gebrauchsabgabe ist aufgrund des geringen Anteils nicht als wesentliches verbrauchs- oder laststeuerndes Element anzusehen und auch nach Gemeinden unterschiedlich.²⁵

5.3 Elektrizitätsabgabe

Die Elektrizitätsabgabe beträgt 0,015 Euro pro kWh. Als fixe Kosten pro kWh hat die Elektrizitätsabgabe eine Auswirkung auf ansonsten flexible Preise, indem die von KundInnen wahrgenommene Relation (Preisspreizung) von direkt weitergegebenen (z.B. stündlichen) Marktpreisen reduziert wird (siehe Argumentation zu fixen Netzentgelten pro kWh in 3.1).

Die Elektrizitätsabgabe ist ein wesentlicher Preisbestandteil (der Anteil beträgt in einem Haushalt in Wien mit 3.500 kWh Jahresverbrauch 7,2%; Quelle: E-Control).²⁶

Derzeit werden Erzeuger nur über einer Leistung von 5 MW an den Netznutzungsentgelten beteiligt. Neuerdings wird auch der Eigenverbrauch von selbst erzeugter Energie ab (zuletzt) 25.000 kWh/a besteuert (Stromabgabe). Ob eine solche Anreizsetzung, welche theoretisch eine eigenfinanzierte, konzentrierte und damit eventuell netzverträglichere Nutzung von Erneuerbaren vermindert, sinnvoll ist, ist zu hinterfragen.

5.4 Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale

Derzeit werden zur Ökostromförderung in Österreich Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale an KundInnen verrechnet (Tabelle 5-1).

²⁵ Homepage der E-Control (2014): Der Strompreis. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (2014-10-01).

²⁶ Homepage der E-Control (2014): Der Strompreis. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (2014-10-01).

Tabelle 5-1: Derzeitige Bestandteile und Verrechnungsart der Ökostromförderung in Österreich. Quelle: Homepage der E-Control.²⁷

Das Ökostrom-Fördersystem

Die Endverbraucher werden zum einen durch den Ökostromförderbeitrag an der Finanzierung beteiligt. Dieser errechnet sich als prozentueller Aufschlag auf die Netznutzungs- und die Netzverlustentgelte und wird auf der Stromrechnung gesondert ausgewiesen. Weiters steuert jeder Verbraucher die Ökostrompauschale, die derzeit pro Jahr 11 Euro je Haushalt beträgt. Diese findet sich als Pauschalbetrag ebenfalls transparent auf der Stromrechnung. Beides, Ökostromförderbeitrag und Ökostrompauschale, wird über die Netzbetreiber an die OeMAG zur Finanzierung der Ökostromförderkosten weitergegeben.

Auf Basis der auf der Homepage der E-Control verfügbaren Berechnung für einen Wiener Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zeigt sich ein Anteil der Ökostrompauschale von 1,51% und des Ökostromförderbeitrags von 7,82%. Die Höhe der Ökostrompauschale erscheint hinsichtlich ihrer Anreizwirkung als vernachlässigbar. Als bei gegebenen Netzkosten fixer Aufschlag pro kWh hat der Ökostromförderbeitrag eine Auswirkung auf ansonsten flexible Preise, indem die von KundInnen wahrgenommene Relation (Preisspreizung) von direkt weitergegebenen (z.B. stündlichen) Marktpreisen reduziert wird (siehe Argumentation zu fixen Netzentgelten pro kWh in 3.1).

Wie die ideale Weiterverrechnung der Kosten für Ökostrom erfolgen soll, ist aktuell Thema mehrerer wissenschaftlicher Publikationen. Als Zielsetzungen der Weiterverrechnung nennen die AutorInnen eine geringe Umverteilung und ein geringer Effekt auf die Wohlfahrt. Sie weisen darauf hin, dass Ökostrom meist zu geringen Grenzkosten erzeugt wird und sich ein positiver Effekt auf die Strommarktpreise ergibt, der wieder an die KundInnen weitergegeben werden müsste, womit der Nettoeffekt zu beachten ist.

Für eine Übertragung der Ergebnisse auf Österreich sind weitere Forschungen vonnöten.

²⁷ Homepage der E-Control (2014): Das Ökostrom-Fördersystem. Website. <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderung/oekostrom-foerdersystem> (2014-10-01).

6 Technische Aspekte

Eine Einbeziehung von Smart Metern für endkundenseitige Steuerung-/Regelungsvorhaben ist sinnvoll aber nicht zwingend nötig. Eine Einbeziehung bereits bestehender Rundsteuersysteme im Haushaltsbereich wird ebenfalls als sinnvoll erachtet. Eine Steuerungshoheit des Endanwenders bei bestimmten Prozessen ist sicherheitstechnisch relevant. Die größten kurzfristig zu hebenden Potentiale sind im gewerblichen Bereich und bei Produktionsbetrieben zu finden.

6.1 Smart Metering

6.1.1 Minimalanforderungen aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung

Smart Metering ist das für flexible Tarife **essenzielle Tool zur Abrechnung** flexibler Netzentgelte oder Preismodelle, d.h. es werden am Ende einer Abrechnungsperiode die wesentlichen z.B. Stundendaten angefragt und zur Abrechnung herangezogen. Schaltbare Tarife und Time of Use-Tarife zu klassischen Zeiten (06:00-22:00-06:00) brauchen nicht zwingend Smart Metering während für dynamische, Event- und lastabhängige Tarife Smart Metering zur Abrechnung notwendig ist.

Es folgt: Smart Meter haben als Minimalanforderung zu erfüllen, dass ein tarifrelevantes Auslesen (z.B. viertelstündlicher oder stündlicher) Verbrauchsdaten möglich ist. Hinzu kommt idealerweise eine Schaltbarkeit (sowohl für schaltbare Tarife als auch für Stromabschaltungen z.B. bei Wohnungswechsel).

6.1.2 Weitere Funktionalitäten aus Sicht flexibler Entgelt-/Preisfestsetzung

Es ist dann sinnvoll, dass Smart Meter weitere Funktionalitäten besitzen, wenn sie für klare andere Aufgaben herangezogen werden können, u.a. z.B. Zu- und Abschaltungen durch den Lieferanten bzw. den Aggregator, Einbindung in das IKT-System der KundInnen (Smart Home/Office/Building/Factory), (beinahe) Echtzeitverbrauchsübermittlung. In den ExpertInneninterviews finden sich einerseits klare Hinweise auf die vielfältigen, aus weiteren Funktionalitäten resultierenden technischen Möglichkeiten, andererseits sehen die relevanten AkteurInnen hinsichtlich der Nutzung dieser Möglichkeiten neben technischen v.a. haftungsrechtliche und organisatorische Barrieren:

- Eine starke Kommunikation mit dem Smart Meter über das Stromnetz (in Analogie zu einem starken Internet-Traffic über die Kommunikationsnetze) könnte die Stabilität ebendieser Kommunikation auch in Krisensituationen vermindern.
- Erfolgt die Kommunikation mit den EndkundInnen gleich über andere IKT (Internet), so sind die entsprechenden Funktionalitäten beim Smart Meter überflüssig.
- Nicht versorgungsrelevante Schaltungen, wie sie der Netzbetreiber durchführen kann/darf/soll, werden von Lieferanten und Aggregatoren bzw. Technologieanbietern aus Haftungs- und Sicherheitsgründen angefragt, eigentlich aber nicht selbst (ferngesteuert) durchgeführt. Aus den gleichen Gründen sind dahingehend auch keine Absichten auszumachen.

D.h. den Lieferanten und Aggregatoren ist bewusst, dass die Anlagen bzw. Geräte unter der Hoheit der KundInnen stehen und dass ihnen ein Direktzugriff, ungleich den Netzbetreibern, nicht gestattet ist bzw. mit Problemen einhergehen kann (Sicherheit, Risikovermeidung). Ein

direkter Zugriff über den Zähler ohne erneute Zustimmung der KundInnen wird daher nicht angestrebt. Möglich sind aber (von den KundInnen bestätigte oder – im Fall von komfortverlustlosen Verbrauchern, z.B. Warmwasserspeichern, Kälteanlagen oder Wärmepumpen – vertraglich klar geregelte) Zugriffe z.B. über das Internet. Damit ist der Smart Meter für Lieferanten und Aggregatoren nur ein Abrechnungstool. Die Anforderungen dieser Akteure an den Smart Meter beschränken sich somit auf die Messung der nach Zeitintervallen konsumierten Energiemenge bzw. Lasten.

Anmerkung: Der Smart Meter als Tool zum Netzmonitoring oder aktiven Netzmanagement ist nicht Teil der Betrachtung dieses Projekts. ExpertInnen verweisen in diesem Zusammenhang auf Karg et al. (2013, S.97ff).²⁸

6.2 Kommunikation zu EndkundInnen

Für die Aufbereitung der Informationen für Kunden sollten alle verfügbaren Medien zielgruppenorientiert in Betracht gezogen werden, wobei hier nicht nur Tariffinformationen bereitgestellt, sondern gleichzeitig bewusstseinsbildende Maßnahmen gesetzt werden sollten. Maßnahmen für die Datensicherheit und den Datenschutz sind zu treffen.

Der Kommunikationsweg vom Netzbetreiber oder Lieferanten zu EndkundInnen (d.h. die Übermittlung von Tarif- oder Steuerinformationen sowie die Schaltung) ist getrennt vom Kommunikationsweg von KundInnen zum Netzbetreiber oder Lieferanten zu betrachten (primär Abrechnungs- oder Statusdaten).

Für die Übermittlung der Informationen sollten alle Medien in Betracht gezogen werden. Dabei sollten bei für die Allgemeinheit angewandten Netzentgelten auch allgemein mögliche und verständliche Kommunikationswege gewählt werden. Im Fall des sich am Markt befindlichen Lieferanten werden hier zielgruppenorientierte Kommunikationskanäle (entsprechend klassischer Marketing-Methoden) zur Anwendung kommen: Neue Kommunikationsmittel wie Handy-Apps werden eher junge Generationen ansprechen. Postsendungen könnten von älteren Personen bevorzugt werden. SMS, E-Mail und webbasierte Informationen können wahrscheinlich für eine große Mehrheit der EndverbraucherInnen Anwendung finden.²⁹ Für Lieferanten wirken sich die möglichen Kommunikationsmethoden auch auf die Tarife bzw. die im Produkt enthaltenen Komponenten wie Einspeiseflexibilisierung, Netzstützung oder hochdynamische Vollautomatisierung aus, z.B. über die zeitliche Verzögerung bis eine Reaktion erfolgen kann.

ExpertInnen weisen auf Basis deutscher Erfahrungen darauf hin, dass auf etablierte Kommunikationswege aufzubauen ist, die eine minimale Modifikation des Verhaltens der KundInnen erfordern. Als Beispiel wird angeführt, dass die Installation einer weiterer App eine geringere Hemmschwelle hat als sich bei einem komplett neuen Webportal zu registrieren und dort immer wieder neu anzumelden.

²⁸ Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

²⁹ 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.

6.3 Automatisierung und IKT

Technisch ist eine Automatisierung in allen Sektoren (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte Einsparungen hinsichtlich Energie und Kosten respektive Effizienzsteigerungen bringen.

6.3.1 Vorhandene kurz- und mittelfristige Automatisierungspotentiale

Technisch ist eine Automatisierung in allen Ebenen (Industrie, Gewerbe, Haushalt) möglich und könnte verbesserte Lastanpassungen, Betriebsmittelauslastungen und Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Nutzung der Energieträger und der Kosten bringen.³⁰ Die Automatisierung kann auf den einzelnen Verbraucher bezogen und sollte mit Erzeuger und Netzbetreiber koordiniert werden. Die vorhanden endkundenseitigen Automatisierungspotenziale sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Stromsystem einbezogen werden.

Industrie: in der Industrie werden Effizienzsteigerungs- und Kosten-Optimierungspotenziale traditionell in einem laufenden Prozess behandelt und bereits gehoben. Verbesserungen ergeben sich vereinzelt durch Anpassungen des Prozesses und Technologieänderungen. Automatisierung und IKT sind in der Lage auf flexible Tarife zu reagieren, relevante Betriebe nehmen an der Laststeuerung bereits aktiv teil und verfügen über geeignetes Monitoring- und Visualisierungs- Equipment. Flexible elektrische Tarife können bei Vorhandensein von thermischen Speichern (Wärme und Kälte) sowie Stoffspeichern eingesetzt werden. Bei ökonomischer Relevanz ist zu erwarten, dass fehlende Automatisierung und IKT eingeführt und flexible Tarife umgesetzt werden.

Gewerbe: im Gewerbe sind die größten energetischen und ökonomischen Potenziale zu erwarten insbesondere dann, wenn es zu einem verstärkten Einsatz von Prozess-/Gebäude-Automation kommt. Die Nachhaltigkeit der Hebung von Einsparpotenzialen basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen. Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit.

Haushalt/Büro: in Haushalten und in Büros sind aufgrund der dort vorwiegend auftretenden Prozesse nur eingeschränkte Optimierungspotenziale zu erwarten. Die Nachhaltigkeit der Hebung von Einsparpotenzialen basierend rein auf Informationen (Schulung, Visualisierung) wird als gering angesehen (Rebound-Effekte). Eine Prozessautomatisierung verspricht höhere Nachhaltigkeit bei höheren Investitionskosten.³¹

³⁰ Dabei ist zu beachten, dass es aber auch zu Ampeleffekten und damit einhergehenden Spitzenbelastungen kommen kann.

³¹ ExpertInnen weisen auf die Ergebnisse der deutschen E-Energy-Modellregion eTellgence hin, wo trotz rein manueller Verarbeitung der Tarifierreize stabile Beteiligung erzielt werden konnte. Des Weiteren stellen die ExpertInnen mit Verweis auf eTellgence klar: „Vor allem wenn die Automatisierungstechnik noch nicht ausgereift ist und „Kinderkrankheiten“ auftreten, weigern sich Verbraucher häufig, die Automatisierungskomponenten zu nutzen und verlassen sich auf eigene Handlungen. Wo Automatisierungstechnik jedoch zuverlässig funktionierte, konnten sie die manuell erzielten Erfolge zumeist übertreffen. Außerdem kann funktionierende Automatisierungstechnik die Akzeptanz fördern, da Kunden nicht selbst tätig werden und keinen (erheblichen) Komfortverlust hinnehmen müssen.“

Adaption von Rechtsmaterie: Grundsätzlich wird empfohlen, zutreffende Verordnungen, Normen und Richtlinien (z.B. Ökodesign Richtlinie) zu evaluieren und entsprechende Anpassungen durchzuführen um den sicheren und zuverlässigen Einsatz von flexiblen Tarifen bei elektrischen Betriebsmitteln für den Einsatz in Haushalten und in industrieller Umgebung zu erleichtern. (z.B.: Schaltfunktionen bei Betriebsmitteln unter Beachtung der Personen- und Gerätesicherheit, Standardisierung von Schaltfunktionen abhängig von den Prozessen in einzelnen Basis-, Produktfamilien- und Produktnormen).

Anmerkung: In vielen Netzbereichen in Österreich existiert bereits eine ausgebaute Infrastruktur zur Laststeuerung in Form einer Rundsteuerung. Hier kann empfohlen werden, diese Laststeuerung vorrangig auszubauen oder gegebenenfalls durch eine geänderte Form (Steuerung via Smart Meter) zu ersetzen, um Parallelstrukturen und daraus folgende Mehrkosten zu vermeiden.

6.3.2 Zukünftige Möglichkeiten und langfristige Einbeziehung

Eine Ausweitung der Automatisierung regional und netzübergreifend (sowohl ebenenübergreifend im Elektrizitätsnetz als auch durch Verknüpfung mit dem EDV-Netz) ist Teil aktueller und zukünftiger Forschungen. Eine Reihe von Pilotprojekten zur Optimierung von Subnetzen liefert Ansätze für Modellvarianten.

Eine modulweise gestaffelte Regelung einzelner Untergruppen von der Verteilerebene bis in das Übertragungsnetz ist anzudenken. Dadurch könnten eigenstabile und effizienzoptimierte Gruppen erzielt werden, ohne als Insel geführt zu werden, wodurch auch eine Stabilisierung des Gesamtnetzes gefördert wird. Ob und wie diese den freien Markt einerseits und den regulierten Netzbereich andererseits beeinflussen bedarf weiterer Forschungen.

6.3.3 Technische Umsetzung der Dateninfrastruktur

Derzeit erfolgt die Kommunikation leitungsgebunden oder via GSM-Funkübertragung über eigene Direktverbindungen zu den KundInnen mit Lastprofilzählern. Im gewerblichen Bereich ist diese Kommunikation ausreichend um Viertelstunden-basierte Daten zu übermitteln. Eine Ausweitung dieser Strukturen auch auf den restlichen KundInnenkreis ist für die Einführung von flexiblen Tarifen bzw. zum Heben von Flexibilitätspotentialen ausreichend. Eine schnellere Datenübertragung ist für hochdynamische Tarife und Zusatzfunktionalitäten anzudenken und wird bei einer stärkeren Kopplung an das Datennetz im kontinuierlichen Ausbauprozess erweitert werden.

Eine bidirektionale Verbindung ist für beinahe alle Flexibilisierungsmaßnahmen unumgänglich (Ausnahme: bestehende Rundsteueranlagen, Wärme- und Kälteanwendungen in Verwendung mit Speichern). Eine Kommunikation sollte über zwei Kanäle erfolgen: Eine Verbindung zu einer zentralen (oder auch verteilten) Auswertungseinheit über einen intelligenten Regel- und Steueralgorithmus wieder zurück zum KundInnengerät bzw. Gerätesystem, um entscheidungskritische Daten zu übermitteln. Ist eine sicherheitskritische Situation bei der KundInnenanlage gegeben, muss dort die Entscheidungshoheit liegen. Betriebskritische und sicherheitsrelevante Funktionalitäten für den Netzbetrieb sollten nicht ausgelagert werden. Ein weiterer Kanal sollte genutzt werden um die Kommunikation und Information vom (Netz-)Betreiber und/oder Dienstleister zu den KundInnen sicherzustellen.

Datensicherheit ist in dieser Hinsicht eine Grundsatzdiskussion. Eine Vernetzung von kritischer Infrastruktur birgt jedenfalls zusätzliches Gefahrenpotential. Obwohl der Nutzen für potentielle Angreifer gering erscheint, sind Maßnahmen zur Garantie der Sicherheit zu setzen. Ein industrieller Standard gilt als Mindestvoraussetzung für die Kommunikation. Auch wenn wenig sensible Daten im EndkundInnenbereich transportiert werden bleibt ein Restrisiko.

6.3.4 Mögliche Modelle für Smart Grids

Geräte (Haushaltsgeräte oder elektrische Betriebsmittel in Betrieben), die sich am Smart Grid beteiligen können, bzw. die Automatisierungseinheiten für Smart Homes/Offices/Buildings/Factories sind so zu konfigurieren, dass sie nach dem „okay“ für den Strombezug eine randomisierte Zuschaltung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. 15 Minuten) durchführen. Das Lastverschiebungspotenzial könnte dadurch zwar weiter verkleinert, aber Rückwirkungen auf das Netz und regelungstechnische Konflikte vermindert werden. Des Weiteren ist ein nicht zu vernachlässigendes Sicherheitsrisiko (bzgl. Personenschutz) gegeben wenn Werkzeugmaschinen ferngesteuert angefahren werden, hier sind Verriegelungsmaßnahmen notwendig.

6.4 EndkundInnenseitige Erzeugung

Potentiale bei der endkundenseitigen Erzeugung sind klar vorhanden, im KleinkundInnenbereich primär bei Photovoltaik, aber auch bei Kleinwindkraft, regional auch Kleinwasserkraft. Im GroßkundInnenbereich ist auf das vielfach ungenutzte Potenzial von industriellen Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungen hinzuweisen, die grundsätzlich bedarfsorientiert gefahren werden können. Im Kontext mit flexiblen Tarifen kann die endkundenseitige Erzeugung Effizienzgewinne bringen. Die Ausnutzung lokaler Erzeuger-Verbraucher-Synergien ist in Kombination mit Lastmanagement und flexiblen Tarifen zu empfehlen.

Es lässt sich feststellen, dass die Beschaffung von PV-Anlagen vermehrt mit Maßnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung (durch z.B. Einsatz von Gebäudeautomatisierung, Wärmepumpen und eventuell Batteriespeichern) einhergehen. Aktuell bildet sich auch ein Trend zu kleineren PV-Anlagen ab.

Insbesondere wenn flexible Tarife z.B. durch höhere Entgelte/Preise zum Zeitpunkt der mittäglichen Lastspitze den KundInnen Anreize zu weniger Lastaufnahme/Verbrauch vermitteln, wird eine Nutzung von PV und Speichern zur Verringerung der individuellen Lastspitze interessant.

Potentiale in der Industrie und bei den Energieversorgern werden bei gegebener Wirtschaftlichkeit einer Investition gehoben. Um jedoch vermeintliche Fehlinvestitionen bei Kraftwerken zu verhindern bzw. abzufangen ist ein Zusammenschluss von Erzeuger-Netz-VerbraucherInnen-Gruppen regionenweise sinnvoll. Der rechtliche Rahmen ist hier jedoch noch zu klären, auch fehlen im Marktmodell entsprechende Instrumente.

6.5 EndkundInnenseitige Speicher

Die vorhandenen endkundInnenseitigen Speicherpotenziale sollten aus Kosten- und Effizienzgründen bevorzugt in das Energiesystem einbezogen werden. Zukünftige Entwicklungen endkundenseitiger Speicher sollten schon bei der Entwicklung auf System- und Netzansprüche sowie auf Integrationsmöglichkeit achten. Eine frühzeitige Berücksichtigung von potentialträchtigen neuen Technologien wie Elektromobilität sowie stationärer Speichersysteme ist empfehlenswert um Synergien effektiv auszunutzen.

Mittelfristig zu hebende Potentiale: Thermische Speicher bzw. Prozesse (Wärmepumpe), sowie Prozessspeicher (z. B. Luftkonditionierung) können und sollten vermehrt einbezogen werden (siehe auch Automatisierung).

Zukünftige Entwicklungen / Batterien: Derzeit ist eine vermehrte Etablierung von Batteriespeichern bei EndkundInnen mit Eigenerzeugung zu erkennen. Bei nicht koordinierten bzw. akkordierten Einsatz können abhängig vom Netzbereich und lokalen und witterungsbedingten Gründen Lastglättungseffekte oder Leistungsspitzen auftreten. Zielorientierte technische Regelungen (z.B. in Analogie zum P(U)-Wechselrichter bei PV) sind bei Notwendigkeit zu erlassen.

Es ist zu erwarten, dass es zu einem erhöhten Autonomiegrad kommt und es zu einer Verschiebung der bestehenden arbeitspreisorientierten Entgeltung zu einer leistungsorientierten / pauschalen Entgeltung kommt (siehe oben). Die notwendige Berücksichtigung dieser – im Wesentlichen lokalen – Effekte auf die Netzinfrastruktur erschwert die Einführung undifferenzierter flexibler Tarife.

Zukünftige Entwicklungen / Elektromobilität: Ein Durchbruch der Elektromobilität wird speziell in der Verteilerebene starke Veränderungen mit sich bringen, da Elektroautos den Stromkonsum eines Haushalts markant erhöhen. Des Weiteren kann es bei einem verstärkten Einsatz der Elektromobilität insbesondere bei einer Erhöhung der Zahl der Ladestationen zur Notwendigkeit von Adaptierungen in der Verteilernetzebene durch erhöhten Leistungsbedarf durch Gleichzeitigkeitseffekte kommen. Zukünftige flexible Tarife müssen diese Entwicklung im Zusammenhang mit der Elektromobilität langfristig berücksichtigen. Dies kann sich auch in neuen Tarifsystemen auswirken, die derzeit nicht absehbar sind.

Koordinierte verteilte Lade- und Entladestrategien sollten für eine effiziente Auslastung des Netzes nach Möglichkeit dem direkten Zugriff auf konkrete Speichereinheiten vorgezogen werden. Diese Möglichkeit sollte nur an neuralgischen Netzpunkten bei hoher Auslastung zur Kostenminderung (bzw. Aufrechterhaltung des Betriebs) in Betracht gezogen werden.

7 Soziale Aspekte einer Tarif-Flexibilisierung

Auf Basis der empirischen Erhebungen wird empfohlen, den Fokus der zukünftigen (flexiblen) Strompreismodelle auf bestimmte Zielgruppen, die entsprechende Möglichkeiten (v.a. Lastverschiebungspotenzial) haben, zu legen. Dennoch soll/wird für die Nicht-Zielgruppen ein zeitunabhängiges Energiepreismodell bestehen bleiben. Flexible Netzentgelte sind, da sie die Allgemeinheit betreffen, wirtschaftlich verträglich und verständlich zu gestalten. Es gilt auch Überlegungen zu Verteilung der damit entstehenden Kosten zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

7.1 Kunden- und Marktsegmentierung

Die regulierten Netzentgelte treffen alle KundInnen entsprechend den definierten gesetzlichen und regulatorischen Regelungen. Dabei ist es für die Anwendung des (gegebenenfalls flexiblen) Netzentgelts nicht maßgeblich, ob sich KundInnen dafür interessieren oder nicht. (Flexible) Strompreismodelle werden jedoch von KundInnen aktiv gewählt. Zur Verbreitung dieser ist daher eine Kunden- und Marktsegmentierung erforderlich. Der Aspekt der Zielgruppen ist folglich nur für die Marktseite, also den Lieferanten (und nicht für den Netzbetreiber) relevant.

7.1.1 Interessierte KundInnengruppen

Es gibt nicht die „durchschnittlichen“ StromkundInnen: Die derzeitigen Modelle bei der flexiblen Tarifgestaltung wie z.B. Time of Use orientieren sich meist nach den technischen (Lastspitzen) und wirtschaftlichen Gegebenheiten (Marktpreis). Lieferanten kennen teilweise von ihren KundInnen nur z.B. Verbrauchswerte, Kundenkategorie und Adresse. Meistens sind Haushaltszusammensetzung oder Mitarbeiteranzahl, Fläche, Gerätestruktur etc. nicht bekannt. Für das zielgerichtete Angebot flexibler Strompreismodelle ist eine gezielte KundInnen- bzw. Marktsegmentierung und umfassende -kenntnis erforderlich.

7.1.2 EndkundInnen-Motivation & Akzeptanz

Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der EndkundInnen, einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken, sind in der folgenden Tabelle aufgeschlüsselt.

Tabelle 7-1: Ausschlaggebende Faktoren, die auf die Motivation und Akzeptanz der EndkundInnen, einen Tarif zu wählen und sich diesem entsprechend zu verhalten, einwirken. Quelle: eigene Zusammenstellung.

Ausschlaggebende Faktoren	Auswirkung auf die realisierte / realisierbare Lastverschiebung
Bessere Verständlichkeit des Tarifmodells (bei Tarifwahl)	-
Höherer Zeitaufwand zur Reaktion auf die aktuellen Tarifänderungen (z.B. müssen bei Echtzeittarifen die aktuellen Preise beachtet werden) (wenn Tarif bereits gewählt)	-
Bessere Qualität / Angemessenheit des Kommunikationstools	+
Mehr Möglichkeiten zur Adaption der täglichen Abläufe entsprechend den Vorgaben des Tarifs (Tarif-Informationen vorhanden) (wenn Tarifinformation bereits verarbeitet)	-
Aktuell hoher Nutzen der Energiedienstleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. Friseur)	-
Höhere Zeitdauer der Lastverschiebung	-
Höhere Häufigkeit der Lastverschiebung (z.B. Event-Tarife)	-
Höheres individuelles Potenzial zur Lastverschiebung	+
Bessere Möglichkeiten der Voll-Automatisierung (Reaktion auf Preis- oder Steuersignale)	+
Bessere Möglichkeiten der Semi-Automatisierung (z.B. Programmierung von Geräten)	+
Bessere Speichermöglichkeit (Batterie, Kessel, andere: lt. Literatur „Energiedienstleistungsspeicher“)	+
Höhere Preisspreizung / jährliche Kostenreduktion	+

Es ist die Empfehlung auszusprechen, die Ausgestaltung von zukünftigen (flexiblen) Tarifsyste unter Berücksichtigung der aufgelisteten Aspekte zu überlegen, die auch die individuellen und zielgruppenspezifischen Bedürfnisse, Handlungsspielräume, Lebensstile und soziodemografischen Ausprägungen beschreiben. Damit soll das Lastverschiebungspotenzial der jeweiligen Zielgruppe durch entsprechende Anreize mobilisiert werden. Zusätzlich sind nach ExpertInnenmeinungen grundlegende längerfristige bewussteinsbildende Maßnahmen zu forcieren, welche bereits bei Kindern ansetzen sollen: Um das Energiebewusstsein zu fördern, sollten Maßnahmen bereits bei Kindern im Volksschulalter gesetzt werden (ähnlich wie beim Mülltrennen).

7.1.3 Interessante KundInnengruppen (Zielgruppen) aus Lieferantensicht

Für den Lieferanten ist interessant, welche Gruppen von KundInnen auf das Angebot flexibler Tarife eingehen. Nunmehr ist es aber für den Lieferanten interessant, welche Zielgruppen auch eine tatsächliche Reaktion zeigen. Die angestrebte Zielgruppe verhält sich (1) in der Ausgangssituation nicht tarifkonform und hat (2) die Intention, dem Tarif zu entsprechen. Sie wählt daher diesen Tarif. Um schlussendlich eine nennenswerte Lastverschiebung realisieren zu können, verfügt die ideale Zielgruppe (3) über technisches Potenzial für die Lastverschiebung bzw. wird sie nicht durch andere Bedingungen an einer Verschiebung gehindert.

7.2 Umverteilungswirkung

7.2.1 Umverteilungswirkung durch Netzentgelte

Grundsätzlich muss die Regulierungsbehörde gleiche VerbraucherInnen einer Netzebene gleich behandeln. Auf den Netzebenen kann nicht/kaum auf einzelne (z.B. „interessante“ oder bedürftige) KundInnensegmente eingegangen werden. Hinzu kommt, dass eine unterschiedliche Bewertung (Entgelte) innerhalb der KundInnengruppen administrativ zu komplex wäre. Flexible Netzentgelte sind daher für die Allgemeinheit wirtschaftlich verträglich und verständlich zu gestalten. Es gilt auch Überlegungen zu Verteilung der damit entstehenden Kosten zwischen den verschiedenen KundInnengruppen und innerhalb der KundInnengruppen zu berücksichtigen.

7.2.2 Umverteilungswirkung durch die Strompreiskomponente „Energie“

Je nach Komplexität des Strompreismodells ist es vorrangig jenen KundInnen möglich zu profitieren, die über das Verständnis bzw. die Zeit und/oder die technischen Möglichkeiten (Automatisierung, Speicher, Eigenerzeugung) verfügen. Tendenziell bedeutet das eine Besserstellung einerseits von einkommensstarken bzw. besser gebildeten Haushalten³² und andererseits von Betrieben mit der Möglichkeit, sich auch abseits des Kernprozesses für Kostenstellen zu interessieren.

Wird die am Markt verfügbare Energie energetisch und wirtschaftlich effizienter genutzt (wenn auch nur von einzelnen), so können sich indirekt die resultierenden positiven ökonomischen Effekte (z.B. allgemein günstigeres Strompreisniveau) auch auf nicht beteiligte KundInnengruppen auswirken.

7.2.3 Forschungsbedarf

Studien zur KundInnensegmentierung im Energiebereich existieren, dagegen sind Studien zur Umverteilungswirkung wenig vorhanden. Das Projektteam hat Daten von Statistik Austria, von Sinus (Sinus-Milieus), Projekte der AEA (Energy Styles, Life Styles 2030), Sinus-Milieu-ähnliche Ergebnisse der E-Energy-Feldtests (Karg et al., 2013, S.70ff)³³ und andere Literatur (Kleinhüchelkotten, 2005 bzw. Westermayer, 2008) gesichtet; hinzukommen Befragungen von ExpertInnen (u.a. Arbeiterkammer, Verantwortliche für KonsumentInnenschutz) im Zuge dieses Projekts sowie in Moser (2012).³⁴ Das qualitative und quantitative Datenmaterial ist für das Treffen einer klaren Aussage zur Verteilungswirkung im Zuge dieses Projekts nicht ausreichend.

³² ExpertInnen verweisen auch darauf, dass es mit entsprechend ausgereiften Systemen auch unabhängig vom Bildungsniveau gelingt, komplexe Tarife für KundInnen nutzbar zu machen (vgl. Projekt „Proshape“).

³³ Karg L., Kleine-Hegermann K., Wedler M., Jahn C. (2013): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. B.A.U.M.

³⁴ Moser S. (2012): Möglichkeiten der Einführung von Energieeffizienz-Zertifikaten in Österreich. Dissertation, JKU Linz.

8 Weitere Aspekte zu Recht und Regulierung

8.1 Zeit- und Lastvariabilität des Netzentgelts

Hinsichtlich der einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lässt sich festhalten, dass lediglich das Netznutzungsentgelt geeignet ist, zu differenzieren, wie die Lastsituation im Netz gerade beschaffen ist. Der derzeitige Rechtsrahmen des § 52 EIWOG 2010 legt es daher ins Ermessen der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeit- und/oder lastvariabel zu gestalten. Von dieser Ermächtigung hat die Regulierungsbehörde allerdings nur in Form eines Sommer/Winter-, Tag/Nacht-Tarif Gebrauch gemacht, wobei nennenswerte preisliche Schwankungen und daraus resultierende Anreizwirkungen nicht flächendeckend zu finden sind. Neben ausgeprägteren finanziellen Anreizwirkungen mittels preislicher Schwankungen in den verschiedenen Zeitabschnitten, wären auch noch kleinere Zeitintervalle rechtlich möglich. Von einer lastvariablen Festlegung der Netznutzungsentgelte hat die Regulierungsbehörde allerdings bisher im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2014 keinen Gebrauch gemacht. Die rechtlichen Voraussetzungen sind jedoch gegeben.

Daneben kann das Netznutzungsentgelt der HaushaltskundInnen und der kleinen Gewerbebetriebe, also der NetzbenutzerInnen der Netzebene 7, unterbrechbar verrechnet werden, sofern NetzbenutzerInnen dem Netzbetreiber vertraglich gestattet, den jeweiligen Zähler jederzeit bzw. zu vorher festgelegten Zeiten vom Netz zu trennen (und anschließend wieder zuzuschalten). Dies ist bei den NetzbenutzerInnen der Netzebene 3, also der Großindustrie, gar nicht und bei den NetzbenutzerInnen der Netzebene 5, also der Kleinindustrie und der großen Gewerbebetriebe, nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich möglich. Dementsprechend wäre eine Ergänzung in der SNE-VO dahingehend möglich, dass sämtlichen Entnehmern, die die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllen, auf allen Netzebenen die Möglichkeit von reduzierten unterbrechbaren Netznutzungsentgelten eingeräumt wird, um eine gewisse Flexibilität zur gleichmäßigen Netzauslastung bzw. Lastverschiebung im gesamten Elektrizitätsnetz zu erreichen.

8.2 Flexibilität des Strompreises

Der Strompreis kann durch die Lieferanten grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt und er somit dem Wettbewerb unterliegt. Damit hat der Stromlieferant im Gegensatz zum Netzbetreiber einen diesbezüglichen Gestaltungsspielraum. Allerdings bedürfte es – sofern es sich bei den KundInnen um solche handelt, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird – gerade bei diesen neuartigen Preismodellen der verstärkten Berücksichtigung des konsumentenschutzrechtlichen Preistransparenzgebots, damit die VerbraucherInnen die angebotenen Strompreise einerseits leicht verstehen und nachvollziehen und andererseits unproblematisch mit den Strompreisangeboten anderer Lieferanten vergleichen können. Im Gegensatz zum Netzbetreiber ist der Lieferant jedoch nicht in der Lage, die Lastverschiebung für die KundInnen am Zähler durchzuführen.