

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

Methode und  
Arbeitsdefinitionen

Österreichische  
Begleitforschung  
zu Smart Grids

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

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 1c/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](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)

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

Methode und Arbeitsdefinitionen  
im Projekt Flex-Tarif

Österreichische Begleitforschung  
zu Smart Grids

Simon Moser, Christina Friedl  
Energieinstitut an der JKU Linz

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

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](http://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

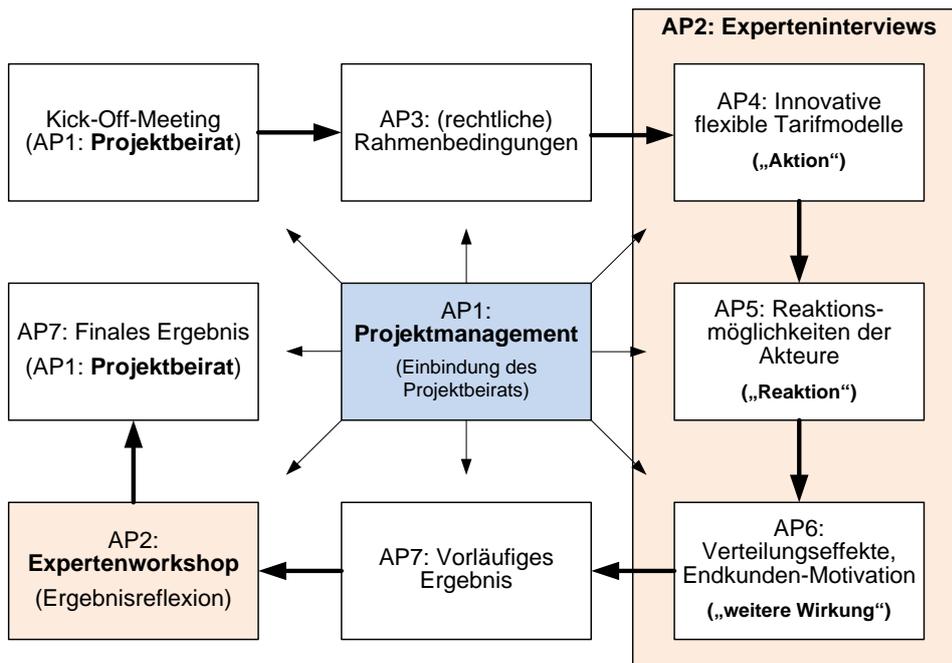
1	Das Projekt Flex-Tarif: Vorgangsweise und Methode .....	4
1.1	Projektablauf .....	4
1.1.1	Forschungsfragen gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag .....	5
1.1.2	Ergänzender Zielkatalog .....	6
1.2	Durchführung der Experteninterviews .....	7
1.3	ExpertInnenworkshop.....	9
1.4	Quervergleich mit deutschen Ergebnissen .....	10
2	Arbeitsdefinitionen.....	11
2.1	Arbeitsdefinition „Lastverschiebung“ .....	11
2.2	Strategische Zielsetzungen der Lastverschiebung .....	13
2.3	Arbeitsdefinitionen flexibler Tarife.....	15
2.3.1	Definition: Tarif, Preis, Entgelt .....	15
2.3.2	Definition des Begriffs „flexibler Tarif“ .....	16
2.3.3	Benchmark.....	16
2.3.4	Varianten flexibler Tarife .....	17
3	Relevante Literatur .....	26
3.1	Flexible Tarife im Smart Grid.....	26
3.2	Analysen von flexiblen Tarifen.....	27
3.2.1	Wichtige Parameter bei last- und zeitvariablen Tarifen (Nabe et al., 2009).....	27
3.2.2	Neue Tarifmodelle (Stadler, Auer, Haas, 2004) .....	28
3.2.3	Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Paetz et al., 2011) .....	28
3.2.4	Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Dütschke et al., 2012) .....	29
3.2.5	Monetäre Einsparung bei der Tarifwahl (Paetz und Dütschke,2011) .....	30
3.2.6	Bedeutung der Kundensegmentierung (Hayn et al., 2014) .....	30
3.2.7	Umverteilung durch die Einführung von flexiblen Tarifen (Horowitz und Lave, 2014) 31	
3.3	Analysen von Feldtests .....	31
3.4	Persistenz der Einsparung bzw. Lastverlagerung.....	32
3.5	Relevante Ergebnisse des Projekts LoadShift .....	33

# 1 Das Projekt Flex-Tarif: Vorgangsweise und Methode

## 1.1 Projektablauf

Folgender Ablauf wird im Projekt Flex-Tarif zur Ergebnisfindung vorgesehen. Eine entsprechende Einteilung in die jeweiligen Arbeitspakete wurde durchgeführt.

Abbildung 1-1: Überblick Projektablauf Flex-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung



**AP1 – Projektmanagement:** Das Projektmanagement umfasst die Einbindung des Projektbeirats und die Dissemination.

**AP2 – ExpertInneninterviews und ExpertInnenworkshop:** Die Einbindung von ExpertInnen stellt die essenzielle Methode des Projekts dar und ist entsprechend methodisch korrekt zu gestalten. Da die ExpertInneninterviews themen- und damit arbeitspaketübergreifend durchgeführt werden, sind diese im Arbeitspaket 2 zusammengefasst (vgl. Kapitel 1.2).

**AP3 – Analyse der Rahmenbedingungen:** Der Status Quo der Festsetzung der Strompreiskomponenten wird erhoben und dabei wird ein Fokus auf die rechtlichen Anforderungen, d.h. die regulierten Preiskomponenten gelegt. Neue Tarifmodelle werden hinsichtlich eines Änderungsbedarfs der bestehenden nationalen Vorgaben evaluiert.

**AP4 – Effektivität der flexiblen Tarife:** Die Tarifmodelle setzen Anreize, auf welche die AkteurlInnen (EndkundInnen, Prosumer und Einspeiser) in Form einer tatsächlichen Lastverschiebung reagieren. Innovative Tarifmodelle werden hinsichtlich ihrer Effektivität mikroökonomisch untersucht. Die tarifinhärenten Anreize werden ebenso für die hypothetische Netzkostenbeteiligung der Erzeugungsseite beschrieben.

**AP5 – Reaktionsmöglichkeiten der AkteurInnen auf flexible Tarife:** Für das Ausmaß der Reaktion spielen die kundInnenseitige Kommunikation, die Automatisierung, die Speicher- und Eigenerzeugungsmöglichkeiten eine wesentliche Rolle.

**AP6 – Verteilungseffekte und Akzeptanz:** Es soll qualitativ geklärt werden, welche AkteurInnen bei einer Flexibilisierung Nutzen oder Kosten erzielen. Daneben ist die KundInnenakzeptanz (Tarifwahl) ein entscheidender Faktor für die Effektivität flexibler Stromtarife.

**AP7 – abgeleitete Empfehlungen:** Einflussfaktoren, die sich auf eine Zielsetzung positiv auswirken, können sich auf andere Zielsetzungen negativ auswirken. Diese Situationen werden evaluiert und Empfehlungen werden abgeleitet.

### 1.1.1 Forschungsfragen gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag

Im Ausschreibungsleitfaden wurden die im Rahmen des Projekts zu erarbeitenden Fragestellungen angeführt. Die dargestellten Zielsetzungen entsprechen den Zielen des Projektantrags.

*Tabelle 1-1: Forschungsfragen des Projekts Flex-Tarif gemäß Ausschreibungsleitfaden & Antrag*

Fragestellung laut Ausschreibungsleitfaden
Welchen Beitrag können variable Netzentgelte und Energiepreise zur kurzfristigen Systemoptimierung und zur längerfristigen Investitionsvermeidung leisten?
Welche Entgelt-/Preiskomponenten sollten flexibilisiert werden? (Energiepreise vs. Netzentgelte; Netzanschluss vs. -nutzung; Leistung vs. Volumen, etc.)
Welche Reibungspunkte bestehen mit dem gegenwärtigen Regelrahmen bzw. der gegenwärtigen Netzregulierung?
Wie können variable Netzentgelte und Energiepreise transparent und diskriminierungsfrei und doch kostenreflektiv und zielführend berechnet bzw. festgelegt werden? (zentrale Berechnung vs. verhandelte Lösungen)
Welche Verteilungseffekte entstehen durch variable Netzentgelte und Energiepreise?
Welchen Beitrag können bzw. sollten Erzeuger zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten (G-Komponente)?
Welchen Beitrag können bzw. sollten weitgehend autarke Subnetze zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten (Microgrids)?
Welche Auswirkungen hätten variable Netzentgelte und Energiepreise auf andere, verwandte politische Ziele, wie zum Beispiel die Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz?
Welche neuen Möglichkeiten von innovativer Kommunikationstechnologie (IKT) im Energiesektor können für die Implementierung von variable Netzentgelte und Energiepreise genutzt werden?

## 1.1.2 Ergänzender Zielkatalog

Im Kick-Off-Meeting wurde vereinbart, einen Zielkatalog in Form jener Fragen auszuarbeiten, die im Projekt beantwortet werden sollen. Die dargestellten Zielsetzungen entsprechen den Zielen des Projektantrags.

Tabella 1-2: Fragestellungen des Projekts Flex-Tarif in den jeweiligen Arbeitspaketen.

Fragestellungen nach Arbeitspaket
<b>AP 3 Recht</b> Bedarf es gesetzlicher Änderungen, um bestimmte Arten von flexiblen Tarifen anbieten zu können (Unterscheidung: reguliert – nicht reguliert)?
<b>AP 4 Anreize</b> Welche Arten von flexiblen Tarifen eignen sich, um die jeweiligen Zielsetzungen der Lastverschiebung (Integration erneuerbarer Energien, Vermeidung von Netzausbau, erhöhte Netzstabilität, effizienter Energieeinsatz, autarke Subnetze) zu erreichen? Welche weiteren Anreize setzen diese flexiblen Tarife und wie sind diese im gegebenen wirtschaftlichen, gesetzlichen und sozialen Rahmen zu bewerten?
<b>AP 5 Technik</b> Welche Formen der Kommunikation/Information in der Richtung zum Endkunden sind effektiv? Welche Rolle spielt die Automatisierung in der Lastverschiebung und welche Rolle wird sie in Zukunft spielen? Sind juristische Vorgaben zu erlassen und sind diese verhältnismäßig? Welche Rolle spielt die endkundenseitige Energiespeicherung in der Lastverschiebung und welche Rolle wird sie in Zukunft spielen? Sind juristische Vorgaben zu erlassen und sind diese verhältnismäßig? Welchen Lastverschiebungseffekt können flexible Tarife überhaupt erzielen und welche sind leicht erzielbar (Kombination mit AP 4)?
<b>AP 6 Verteilungseffekte und Stakeholder-Akzeptanz</b> Welche AkteurInnen können von einer Tarif-Flexibilisierung profitieren? Welche AkteurInnen tragen die Kosten einer Tarif-Flexibilisierung? Welche AkteurInnen reagieren auf eine Tarif-Flexibilisierung und warum bzw. warum nicht?
<b>AP 7 Empfehlungen und Zielkonflikte</b> Welche Einflussfaktoren sind für die Erreichung einer der Zielsetzungen der Lastverschiebung zu beachten? Welche Zielkonflikte existieren hinsichtlich der Erreichung der oben genannten Zielsetzungen? Können flexible Tarife einen essenziellen Beitrag zur Realisierung eines Smart Grid leisten?

## 1.2 Durchführung der Experteninterviews

Im Rahmen des Projektes wurde ein qualitativer Zugang gewählt, sodass als empirisches Erhebungsinstrument Experteninterviews vom Projektteam eingesetzt wurden. Es wurden leitfadengestützte Interviews durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit bzw. einen Kontext der Aussagen und Ergebnisse zu gewährleisten. Diese wissenschaftliche Methodik bietet die Möglichkeit, eine/n ExpertIn face-to-face zu befragen. Beim Interview ist es Aufgabe des Interviewers, sich am konzipierten Leitfaden zu orientieren und die ExpertInnen zur Argumentation (wissenschaftliches Ziel der internen Validität) zu motivieren.

Um die unterschiedlichen Stakeholder- und Akteursgruppen abzudecken, wurden insgesamt 41 Interviews mit 49 Personen (an manchen Interviews nahmen mehrere Personen teil) im Zeitraum zwischen März 2014 und Juni 2014 durchgeführt. Dazu gehören die nationale Regulierungsbehörde der Energiewirtschaft (E-Control), Mitarbeiter eines Großteils der größeren österreichischen Netzbetreiber (Netz Oberösterreich GmbH, Wiener Netze GmbH, TINETZ-Stromnetz Tirol AG, Stromnetz Steiermark GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Salzburg Netz GmbH, LINZ STROM NETZ GmbH), relevante Technologielieferanten und weitere relevante Stakeholder (Lieferanten, Interessensvertretungen, Policy Maker). Für das Projekt bzw. die Ergebniserzeugung wurden relevante ExpertInnen bereits im Zuge der Erstellung des Förderantrags angefragt, die ihr Interesse schriftlich bekundeten. Damit wurde eine Einbindung der Perspektiven und Positionen von essenziellen Stakeholdern zu einer Tarifflexibilisierung im Strombereich auf österreichischer Ebene gewährleistet. Im Rahmen der Erhebung wurden auch 5 internationale Experten interviewt, um Positionen und Erfahrungen aus anderen Ländern in das Projekt zu integrieren. Die im Projekt Flex-Tarif interviewten Expertinnen und Experten sind in Tabelle 1-3 und Tabelle 1-4 aufgelistet.

Für die Durchführung von leitfadenorientierten Experteninterviews wurde vorab ein Fragenkatalog vor dem Hintergrund der zu bearbeitenden Fragestellungen im Projekt Flex-Tarif erstellt. Die ausgearbeiteten Fragen wurden nach den rechtlichen, technischen, ökonomischen und sozialen Aspekten geclustert, welche auch im Projektbeirat am 11. Februar 2014 diskutiert und vereinbart wurden.<sup>1</sup> Diese inkludieren Fragen aus dem Projektantrag bzw. aus dem Ausschreibungsleitfaden von e!Mission.at (siehe Tabelle 1-1) sowie die ausgearbeiteten Fragen aus dem Zielkatalog basierend auf dem Projektbeiratstreffen im August (siehe Tabelle 1-2).

Die Themen der ExpertInneninterviews sind Arbeitspaket-übergreifend und beziehen sich auf die ökonomischen, technischen, rechtlichen und sozialen Aspekte hinsichtlich einer Flexibilisierung des Strompreises und Netzentgelte. Der Leitfaden wurde als Basis für die jeweiligen durchzuführenden Interviews erstellt, die Fragen kamen hier im Interviewverlauf abhängig von der befragten Expertin und dem Experten der jeweiligen Organisation/Institution zur Anwendung.

Durch die Einteilung der Fragen in Cluster hat bereits in der Konzeptionierungsphase des Leitfadens eine Kategorisierung der möglichen Fragen stattgefunden, die wiederum in Subkategorien eingeteilt werden. Damit wird bereits auch die Basis in Richtung Auswertung des Interviewmaterials getätigt. Die Auswertung erfolgt auf Basis der im Projekt formulierten Forschungsfragen – die Ergebnisse der qualitativ-empirischen Analyse fließen in die einzelnen Arbeitspapiere dieses Endberichts ein.

---

<sup>1</sup> Mitglieder des Projektbeirats sind der Klima- und Energiefonds, das BMVIT, das BMWFW, die Nationale Technologieplattform Smart Grids, die E-Control sowie Österreichs Energie.

Tabelle 1-3: Liste der interviewten Expertinnen und Experten (Österreich)

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
<b>Abart</b>	Andreas	Netz Oberösterreich GmbH
<b>Ammer</b>	Christian	TINETZ-Stromnetz Tirol AG
<b>Angerer</b>	Franz	Vertretung Land Niederösterreich
<b>Bernhardt</b>	Klaus	Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie
<b>Brehmer</b>	Reinhard	Wiener Netze GmbH
<b>Brunner</b>	Martin	Energy Services Handels- und Dienstleistungs GesmbH
<b>Dell</b>	Gerhard	Landesenergiebeauftragter des Landes Oö, in Vertretung für den oö. Landesrat für Energie und Konsumentenschutz
<b>Ebnet</b>	Silke	Energie-Control - Abteilung Volkswirtschaft
<b>Eisner</b>	Wolfgang	ENAMO GmbH
<b>Fink</b>	Johann	Vertretung Land Salzburg
<b>Führer</b>	Thomas	AMS Engineering GmbH
<b>Fürst</b>	Norbert	Energie-Control - Abteilung Tarife
<b>Gamperer</b>	Thomas	Kläranlage Asten
<b>Hahn</b>	Markus	ENAMO GmbH
<b>Herzele</b>	Dorothea	Bundesarbeiterkammer
<b>Hiden</b>	Rene	Energie Steiermark
<b>Höblinger</b>	Manfred	Stromnetz Steiermark GmbH
<b>Hübsch</b>	Claudia	Wirtschaftskammer Österreich
<b>Jilek</b>	Wolfgang	Steirischer Landesenergie-beauftragter
<b>Kalab</b>	Otto	Wirtschaftskammer OÖ
<b>Keplinger</b>	Siegfried	Umwelttechnik-Cluster / NREE
<b>Korsitzke</b>	Reinhard	cyberGRID
<b>Lacher</b>	Eva	Energie-Control - Abteilung Endkunden
<b>Lugmair</b>	Andreas	Siemens
<b>Materazzi-Wagner</b>	Christine	Energie-Control - Abteilung Strom
<b>Nagl</b>	Michael	Oö. energiepolitisches Planungsorgan
<b>Ornter</b>	Christina	Smurfit Kappa Nettingsdorfer
<b>Pesendorfer</b>	Hannes	voestalpine
<b>Poultidis</b>	Haralabos	Borealis
<b>Pressl</b>	Johann	Arbeiterkammer Stmk
<b>Proidl</b>	Harald	Energie-Control - Abteilung Energieeffizienz
<b>Puntigam</b>	Rupert	voestalpine
<b>Sparlinek</b>	Wolfgang	voestalpine
<b>Simmler</b>	Martin	Norske Skog
<b>Struber</b>	Herwig	Salzburg Netz GmbH
<b>Tauschek</b>	Ursula	Österreichs Energie
<b>Thoman</b>	Josef	Bundesarbeiterkammer
<b>Türtscher</b>	Johannes	Vorarlberger Energienetze GmbH
<b>Unterweger</b>	Andreas	Red Jack Heizung und Solar GmbH

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Urban	Franz	Energie Consulting Urban
Urban	Maximilian	Netz Niederösterreich GmbH
Wedler	Michael	B.A.U.M
Weiss	Bertram	Verbund
Zimmerberger	Johannes	LINZ STROM NETZ GmbH

Tabelle 1-4: Liste der interviewten Expertinnen und Experten (international)

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Darby	Sarah	ECI, University of Oxford
Labanca	Nicola	JRC, Ispra Italien
Lehto	Ina	Energia Adato Oy, Finnland
Mourik	Ruth	DuneWorks, Niederlande
van Elburg	Henk	Netherlands Enterprise Agency

### 1.3 ExpertInnenworkshop

In einem abschließenden ExpertInnenworkshop im Juli 2014 wurden die Ergebnisse und die abgeleiteten Handlungsempfehlungen präsentiert und diskutiert. Ziel des Workshops war die Präsentation der vorläufigen Ergebnisse der technischen, ökonomischen, sozialen und rechtlichen Analyse des Projekts Flex-Tarif, die auf den Vorarbeiten des Konsortiums und den Argumentationen der ExpertInnen aufbauen. Eingeladen wurden alle im Zuge des Projekts befragten ExpertInnen sowie die Mitglieder des Projektbeirats.

Der Workshop war als interaktive Feedback-Runde und als Möglichkeit der ExpertInnen, ihre Argumentationen direkt miteinander zu diskutieren, gedacht. Insgesamt nahmen knapp 25 Personen (ExpertInnen, Projektbeiratsmitglieder, Projektteam) an dem moderierten Workshop in Linz teil. Die Liste der TeilnehmerInnen am Workshop finden sich in Tabelle 1-5.

Tabelle 1-5: Liste der TeilnehmerInnen am ExpertInnenworkshop

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
Ammer	Martina	Umwelttechnik-Cluster / NREE
de Bruyn	Kathrin	Energieinstitut an der JKU Linz
Eisner	Wolfgang	ENAMO GmbH
Friedl	Christina	Energieinstitut an der JKU Linz
Führer	Thomas	AMS Engineering GmbH
Fürst	Norbert	E-Control
Ghaemi	Sara	AIT
Hahn	Markus	ENAMO GmbH
Korsitzke	Reinhard	cyberGRID
Mayr	Johann	TU Graz / AIT
Moser	Simon	Energieinstitut an der JKU Linz

Name	Vorname	Institution/Unternehmen/Organisation
<b>Newertal</b>	Josef	E-Control
<b>Pezenka</b>	Dominik	Bundesarbeiterkammer
<b>Poultidis</b>	Haralabos	Borealis
<b>Schmautzer</b>	Ernst	TU Graz
<b>Schmidbauer</b>	Elisabeth	Salzburg Netz GmbH
<b>Steinmüller</b>	Horst	Energieinstitut an der JKU Linz
<b>Taus</b>	Hans	Wiener Netze GmbH
<b>Tauschek</b>	Ursula	Österreichs Energie
<b>Vones</b>	Gerald	BMWFV
<b>Wedler</b>	Michael	B.A.U.M. Group
<b>Weiss</b>	Bertram	Verbund
<b>Zimmerberger</b>	Johannes	LINZ STROM NETZ GmbH

## 1.4 Quervergleich mit deutschen Ergebnissen

In das Projekt wurde mittels Werkvertrag die deutsche B.A.U.M. Consult GmbH eingebunden, welche die Begleitforschung des deutschen Großforschungsprojekts E-Energy leitete. B.A.U.M. brachte das gewonnene Fachwissen als Feedback zu den abgeleiteten Handlungsempfehlungen (vgl. Projektbericht 9/9) ein und verglich die Ergebnisse des Projekts Flex-Tarif mit den Erkenntnissen in Deutschland.

Seitens B.A.U.M. Consult GmbH wurde primär Michael Wedler in das Projekt eingebunden. Er moderierte den ExpertInnenworkshop und brachte den Hauptteil des inhaltlichen Feedbacks ein. Weiteres Feedback wurde von Kerstin Kleine-Hegermann beigesteuert. Aufgrund der Vereinbarung mit den (anderen) befragten ExpertInnen, Inhalte nur anonymisiert wiederzugeben, werden die Beiträge von Michael Wedler und Kerstin Kleine-Hegermann in den Berichtsteilen von Flex-Tarif ebenfalls als ExpertInnen-Input betitelt.

## 2 Arbeitsdefinitionen

Zur Abgrenzung und Klarheit der verwendeten Begriffe wurden Arbeitsdefinitionen erstellt, auf Basis derer die Projektergebnisse aufbereitet werden konnten. Auch allgemein benötigte Arbeitsdefinitionen, die nicht nur zur methodischen Bearbeitung, sondern auch zum Verständnis der Projektziele im Allgemeinen notwendig sind, werden hier festgelegt.

- **Strategische Zielsetzungen:** Flexible Stromtarife haben das alleinige Ziel, elektrische Lasten zu verschieben. Dagegen sind die Gründe, warum elektrische Lasten verschoben werden sollen, vielfältig. Als Beispiele für diese „übergeordneten Zielsetzungen“ seien eine umfassende Integration erneuerbarer Energien oder eine Vermeidung des Netzausbaus angeführt.
- **Flexible Tarife:** Generell ist die Bezeichnung „flexibler Tarif“ eher als Überbegriff denn als exakte Beschreibung zu verstehen. Die in der Arbeit betrachteten flexiblen Tarifstrukturen werden definiert.

Ähnlich den Tarifen gibt es nicht die repräsentativen KundInnen, sondern eine sehr heterogene Zusammensetzung dieser, sowohl im privaten als auch gewerblich-industriellen Sektor, wodurch eine Gruppierung bzw. Kategorisierung vonnöten ist. Auf diese wird im Arbeitspapier 8/9 eingegangen, da sich gezeigt hat, dass die Bearbeitung der KundInnensegmente selbst ein essenzielles Forschungsthema ist.

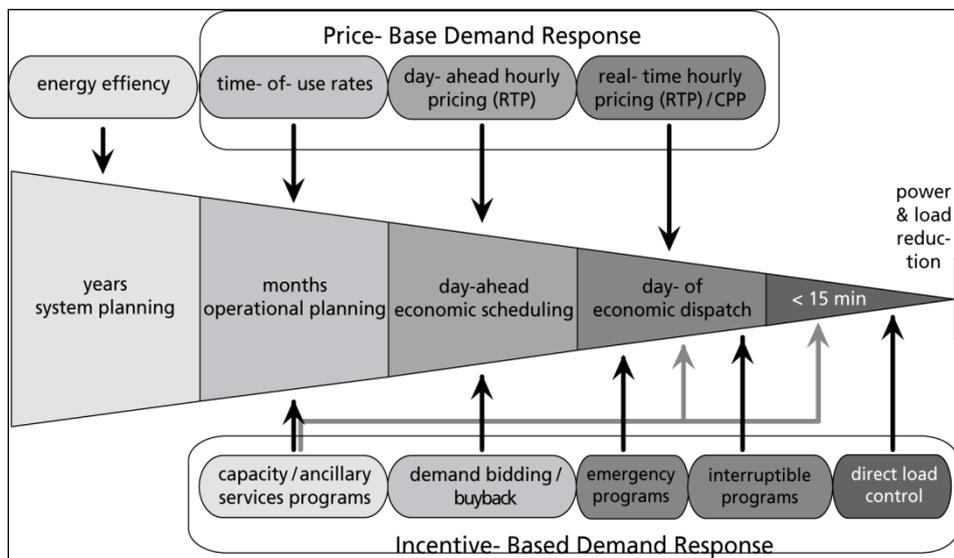
### 2.1 Arbeitsdefinition „Lastverschiebung“

„Lastverschiebung“ wird in der Literatur häufig mit dem Management bzw. dem Kappen von Lastspitzen bzw. der Verlagerung von Lasten in Lastentäler gleichgesetzt. Im Projekt Flex-Tarif umfasst die Lastverschiebung ergänzend dazu auch die bewusste Laststeigerung und bezieht sich erstens auf netzrelevante Parameter, und inkludiert zweitens auch eine „Verbrauchsverlagerung“. Der Begriff „Lastverschiebung“ wird im Folgenden von den häufig verwendeten Begriffen „Demand Side Management“ und „Demand Response“ abgegrenzt:

**Demand Side Management** beschreibt den externen Eingriff zur Steuerung der Energienachfrage. Demand Side Management inkludiert daher neben „Lastverschiebungen“ auch Energieeffizienzmaßnahmen.

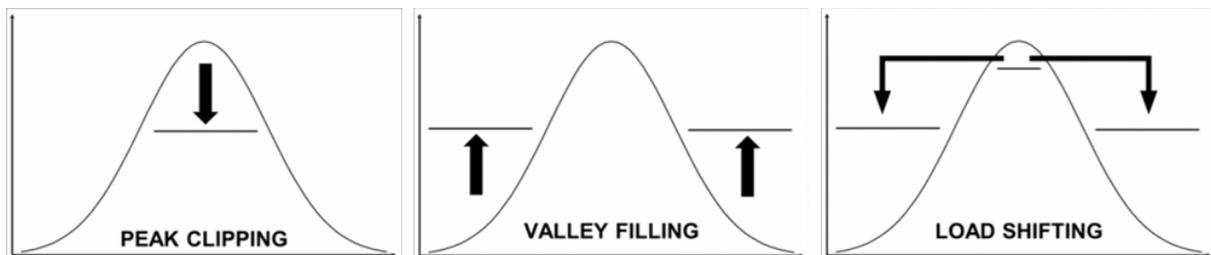
„**Demand Response**“ (Demand Response kann als englischer Fachbegriff für eine Verschiebung von Lasten bzw. Verbräuchen angesehen werden) ist folglich als Teil des Demand Side Managements anzusehen und definiert sich v.a. über eine wesentlich kurzfristigere Einflussnahme, wie auch in der Einteilung des US Department of Energy (Abbildung 2-1) ersichtlich wird. Ebenso wird deutlich, dass klassische Energieeffizienz-Maßnahmen (bspw. der Austausch von Beleuchtungskörpern) nicht als Demand Response angesehen werden.

Abbildung 2-1: Einordnung von Demand Response im Bereich des Demand Side Managements. Quelle: US Department of Energy (2006).<sup>2</sup>



Demand Response umfasst in Abbildung 2-2 die vier nichtstrategischen Einflussnahmen, also die kurzfristigere Verbrauchs- bzw. Lastbeeinflussung zum *Peak Clipping*, zum *Valley Filling* sowie in Kombination zum *Load Shifting*.

Abbildung 2-2: (Klassische) Möglichkeiten des Demand Response. Eigene Abbildung auf Basis von Gellings, Smith und William (1989), S.916.<sup>3</sup>



Tatsächlich kann Demand Response aber, unter Berücksichtigung limitierender Faktoren von Netzkapazität oder Produktion, auch zur weiteren Erhöhung von Lastspitzen oder Senkung von Lastentälern eingesetzt werden, wenn dies wirtschaftlich und technisch sinnvoll ist. Dieses breitere Verständnis von Lastverschiebung entspricht der Definition von York und Kushler (2005):

*Demand Response includes all intentional modifications to the electric consumption patterns of end-use customers that are intended to modify the timing or quantity, including both the*

<sup>2</sup> U.S. Department of Energy (2006): „Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them.“ [http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE\\_Benefits\\_of\\_Demand\\_Response\\_in\\_Electricity\\_Markets\\_and\\_Recommendations\\_for\\_Achieving\\_Them\\_Report\\_to\\_Congress.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf) (2014-09-15).

<sup>3</sup> Gellings C., Smith W. (1989). „Integrating Demand-Side Management into Utility Planning.“ Proceedings of the IEEE, pp. 908-918.

*level of instantaneous demand (capacity) and total consumption (in kWh or MWh) of customers demand on the power system.*<sup>4</sup>

**In Flex-Tarif wird der gesamte Bereich des Demand Response angesprochen, unter „Lastverschiebung“ werden also Verschiebungen von Verbräuchen bzw. Lasten unabhängig von der damit verfolgten Zielsetzung verstanden.**

## 2.2 Strategische Zielsetzungen der Lastverschiebung

Die Zielsetzung flexibler Tarife ist es, eine Lastverschiebung zu bewirken. Die Zielsetzungen der Lastverschiebung, also die übergeordneten, systemischen Zielsetzungen, die es mit den flexiblen Tarifen zu erreichen gilt, sind zu definieren.

Im Ausschreibungsleitfaden werden explizit die **kurzfristige Systemoptimierung** (vgl. auch Elbe et al., 2014)<sup>5</sup> und die **längerfristige Investitionsvermeidung** genannt. Die **Förderung erneuerbarer Energien** und **Energieeffizienz** werden als verwandte politische Zielsetzungen bezeichnet und damit auf eine Ebene mit ersteren gestellt. Mittel- und langfristig stellen

- die ansteigende Einspeisung von elektrischer Energie aus dezentralen volatilen regenerativen Primärenergiequellen und
- ein steigender Stromverbrauch

eine zunehmende Herausforderung für das Stromnetz dar. Die Einspeisung von elektrischer Energie muss zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch entsprechen. Abweichungen von dieser Bilanz können vom Netz ausgeglichen werden, dabei sind jedoch Qualitätseinbußen in Kauf zu nehmen, des Weiteren ist durch Gegenmaßnahmen mit Effizienzverminderungen im Gesamtsystem zu rechnen. Mögliche Folgen wären:

- Engpässe bei der Übertragungskapazität auf allen Netzebenen
- Engpässe bei der Erzeugungsleistung
- Überschüsse bei der Erzeugung
- Schwankungen der Power Quality (Netzspannungsqualität) auf allen Netzebenen

In der folgenden Tabelle 2-1 werden die Arbeitsdefinitionen, wie sie im Projekt Flex-Tarif für die strategischen Zielsetzungen der Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt, festgelegt.

---

<sup>4</sup> York D., Kushler M. (2005): Exploring the Relationship Between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues. ACEEE, Washington.

<sup>5</sup> Elbe C., Oberhofer M., Schmutzger E. (2014): LoadShift. Netztechnische Betrachtung. Projektbericht 2/9: Kapitel 1.3.

Tabelle 2-1: Im Projekt Flex-Tarif gewählte Arbeitsdefinition der strategischen Zielsetzungen einer Lastverschiebung, die es mittels flexibler Tarife zu erreichen gilt.

Strategische Zielsetzungen
<p><b>Ziel 1: Kurzfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)</b>                      Bei kurzfristigen Einflüssen (&lt; 15 Minuten) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im LV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bzw. dem Import/Export von Strom aus/in das Mittelspannungs-Netz im zulässigen Bereich gehalten.</p>
<p><b>Ziel 2: Kurzfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)</b>                      Bei kurzfristigen Einflüssen (&lt; 15 Minuten) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im HV/MV-Netz mittels einer kontrollierten Zu- und Abschaltung bzw. Hinauf- und Herunterfahrens von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im zulässigen Bereich gehalten.</p>
<p><b>Ziel 3: Mittelfristige Systemoptimierung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)</b>                      Bei mittelfristigen Einflüssen (&lt; 5 Tagen) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im LV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bzw. dem Import/Export von Strom aus/in das MV-Netz im zulässigen Bereich gehalten.</p>
<p><b>Ziel 4: Mittelfristige Systemoptimierung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)</b>                      Bei mittelfristigen Einflüssen (&lt; 5 Tagen) wird die Power Quality gemäß EN 50160 im HV/MV-Netz mittels der Zu- und Abschaltung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im zulässigen Bereich gehalten.</p>
<p><b>Ziel 5: Längerfristige Investitionsvermeidung im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)</b>                      Durch stetige Lastverschiebung kann der Ausbau von Abschnitten des LV-Netzes langfristig (&gt; 5 Jahre) vermieden werden.</p>
<p><b>Ziel 6: Längerfristige Investitionsvermeidung im Hoch- und Mittelspannungs-Netz</b>                      Durch stetige Lastverschiebung kann der Ausbau von Abschnitten des HV/MV-Netzes langfristig (&gt; 5 Jahre) vermieden werden.</p>
<p><b>Ziel 7: Integration von PV und Kleinwindanlagen im Niederspannungs-Netz (LV-Netz)</b>                      Die Einspeisung von PV und Kleinwindanlagen in das LV-Netz ist mittels der Zu- und Abschaltung von lokalen Verbrauchern und Speichern bzw. einem reibungsfreien Abtransport in das MV-Netz uneingeschränkt möglich.</p>
<p><b>Ziel 8: Integration von Windanlagen im Hoch- und Mittelspannungs-Netz (HV/MV-Netz)</b>                      Die Einspeisung von Windenergie in das HV/MV-Netz ist mittels der Zu- und Abschaltung von Verbrauchern und Speichern uneingeschränkt möglich.</p>
<p><b>Ziel 9: Energetische Energieeffizienz</b>                      Die getroffene Maßnahme führt, gesamtstaatlich betrachtet, zu einer Verbrauchsreduktion. D.h. es sind Steigerungen und Reduktionen der energetischen Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung, Speicherung und beim Verbrauch zu beachten.</p>

## Anmerkungen zu den hinsichtlich der Zielsetzungen getroffenen Annahmen

- Für die kurzfristige Systemoptimierung wurde eine Zeitdauer bis 15 Minuten angenommen. In diesem Bereich liegt der Übergang von der Sekundär- zur Tertiärregelung. Der Bereich bis 15 Minuten ist im Projekt „LoadShift“<sup>6</sup> ebenfalls ein Schwellenwert.
- Für die mittelfristige Systemoptimierung wurde eine Zeitdauer bis 5 Tage angenommen. Für diesen Zeitraum ist anzunehmen, dass verlässliche Wetterberichte vorliegen und daher Stresssituationen (Windeinspeisung) für Netz- oder Erzeugungskapazitäten absehbar sind.
- Die 5-Jahres-Schwelle erscheint praktikabel, und zwar als mehr oder weniger durchschnittlicher Wert zwischen Planungsbeginn und Umsetzung (2-3 Jahre) bzw. strategischer Planung (zumindest 10 Jahre). Es wird erkannt, dass keine Notwendigkeit für einen Bereich dazwischen, d.h. zwischen 5 Tagen und 5 Jahren, besteht, da entweder schon Ausbaupläne erstellt werden oder kurzfristige Maßnahmen gesetzt werden.
- Obwohl ein Ziel als „Förderung erneuerbarer Energien“ vorgegeben ist, werden andere Stromerzeugungsanlagen als PV und Windkraft vernachlässigt, da diese als weniger volatil angesehen werden.

## 2.3 Arbeitsdefinitionen flexibler Tarife

### 2.3.1 Definition: Tarif, Preis, Entgelt

Der von EndkundInnen zu zahlende Gesamt-Strompreis setzt sich neben Steuern und Abgaben aus den Preiskomponenten „Netz“ und „Energie“ zusammen.

- „Energiepreis“, „Preis“, bzw. „Energiepreismodell“ steht für die Preiskomponente „Energie“. Ist die Kombination der Preiskomponenten „Netz“ und „Energie“, also der Gesamt-Strompreis gemeint, so wird dies klar hervorgehoben. Der Energiepreis wird von jedem Anbieter der sich im liberalisierten österreichischen Strommarkt mit anderen Anbietern in Wettbewerb befindet selbst festgelegt.
- „**Entgelt**“ oder „Netzentgelt“ bzw. „Systementgelt“ steht für die Preiskomponente „Netz“. Die Netzentgelte werden behördlich festgelegt und unterliegen nicht dem Wettbewerb.
- „**Tarif**“ wird als Überbegriff für ein Preis- und/oder Entgeltmodell eines bestimmten Typs verwendet. Z.B. können, wenn von einem Tag-Nacht-Tarif die Rede ist, sowohl die Auswirkungen bzw. Anreize eines Tag-Nacht-abhängigen Entgelts oder eines Tag-Nacht-abhängigen Energiepreismodells gemeint sein.

Auch werden für die Betrachtung des Tarifmodells per se keine rechtlichen, wirtschaftlichen oder technischen Hemmnisse angenommen, d.h. es wird unterstellt, dass die Abrechnung des Tarifmodells möglich ist bzw. ggf. der Zugriff des Lieferanten auch auf den Zähler o.Ä. möglich ist etc. Dahingehende Restriktionen werden in den einzelnen Projektberichten zu den rechtlichen (Projektbericht 4/9), technischen (Projektbericht 7/9) und mikroökonomischen (Projektbericht 5/9) Aspekten hervorgehoben.

---

<sup>6</sup> Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

### 2.3.2 Definition des Begriffs „flexibler Tarif“

Ein flexibler Tarif sei ein Preis- oder Netzentgeltmodell, das nicht dem in 2.3.3 definierten Benchmark (dieser ist grundsätzlich der heute angewandte Tarif) entspricht und mengen-, zeit-, last- und/oder verbrauchsvariabel bzw. unterbrechbar oder begrenzt ist. „Flexibler Tarif“ soll also bewusst als relativ unspezifischer Überbegriff für alle nicht-herkömmlichen Tarife Anwendung finden.

Im Folgenden (Kapitel 2.3.4) werden die Tarife (z.B. Tag-Nacht- oder Echtzeit-Tarif) zur weiteren Bearbeitung definiert. Für die im Projekt durchzuführende qualitative Betrachtung ist es zielführend, dass auch diese Subkategorien nicht quantitativ dargestellt werden (z.B. Preisspreizungen, exakte Tageszeiten etc.), da ansonsten weder eine verallgemeinernde Aussage noch eine Ergebnisfindung (eben aufgrund der qualitativen Methoden) möglich ist.

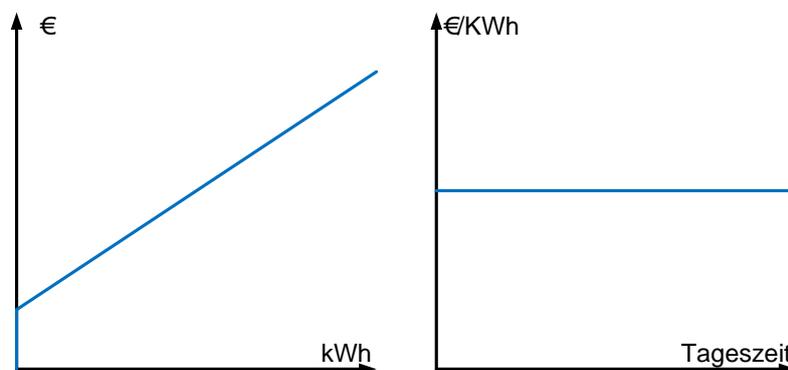
### 2.3.3 Benchmark

Um die Änderungen, die mit der Anwendung von flexiblen Tarifen einhergehen, beschreiben zu können, bedarf es einer Vergleichsbasis. Als Benchmark werden heute übliche Tarife herangezogen, Spezifikationen (z.B. degressive Energiepreise) werden zur Veranschaulichung vernachlässigt.

Der Benchmark wird für **lastgemessene Großkunden** (Viertelstundenmaximumzählung) folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus fixen jährlichen Entgeltbestandteilen, aus (hinsichtlich der Anreizwirkung dominierenden) Leistungsentgelten<sup>7</sup> und aus arbeitsabhängigen Entgelten je kWh zusammen. Das Maximum wird als die Durchschnittlast jener Viertelstunde mit dem höchsten Verbrauch im Kalendermonat berechnet. Die jährliche Abrechnung erfolgt auf Basis der Durchschnittsmaximallasten der 12 Monate.

Der Benchmark wird für aktuell **nicht lastgemessene Kleinkunden** folgendermaßen angenommen: Die Strompreiskomponente Energie setzt sich aus Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Preisen pro bezogene kWh zusammen. Die Strompreiskomponente Netz setzt sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus fixen jährlichen Entgeltbestandteilen und aus arbeitsabhängigen Entgelten je kWh zusammen.

Abbildung 2-3: Zusammenhang zwischen Netz- bzw. Energiegesamtkosten und Verbrauch im Benchmark-Tarif (links) und zwischen Tageszeit und Entgelt bzw. Preis pro kWh für alle Kunden im Benchmark (rechts).



<sup>7</sup> vgl. Experteninterviews Nettingsdorf, Asten, Urban

### 2.3.4 Varianten flexibler Tarife

Im Folgenden werden flexible Tarife aufgelistet, wie sie von Albadi und El-Saadany (2007) erfasst wurden.<sup>8</sup> Hinzu kommen Vorschläge für Varianten flexibler Tarife, die von Seiten nationaler Stakeholder eingebracht wurden. Es zeigte sich bereits bei der Bearbeitung des Vorgängerprojekts LoadShift<sup>9</sup>, dass eine genauere Beschreibung der einzelnen Varianten flexibler Tarife notwendig ist, z.B. hinsichtlich der Ankündigungszeit und der rechtlichen Umsetzbarkeit. Entsprechend wurden die oben beschriebenen Tarife in Subvarianten eingeteilt.

#### ***Variationen des Benchmark-Tarifs***

- (1) Reine Fixtarifizierung
- (2) Hochlast-Tarif
- (3) Reine Verbrauchs-/Leistungsstarifizierung
- (4) Energiespar-Tarif

#### ***Tarife für Endkunden-geführte Lasten***

- (5) Tag-Nacht-Tarif
- (6) Time of Use (mit höherer zeitlicher Auflösung als beim Tag-Nacht-Tarif)
- (7) Day-ahead Real Time Pricing
- (8) Day-ahead Real Time Level Pricing
- (9) Real Time Pricing

#### ***Eventtarife***

- (10) Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing
- (11) Renewables Integration Pricing

#### ***Tarife für EVU-geführte Lasten***

- (12) Interruptable / unterbrechbar / schaltbar
- (13) Curtailable / beschränkbar
- (14) Remote Load Control / Fern-Management (RLC)

---

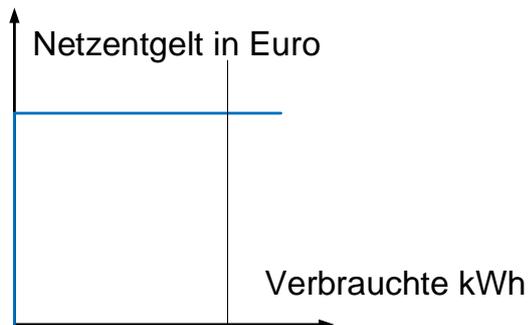
<sup>8</sup> Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. Web: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1) (2012-12-04).

<sup>9</sup> Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

### 2.3.4.1 Reine Fixtarifierung

Es handelt sich bei diesem Entgeltmodell um einen Stakeholder-Vorschlag für das Netzentgelt, daher erfolgen die Analysen in den anderen Projektberichten (speziell Projektbericht 5/9) exklusiv für die Netzkosten. Es wird ausschließlich ein jährliches von der vereinbarten Anschlussleistung abhängiges Pauschalentgelt und kein kWh-bezogenes arbeitsabhängiges oder ein auf die gemessene Leistung bezogenes Entgelt eingehoben.

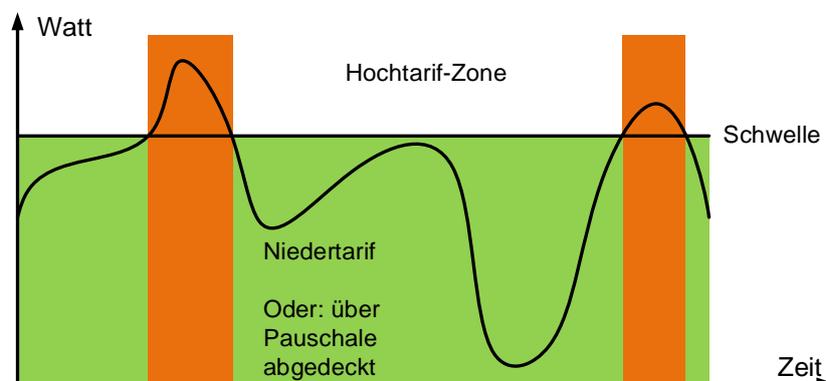
Abbildung 2-4: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netzkosten und Verbrauch bei der reinen Fixtarifierung. Quelle: Eigene Darstellung.



### 2.3.4.2 Hochlast-Tarif / Overload Tarif (OLT)

Es handelt sich bei diesem Entgeltmodell um Variante der reinen Fixtarifierung mit „Pönalisierung“ einer höheren Last. Wie bei der Fixtarifierung erfolgt die Prüfung exklusiv für die Netzkosten. Die bezogene Leistung wird viertelstündlich als Durchschnittswert der vergangenen Viertelstunde verrechnet. Der Hochlasttarif wird so verrechnet, dass bis zu einer Leistungsschwelle ein von der vereinbarten Anschlussleistung abhängiger jährlicher Fixpreis verrechnet wird, d.h. der Tarif entspricht dann dem Modell „Fixtarifierung“. Bei höheren gemessenen Lasten (d.h. kWh-Verbräuchen pro Viertelstunde) werden zusätzliche Entgelte fällig, um so Anreize zu setzen, individuelle Lastspitzen zu vermeiden.

Abbildung 2-5: Beispiel für einen Hochlast-Tarif. Übernommen aus Paetz und Dütschke (2011).<sup>10</sup>



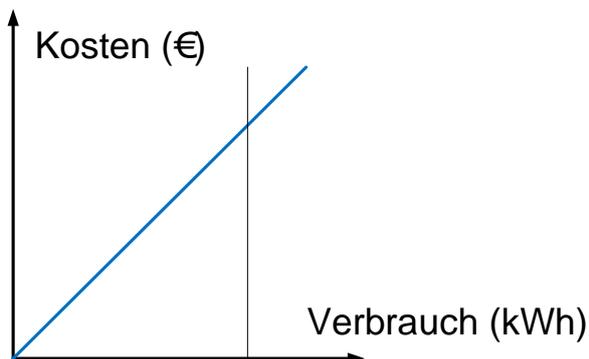
<sup>10</sup> Paetz A., Dütschke E.. Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011, Web: [http://www.meregio.de/pdf/SIV\\_News\\_01-2011.pdf](http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf) (2012-11-30).

#### 2.3.4.3 Reine Verbrauchstarifierung (VAR)

Für den Fall des Energiepreises handelt es sich um ein Modell, bei dem ausschließlich der kWh-bezogene Arbeitspreis ohne fixe jährliche Bestandteile (Grundgebühren o.Ä.) verrechnet wird.

Für den Fall des Netzentgelts handelt es sich um ein Modell, bei dem ausschließlich ein kWh-bezogenes arbeitsabhängiges Entgelt ohne fixe jährliche Bestandteile (z.B. von der Anschlussleistung abhängige jährliche Pauschalen) verrechnet wird.

Abbildung 2-6: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und Verbrauch bei der reinen Verbrauchstarifierung. Quelle: Eigene Darstellung.



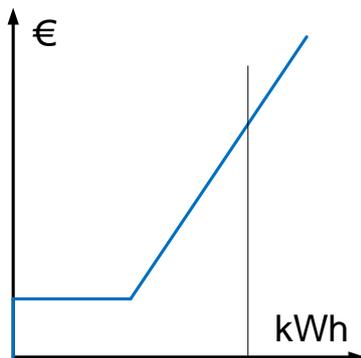
#### 2.3.4.4 Energiespar-Tarif (EST)

Ontario (Kanada) wendet als Standardtarif ein monatliches Freikontingent von 600 kWh im Sommer und 1.000 kWh im Winter an.<sup>11</sup> Von der Gestaltung ähnlich ist der Vorschlag der Arbeiterkammer OÖ aus dem Jahr 2011 für einen „ökosozialen Spartarif“ für die Netzkosten anzusehen. Dieser beinhaltet: Gewährung von Frei-kWh bei den Netztarifen für alle Haushalte (es ist nicht spezifiziert, ob es ein allgemeines oder individuelles Kontingent gibt), progressive Gestaltung der verbrauchsabhängigen Netzkosten, Befreiung einkommensschwacher Haushalte von verbrauchsunabhängigen Preisbestandteilen im regulierten Netzbereich. Folgende Arbeitsdefinition wird angewandt:

Es fallen fixe jährliche Kosten an. Allen KundInnen steht ein Verbrauchskontingent zu 0 Euro pro kWh zur Verfügung, nach Verbrauch des Kontingents wird ein höherer Preis bzw. ein höheres Entgelt pro kWh als im Benchmark eingehoben. Diese Systematik ist in ihren Grundsätzen auf alle progressiven Tarife anwendbar.

<sup>11</sup> Rowlands, Furst (2011): The cost impacts of a mandatory move to time-of-use pricing on residential customers: an Ontario (Canada) case-study. Energy Efficiency (2011) 4, pp.571-585.

Abbildung 2-7: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und Verbrauch beim Energiespartarif. Quelle: Eigene Darstellung.

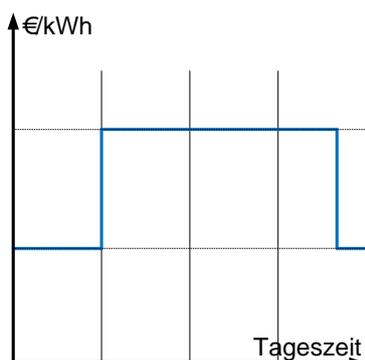


#### 2.3.4.5 Tag-Nacht-Tarif (HT/NT)

Time-of-Use-Tarife werden aktuell bereits eingesetzt, primär als Tag-Nacht- bzw. Sommer-Winter-Netzentgelte. Grundsätzlich sind, um die Definition des zeitabhängigen Tarifs zu erfüllen, beliebig viele Preisstufen in beliebig vielen Zeitintervallen pro Turnus (Tag, Woche, Jahr, etc.) möglich; essenziell ist, dass der Time-of-Use-Tarif regelmäßig zur Anwendung kommt, d.h. zu einer bestimmten Tarifzeit bestimmte Kosten für die EndkundInnen zur Anwendung kommen.

Für den Tag-Nacht-Tarif (HT/NT) wird ein schon heute gebräuchlicher Doppeltarif mit täglichen Tarifzeiten von 06:00-22:00 Uhr (Hochtarif) und von 22:00-06:00 Uhr (Niedertarif) als Arbeitsdefinition gewählt, wobei nicht nach Jahreszeiten, Wochenenden/Wochentagen unterschieden wird.

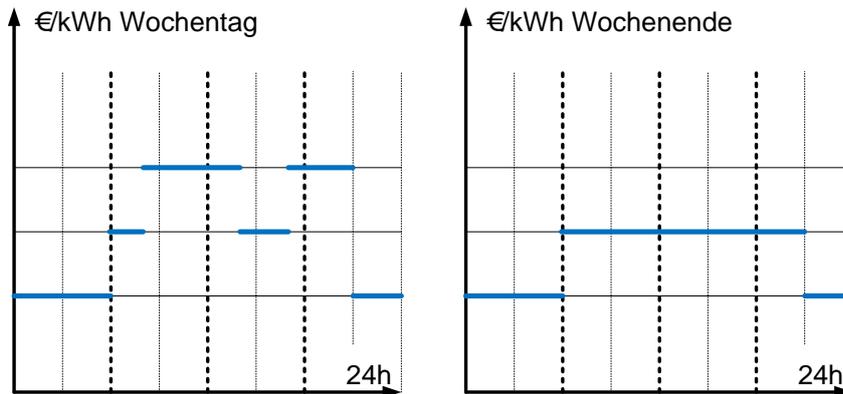
Abbildung 2-8: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs im HT/NT-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.6 Time of Use

Für den „echten“ Time of Use Tarif wird der aktuell von einem österreichischen Lieferanten angebotene zeitabhängige Tarif mit drei Preisstufen zu unterschiedlichen Tageszeiten angewandt. Die Tarifzeiten sind in Abbildung 2-9 zu sehen.

Abbildung 2-9: Beispiel für einen Smart Meter-basierten TOU-Tarif. Quelle: Eigene Darstellung, Stufenanzahl und Zeiten übernommen aus ENAMO Smart Meter-Tarif, Preis gültig ab 1.1.2013.

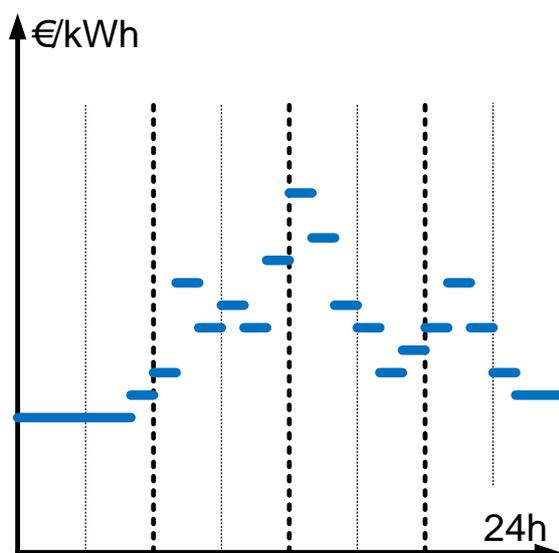


### 2.3.4.7 Day-ahead Real Time Pricing

Echtzeitpreise oder Echtzeitentgelte zeichnen sich dadurch aus, dass sie von einer aktuellen Situation oder einem aktuellen Forecast abhängig und nicht statisch wiederkehrend sind. Grundsätzlich können jedoch Intervalle (z.B. ganze Stunden) und Preisstufen zur besseren Verständlichkeit eingezogen werden.

Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Pricing die *Preiskomponente* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf den Day-Ahead-Börsenpreisen angekündigt werden. Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Pricing die *Netzentgelte* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf der Netzlastprognose angekündigt werden.

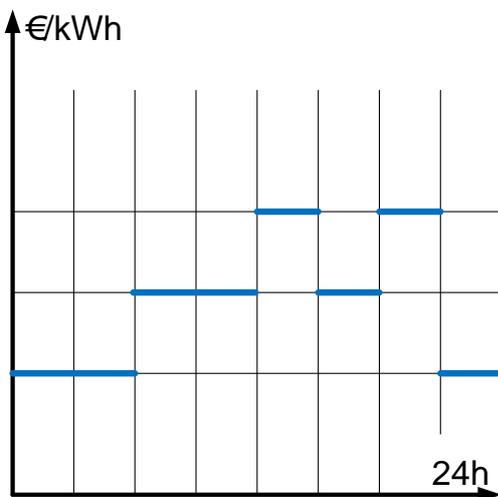
Abbildung 2-10: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Day-ahead Real Time Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.8 Day-ahead Real Time Level Pricing (DA-RTLP)

Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Level Pricing die *Preise* pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 basierend auf den Day-Ahead-Börsenpreisen angekündigt werden, wobei die Preise den drei vertraglich vereinbarten Preisstufen niedrig – mittel – hoch zugeordnet werden. Es wird definiert, dass beim Day-ahead Real Time Level Pricing die Netzentgelte pro kWh in einer bestimmten Stunde am Vortag bis 18:00 Uhr basierend auf der Netzlastprognose angekündigt werden, wobei die Entgelte den vertraglich vereinbarten Entgeltstufen niedrig – mittel – hoch zugeordnet werden.

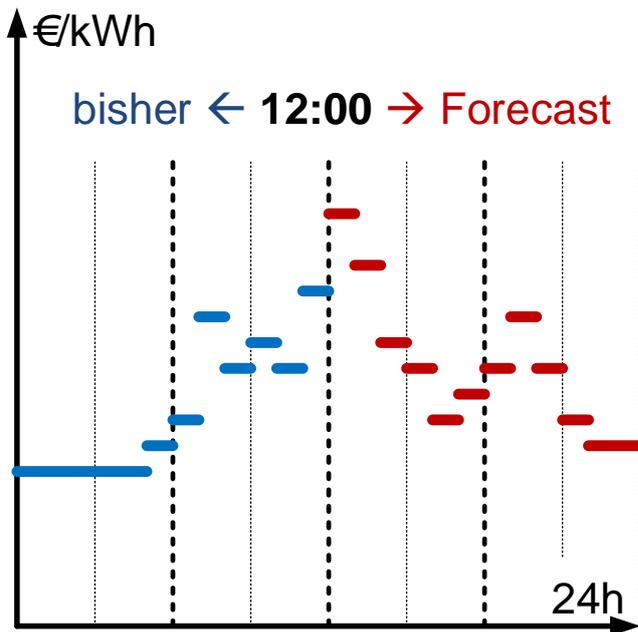
Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Day-ahead Real Time Level Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.9 Real Time Pricing (RTP)

Es wird definiert, dass beim Real Time Pricing die *Preise* pro kWh in einer bestimmten Stunde basierend auf den aktuellen Börsenpreisen verrechnet werden, wobei ein Forecast zur Verfügung steht. Es wird definiert, dass beim Real Time Pricing die Netzentgelte pro kWh in einer bestimmten Stunde basierend auf der aktuellen Netzsituation verrechnet werden, wobei ein Forecast zur Verfügung steht.

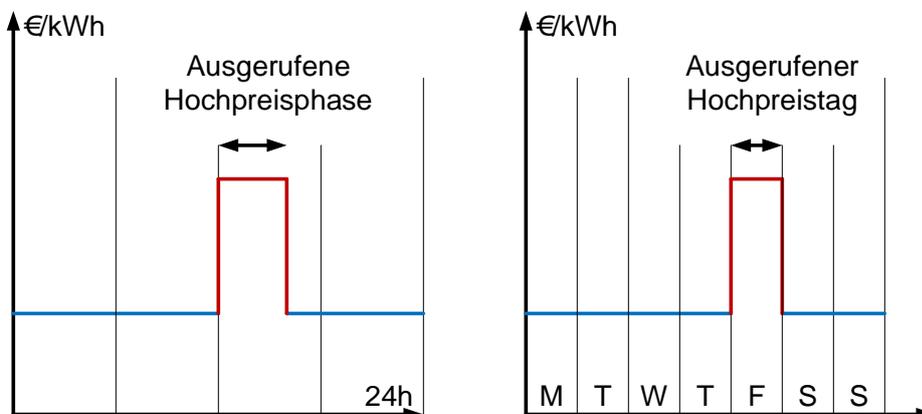
Abbildung 2-12: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Real Time Pricing. Beispielsituation für einen RTP-Tarif um 12:00 mittags. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.10 Critical Peak Pricing (CPP) / Extreme Day Pricing (EDP)

Für Tageszeiten mit zu geringen Erzeugungskapazitäten (hohe Energiepreise) oder zu geringen Netzkapazitäten werden am Vortag bis 18:00 Uhr CPP mit einer Zeitdauer von bis zu 24h (deckt damit Extreme Day Pricing mit ab) angekündigt. Es wird angenommen, dass der CPP an 3 Tagen im Winter und 3 Tagen im Sommer jeweils zwischen 06:00-22:00 Uhr ausgerufen wird. Während ansonsten ein konstantes Netzentgelt bzw. ein konstanter Arbeitspreis pro kWh herrscht, ist in der CPP-Phase der Verbrauch einer kWh besonders hoch tarifiert.

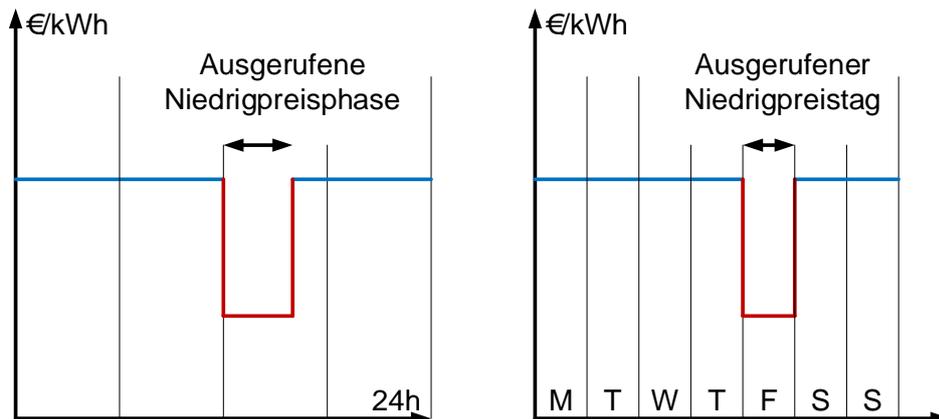
Abbildung 2-13: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Critical Peak Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.



### 2.3.4.11 Renewables Integration Pricing

Die Preissetzung zur Integration Erneuerbarer Energien stellt das Gegenstück zum CPP dar und soll zu Tageszeiten mit zu hohen Erzeugungskapazitäten (z.B. negative Strompreise) bei bestehenden Netzkapazitäten einen Mehrverbrauch anregen. Der RIP-Tarif entspricht dem CPP, nur wird der Verbrauch einer kWh besonders gering tarifiert.

Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen kundenseitigen Netz- bzw. Energiekosten pro kWh und der Tageszeit des Verbrauchs beim Renewables Integration Pricing. Quelle: Eigene Darstellung.

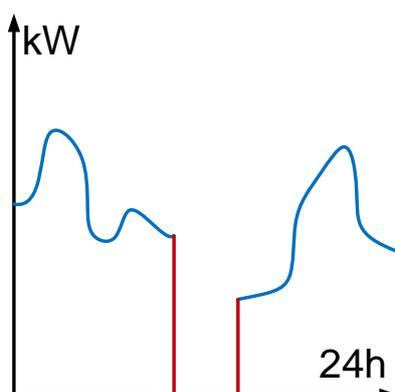


### 2.3.4.12 Interruptable Loads / unterbrechbare/schaltbare Last

Schaltbare Tarife werden bereits aktuell angewandt, primär für die Unterbrechung von Verbrauchsanlagen, die an einem zweiten Stromzähler der KundInnen angebracht sind (Wärmepumpen, Boiler, etc.). Diese Lasten können schon jetzt über Rundsteueranlagen geschaltet werden.

Es wird als Arbeitsdefinition festgelegt, dass am jeweiligen Zähler tagsüber von 06:00 bis 22:00 Uhr maximal 2x pro Tag bei einer maximalen Dauer von 2h eine Unterbrechung erfolgen kann. Ein Umgehen der Abschaltung durch die KundInnen ist ausgeschlossen. Im Gegenzug werden vom EVU (Netzbetreiber oder Lieferant) geringere Fixkosten pro Jahr verrechnet.

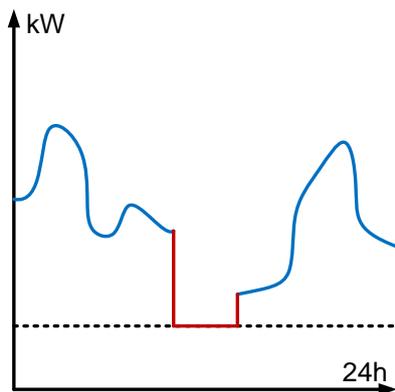
Abbildung 2-15: Schematische Darstellung der Schaltung einer KundInnen-seitigen Anlage. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.13 Curtailable Loads / beschränkbare Last (CUR)

Es wird als Arbeitsdefinition festgelegt, dass am Hauptstromzähler tagsüber von 06:00 bis 22:00 Uhr maximal 2x pro Tag bei einer maximalen Dauer von 2h eine Beschränkung (1 kW) erfolgen kann. Ein Umgehen der Beschränkung durch die KundInnen ist ausgeschlossen. Im Gegenzug werden vom EVU (Netzbetreiber oder Lieferant) geringere Fixkosten pro Jahr verrechnet.

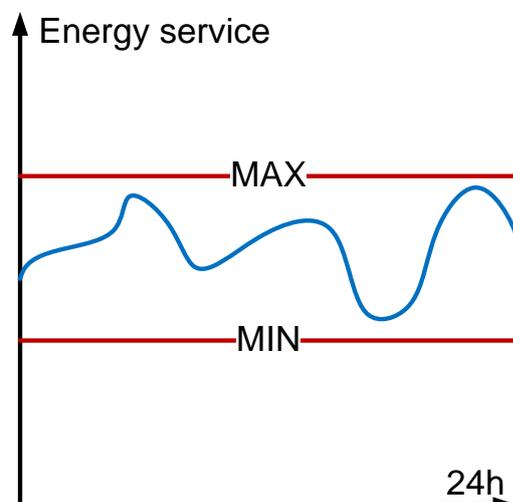
Abbildung 2-16: Schematische Darstellung der Beschränkung einer KundInnen-seitigen Anlage. Quelle: Eigene Darstellung.



#### 2.3.4.14 Remote Load Control / Direct Control / Fern-Management (RLC)

Hier wird davon ausgegangen, dass das EVU eine Energiedienstleistung zur Verfügung stellt (z.B. Warmwasser 65-80° stets verfügbar), die über einen eigenen, fernsteuerbaren Zähler angesteuert werden kann (z.B. Boiler, Wärmepumpen). Dem Kunden wird nicht die eingesetzte Energie, sondern die Energiedienstleistung (Warmwasserverbrauch in Litern) verrechnet.

Abbildung 2-17: Beispiel für eine ferngesteuerte Energiedienstleistung, zum Beispiel Warmwassertemperatur, Raumtemperatur, o.Ä. Quelle: Eigene Darstellung.



### 3 Relevante Literatur

In diesem Kapitel werden Literaturquellen zusammengefasst bzw. wiedergegeben, die als Voraussetzung bzw. Ergänzung für das Verständnis der Arbeiten im Rahmen des Projekts Flex-Tarif anzusehen sind. Hierzu zählen Arbeiten, die die Zielsetzungen von Lastverschiebungen bzw. flexiblen Tarifen, deren Umsetzbarkeit und Effektivität beim Endkunden sowie Systeminteraktionen beschreiben.

Die Forschungsfragen des Projekts Flex-Tarif basieren v.a. auf den in den Projekten *LoadShift*<sup>12</sup> (vgl. Arbeitspapier 2/9 sowie Kapitel 3.5) und *Smart Metering im Kontext von Smart Grids*<sup>13</sup> (vgl. Kapitel 3.1) aufgeworfenen Fragestellungen bzw. Forschungsthemen.

#### 3.1 Flexible Tarife im Smart Grid

*„Smart Grid sind intelligente Energienetze, die alle Akteure des Energiesystems über ein Kommunikationsnetzwerk miteinander verbinden. Sie ermöglichen es auf Basis der Kommunikationstechnologien ein energie- und kosteneffizientes Gleichgewicht zwischen einer Vielzahl von Stromverbrauchern, Stromerzeugern und in Zukunft auch verstärkt Stromspeichern herzustellen“.*<sup>14</sup> Ein integraler Bestandteil des Smart Grids ist die Aktivierung der (bislang kaum auf Entwicklungen des Elektrizitätsmarkts oder Systemanforderungen reagierenden) EndverbraucherInnen. Eine „Aktivierung“ bedeutet, dass der aktuelle Stromverbrauch bzw. die Last eben auf Entwicklungen des Elektrizitätsmarkts oder auf Systemanforderungen reagiert, also gegebenenfalls Last- oder Verbrauchsverschiebungen durchgeführt werden. **Um diese Lastverschiebung hervorzurufen, bedarf es flexibler Tarife sowie den im Zuge deren Anwendung übermittelten Informationen.**

Der Fokus der Literaturanalyse in Kollmann et al. (2013)<sup>15</sup> liegt auf Projekten, die die Rolle der KundInnen im Smart Grid analysieren. Daher geht es primär um Anwendungen, die EndkundInnen in einem Smart Grid realisieren, d.h. zu ihrem Vorteil nützen können. Diese Anwendungen sind eng mit der Verfügbarkeit von Daten verbunden; dabei ist zwischen Daten, die in Richtung des Endkunden gehen (z.B. Tarifinformationen, Schaltsignale) und Daten (z.B. Messdaten), die vom Endkunden in Richtung anderer Akteure gehen (Lieferanten, Energiedienstleister), zu unterscheiden. Für den Endkunden lassen sich drei große Kategorien der Anwendung im Smart Grids unterscheiden: Energieverbrauchsinformationen, Lastverschiebung und Smart Home-Anwendungen; dabei ist darauf hinzuweisen, dass Smart-Home-Anwendungen (auch) eine Umsetzung der beiden anderen Anwendungen darstellen (können).

Eine Übersicht der Anwendungen ist in Abbildung 3-1 zusammengefasst.

---

<sup>12</sup> Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.

<sup>13</sup> Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringner K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

<sup>14</sup> Smartgrids.at (2014): Smart Grids: intelligente Stromnetze. Homepage der Technologieplattform Smart Grids Austria. <http://www.smartgrids.at/smart-grids/> (2014-09-25).

<sup>15</sup> Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringner K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

Abbildung 3-1: Kategorisierung von Smart-Meter-basierten Endkundenanwendungen. Quelle: Kollmann et al. (2013), auf Basis von Albadi und El-Saadany (2007).<sup>16</sup>

Demand Response			Verbrauchsinformation		Smart Home
Anreizprogramm klassisch	Anreizprogramm marktbasierend	Preisreize	Direkte Information	Indirekte Information	
Direct Control	Demand bidding	Time-of-use	In-house-Display	Exakte Abrechnung jährlich	
Interruptable/curtaillable loads	Emergency DR	Time-of-use (semi-) automatisiert	„Ambient“ equipment	Exakte Abrechnung monatlich	
	Capacity Market	Critical peak pricing	App, Smartphone	Verbrauchs- information monatlich	
	Ancillary service market	Critical peak pricing (semi-)automatisiert		Verbrauchs- information Monatlich, täglich	
		Extreme day price		Verbrauchs- information, Quartal	
		Extreme day price (semi-) automatisiert		Webbasierte VI (Folgetag)	
		EDP-CPP		Webbasierte VI (Folgetag, hochauflösend)	
		EDP-CPP (semi-)automatisiert		Energieberatung	
		Real time pricing			
		Real time pricing (semi-) automatisiert			

## 3.2 Analysen von flexiblen Tarifen

### 3.2.1 Wichtige Parameter bei last- und zeitvariablen Tarifen (Nabe et al., 2009)<sup>17</sup>

Nabe et al. (2009) stellen in ihrer Studie für die deutsche Bundesnetzagentur Einflussfaktoren für die Akzeptanz von last- oder zeitvariablen Tarifen zusammen, wobei die betrachteten Tarife und Ansätze denen von Flex-Tarif ähneln. Flex-Tarif kann somit teilweise auf Ergebnisse als Basis für die weitere ökonomische und soziale Evaluierung zurückgreifen. Keine Aussagen sind hinsichtlich sozialer Implikationen angegeben.

**Ziele von variablen Tarifen:** Die Erreichung der Lastverschiebung ist per se nicht als Zielsetzung zu sehen, sie dient zur Erreichung einer übergeordneten, strategischen Zielsetzung. Nabe et al. (2009, S.51-55) führen als mögliche Ziele Energieeinsparung, Lastgangmodifikation, Markteteiligung und Individualisierung an. Dabei wird die

<sup>16</sup> Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. Verfügbar im Web: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1) (2012-12-04).

<sup>17</sup> Nabe C., Beyer C., Brodersen N., Schäffler H., Adam D., Heinemann C., Tusch T., Eder J., de Wyl C., vom Wege J., Mühe S. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys, EnCT, BBH im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Lastgangmodifikation in einem nächsten Schritt ihrer Analyse als Möglichkeit zur Erreichung der folgenden Zielsetzungen angesehen: „Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur“, „Reaktion auf außergewöhnliche Marktereignisse, z.B. Integration fluktuierender Erzeugung“ sowie „Netzschutz“. Die Individualisierung gilt es offensichtlich primär aus Lieferanten bzw. Dienstleister-Sicht zu verfolgen: „Kundenbindung, Kundenneugewinnung, Margenerhöhung, Kostensenkung für Privatkunden“.

**Gewinnung von KundInnen für variable Tarife:** Erfahrungen, welche KundInnen sich für variable bzw. flexible Tarife interessieren, können aus dem Realbetrieb mangels entsprechender Netzentgelt- oder Preismodelle nicht abgeleitet werden. Daher kann es aufschlussreich sein, zu analysieren, welche Anreize für die Beteiligung an Feldtests zur Verfügung gestellt wurden. Klare Aussagen sind für Nabe et al. (2009, S.59) mangels Daten bzw. Informationen nicht möglich. Hinsichtlich Segmentierung ist interessant, dass zum einen zwischen Klein- und GroßkundInnen (aufgrund ihrer unterschiedlich hohen Potenziale und Umsetzungsmöglichkeiten) unterschieden wird, zum anderen (insbesondere bei KleinkundInnen) hinsichtlich ihrer Ausstattung (Kommunikationsmöglichkeiten, Mindestlasten, etc.).

**Für die Realisierung der Lastverschiebung relevante Variablen:** Nabe et al. (2009, S.60-71) führen die Motivatoren bzw. Hemmnisse an, welche die Attraktivität der Durchführung von Lastverschiebungen entscheidend beeinflussen. Hierzu zählen sie die Preisstufen bzw. Preisspreizung, die Möglichkeiten zur Automatisierung bzw. Lastmanagementfunktionen, Frist und Art der Ankündigung, die Verbindlichkeit, die Kommunikation zum Endkunden sowie die Häufigkeit von Events.

### 3.2.2 Neue Tarifmodelle (Stadler, Auer, Haas, 2004)<sup>18</sup>

Stadler et al. (2004) analysierten flexible Tarifmodelle (v.a. in Bezug auf statisch zeitvariable Tarife). Als Zielsetzungen wurden v.a. eine Reduktion der Spitzenlastzeiten im Netz bzw. im Kraftwerkspark angegeben. Ein Ergebnis ist, dass zeitabhängige Tarife als effektive Methode zur Beeinflussung dieser Spitzenlastzeiten angesehen werden (S.6). Ein Ergebnis ist auch, dass idealerweise eine Anwesenheit der EndkundInnen gegeben ist, um die Verlagerung realisieren zu können (persönliches Gespräch mit einem Autor).

Seit der Erstellung der Studie 2004 haben sich die strategischen Zielsetzungen erweitert (Einspeisung erneuerbarer Energien, Versorgungsqualität) und die technischen Möglichkeiten weiterentwickelt (Automatisierung, Smartness, Smart Metering).

### 3.2.3 Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Paetz et al., 2011)<sup>19</sup>

Das Ziel der Lastverschiebung kann marktseitig (d.h. auf die Preiskomponente „Energie“ bezogen) nur mit der Bereitschaft der KundInnen einen speziellen Tarif zu wählen und sich in der Folge aufgrund des Verbraucherverhaltens an diesen anzupassen, erreicht werden. Paetz et al. (2011) zeigen, „dass Kunden möglichst wenig Risiko eingehen wollen und

---

<sup>18</sup> Stadler M., Auer H., Haas R. (2004): Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen in deregulierten Elektrizitätsmärkten. ÖNB 7895, Endbericht.

<sup>19</sup> Paetz A., Dütschke E., Fichtner W., Wietschel M. (2011): Tomorrow's households: How do consumers react to a smart-home environment? [http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/EEDAL/EEDAL11\\_Proceedings/23/052\\_Alexandra-Gwyn\\_Paetz\\_smart\\_equipment&consumers.pdf](http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/EEDAL/EEDAL11_Proceedings/23/052_Alexandra-Gwyn_Paetz_smart_equipment&consumers.pdf) (2014-08-07).

*Komplexität scheuen*“. Durchschnittliche KundInnen geben aktuell eine klare Präferenz für einen statischen Tarif im Vergleich zu einem dynamischen Tarif an. Diese Präferenz gilt für beide Geschlechter gleichermaßen und liegt bei etwa 70 %.

### 3.2.4 Entscheidungsfindung bei der Tarifwahl (Dütschke et al., 2012)<sup>20</sup>

Dütschke et al. (2012, S.14) führten eine Conjoint-Analyse zur Wahl flexibler Tarife durch. In dieser ließen sie die Probanden verschiedene Ausgestaltungen von Tarifmodellen miteinander vergleichen. Das Sample ist mit fast 80% TeilnehmerInnen unter 30 Jahren sehr jung, weist einen hohen Anteil von Studierenden auf, nur 10% haben Kinder im Haushalt. Die Übertragbarkeit auf die Gesamtbevölkerung ist damit stark eingeschränkt, kann aber für eine Konsumentengruppe jung/gebildet herangezogen werden.

Dütschke et al. (2012, S.10) haben das Design eines Tarifmodells auf die Bereiche „Grad der Dynamik“, „Preisspanne“ und „Strommanagement“ beschränkt:

- In Analyse konnte zwischen statischen, dynamischen oder flexiblen Tarifen gewählt werden: der statische Tarif weist drei Preisstufen zu festgelegten Zeiten auf, der dynamische Tarif drei Preisstufen, die sich stündlich verändern und der flexible Tarif ist stufenlos und ebenfalls stündlich schwankend.
- In der Analyse konnte zwischen Tarifen mit hoher (zwischen 10 und 35 Eurocent pro kWh) oder niedriger (zwischen 15 und 25 Eurocent pro kWh) Preisspanne gewählt werden.
- In der Analyse können die ProbandInnen wählen, ob ihr Strommanagement selbstständig erfolgt, d.h. durch manuelle Eingaben auf Basis einer Preisinfo auf einem Display, oder programmierbar, d.h. Geräte reagieren automatisch auf eine Preisinformation.

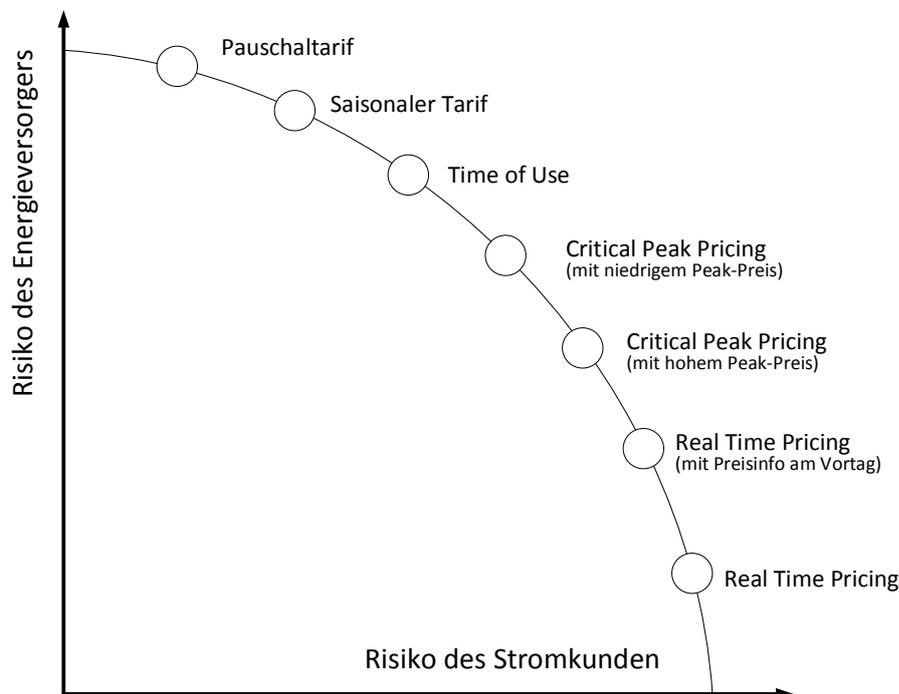
**Ergebnis:** Nicht der klassische Einheitstarif mit einem kWh-Preis zu jeder Tages- und Nachtzeit, sondern der statische TOU-Tarif dient bei Dütschke et al. (2012, S.15) als Benchmark. Der statische TOU-Tarif wird gegenüber einem dynamischen bevorzugt und gegenüber einem flexiblen sehr deutlich bevorzugt. Eine geringe Preisspanne wird gegenüber einer hohen Preisspanne eher bevorzugt. Sehr deutlich ist die Zustimmung zur Programmierbarkeit im Vergleich zur manuellen Steuerung. Weiteres:

- Dütschke et al. (2012, S.7) teilen Geräte in die Klassen „manuell“, „halbautomatisch“ und „automatisch“ ein, je nach dem Grad ihrer Programmier- bzw. Automatisierbarkeit.
- Dütschke et al. (2012, S.8) stellen u.a. auf Basis von Forschungen anderer Autoren fest, dass mit zunehmender Komplexität des Tarifs das Preisrisiko der KundInnen zunimmt (d.h. das Risiko, dass sich der Verbrauch v.a. in Hochpreisphasen befindet), während das Risiko des Energieversorgers (dieser gleicht für seine KundInnen Hoch- und Tiefpreisphasen zu einem Einheitspreis pro kWh aus) abnimmt (Abbildung 3-2).

---

<sup>20</sup> Dütschke E., Unterländer M., Wietschel M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012.

Abbildung 3-2: Preisrisiko für Energieversorger und Endkunde, Quelle: Erstellt auf Basis der Grafik in Dütschke et al. (2012).



### 3.2.5 Monetäre Einsparung bei der Tarifwahl (Paetz und Dütschke, 2011)<sup>21</sup>

Paetz und Dütschke (2011, S.48) stellen fest, dass die jährliche Einsparung, die aus einem flexiblen Tarif generiert werden muss, um einen ausreichenden Anreiz für die Wahl des Tarifs zu schaffen, zwischen 65,- EUR und 120,- EUR liegen muss. Eine Kundensegmentierung wurde nicht durchgeführt.

### 3.2.6 Bedeutung der Kundensegmentierung (Hayn et al., 2014)<sup>22</sup>

Hayn et al. (2014) stellen fest, dass Lastkurven bzw. Lastprofile von Haushalten kaum bekannt bzw. verstanden sind, obwohl diese Kundengruppe 29% des europäischen Stromverbrauchs ausmachen. Der von den Autoren vorgeschlagene Segmentierungsansatz fokussiert auf soziodemographische Faktoren, die Geräteausstattung sowie die Ausstattung mit neuen Technologien der Strom- bzw. Wärmebereitstellung, wobei deren Einflüsse auf den Gesamtstromverbrauch abgeleitet werden.

<sup>21</sup> Paetz A., Dütschke E. (2009): Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011. [http://www.meregio.de/pdf/SIV\\_News\\_01-2011.pdf](http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf) (2012-11-30).

<sup>22</sup> Hayn M., Bertsch V., Fichtner W. (2014): Electricity Load Profiles: The importance of household segmentation. Energy Research & Social Science 4 (2014), S.30-45.

### 3.2.7 Umverteilung durch die Einführung von flexiblen Tarifen (Horowitz und Lave, 2014)<sup>23</sup>

Horowitz und Lave (2014) betrachten die Lastkurven von kanadischen StromkundInnen, die fiktiv auf dynamische Echtzeittarife umgestellt werden. Sie stellen fest, dass – sofern den KundInnen keine Möglichkeit zur Lastverschiebung gegeben ist – 35% bessergestellt werden, während 65% schlechter gestellt werden. Horowitz und Lave (2014) stellen klar, dass es sich bei der Preisglättung durch den Energieversorger um eine Umverteilungsmaßnahme handelt.

## 3.3 Analysen von Feldtests

In Feldtests wurde die Effektivität von flexiblen Tarifen, d.h. die tatsächlich erzielte Lastverschiebung, getestet. Diese Feldtests geben somit Einblick in realisierbare Potenziale bzw. die Methoden der Realisierung, deren Motivatoren und Hemmnisse.

Die im Raum Deutschland-Österreich-Schweiz durchgeführten Feldversuche wurden in der Meta-Studie von Kollmann et al. (2013)<sup>24</sup> zusammengefasst. Im Rahmen der Betrachtung der Haushalte im Projekt LoadShift (Elbe et al., 2014)<sup>25</sup> wurden amerikanische, kanadische und australische Feldtests (Faruqui und Sergici, 2010)<sup>26</sup>, nochmals die wichtigsten Versuche des E-Energy-Programms (Hillemacher et al., 2013)<sup>27</sup> sowie weitere Tests in Frankreich (Faruqui und Sergici, 2010)<sup>28</sup> und Stamminger, 2013<sup>29</sup>) und Norwegen (Saele und Grande, 2011)<sup>30</sup> analysiert. Zusätzlich zu den dort nachzulesenden Ergebnissen ist der Feldtest von Di Cosmo et al. (2014)<sup>31</sup> zu erwähnen, in dem in 5.000 Haushalten (Experimental- und Kontrollgruppe) der Effekt von statisch-zeitabhängigen Tarifen (Time of Use, TOU), mit umfassender Information der KundInnen zum Tarif, getestet wurden. Sie finden heraus, dass die Experimentalgruppe ihren Stromverbrauch speziell zu Spitzenlastzeiten, aber auch allgemein verringert. Weitere Reaktionen der EndkundInnen aufgrund von Steigerungen der Preisdifferenzen zwischen Spitzen- und Grundlastzeiten lassen sich kaum zeigen.

---

<sup>23</sup> Horowitz S., Lave L. (2014): Equity in Residential Electricity Pricing. The Energy Journal 35/2, S. 1-23.

<sup>24</sup> Kollmann A., Moser S., de Bruyn K., Schwarz M., Fehringer K. (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der JKU Linz, Linz, Dezember 2013.

<sup>25</sup> Elbe C., Moser S., Schmutzger E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

<sup>26</sup> Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

<sup>27</sup> Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. e-Energy Programm „MeRegio“. IEWT.

<sup>28</sup> Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

<sup>29</sup> Stamminger (2013): Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff model. ECEEE Summer Study.

<sup>30</sup> Saele und Grande (2011): Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. IEEE Transactions on Smart Grid.

<sup>31</sup> Di Cosmo V., Lyons S., Nolan A. (2014): Estimating the Impact of Time-Of-Use Pricing on Irish Electricity Demand. The Energy Journal 35/2, S. 117-136.

### 3.4 Persistenz der Einsparung bzw. Lastverlagerung

Oftmals wird darauf verwiesen, dass das Interesse an Tarifmodellen oder Verbrauchsinformationen ein nachlassendes sei. Aus Feldtests können folgende Erfahrungen abgeleitet werden:

**Konstante Einsparung:** Bei Event-Tarifen der Kategorie „Critical Peak Pricing“ (CPP, vgl. 2.3.4.10) wurde in einem US-Feldtest keine verringerte Beteiligung im zweiten Jahr festgestellt (12% Einsparung im ersten Jahr, 13% im zweiten Jahr).<sup>32</sup> Agsten et al. (2012) stellen eine Persistenz bis zum Ende des Feldtests fest: *„Der Effekt der Energieeinsparung hat sich im gesamten Testzeitraum verfestigt. Auch die Einspar- und Lastverschiebungspotenziale beim Event-Tarif sind nahezu konstant geblieben.“*<sup>33</sup> Prof. Stamminger sagt im ExpertInnenworkshop zum Bereich Haushalte im Projekt LoadShift<sup>34</sup> zum deutschen Projekt Smart-A, dass das Interesse auch im zweiten Jahr erhalten blieb.

Hillemacher et al. (2013) zeigen, dass selbst bei fast ausschließlich manuellen Reaktionsmöglichkeiten auf einen am Tag zuvor angekündigten Echtzeittarif mit Preisniveaus (Day-Ahead Real Time Level Pricing, vgl. 2.3.4.8) über einen längeren Zeitraum hinweg eine Beteiligung bestehen bleibt.<sup>35</sup>

Karg et al. (2013, S.114ff) bzw. ExpertInnen weisen darauf hin, dass im Rahmen des deutschen E-Energy-Forschungsprogramms auch in anderen Feldtests eine stabile Beteiligung erzielt werden konnte.<sup>36</sup>

**Verringerte Einsparung:** Dem widersprechend wurden aber auch starke Verringerungen beim Beitrag der TeilnehmerInnen schon nach drei Monaten festgestellt (Tabelle 3-1).<sup>37</sup> Bei Event-Tarifen der Kategorie „Critical Peak Pricing“ wird dann eine hohe Wirkung erzielt, wenn diese selten im Jahr ausgerufen werden.<sup>38</sup>

Tabelle 3-1: Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe. Als Preisstufen wurden die Ampelfarben rot für Hochtarif, Gelb für Normaltarif und Grün für Niedertarif gewählt. Quelle: Frey (2013).<sup>39</sup>

Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe		
Verglichene Preisstufen	Kunden in den ersten 3 Monaten	Kunden nach 3 Monaten
Grün gegen rot	25-35%	7-12%
Grün gegen gelb	10-22%	4-7%
Gelb gegen rot	3-15%	2-4%

<sup>32</sup> Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of regulatory economics Vol. 38/2, S. 193-226.

<sup>33</sup> Agsten et al. (2012): Abschlussbericht eTelligenz – Neue Energien brauchen neues Denken. [http://www.e-energy.de/documents/eTelligenz\\_Projektbericht\\_2012.pdf](http://www.e-energy.de/documents/eTelligenz_Projektbericht_2012.pdf) (2014-09-18).

<sup>34</sup> Elbe C., Moser S., Schmutzger E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

<sup>35</sup> Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. 8. IEWT an der TU Wien, Wien, 2013.

<sup>36</sup> 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.

<sup>37</sup> Frey H. (2013): MeRegio: Erkennen und Beseitigen von Netzengpässen. E-Energy Abschlusskongress, Berlin, 17./18. Januar 2013. Präsentation.

<sup>38</sup> Elbe C., Moser S., Schmutzger E., Frank F., Muggenhumer G. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten. Projektbericht 6/9.

<sup>39</sup> Frey H. (2013): MeRegio: Erkennen und Beseitigen von Netzengpässen. E-Energy Abschlusskongress, Berlin, 17./18. Januar 2013. Präsentation.

### 3.5 Relevante Ergebnisse des Projekts LoadShift<sup>40</sup>

Grundbedingung für jede Realisierung eines Lastverschiebungspotenzials ist, dass dieses technisch-theoretisch besteht und grundsätzlich zu heben ist. **LoadShift hat nachgewiesen, dass Lastverschiebungspotenzial in Österreich bestehen.** Ergebnisse bezüglich des Potenzials werden im Flex-Tarif-Arbeitspapier 2/9 Rahmenbedingungen angeführt.

Darüber hinaus hat das Projekt LoadShift wertvolle Ergebnisse hinsichtlich der Barrieren und Motivationen geliefert, welche die Attraktivität bzw. Akzeptanz von flexiblen Tarifen bzw. Lastverschiebungen durch die KundInnen beeinflussen. Zu den spezifischen Ergebnissen zählen die Ergebnisse des ExpertInnenworkshops im Bereich Haushalte, das Resümee zu den Feldtestergebnissen und der Katalog der Hemmnisse für Lastverschiebung im Bereich Haushalte sowie der der Hemmnisse für Lastverschiebung im Bereich Industrie (siehe entsprechende Projektberichte von LoadShift).

---

<sup>40</sup> Kollmann A., de Bruyn K., Moser S., Schmidthaler M., Amann C., Elbe C., Schmutzger E., Kraußler A., Reinhofer-Gubisch M., Pucker J., Frantes B. (2014): LoadShift – Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Endbericht, 2014.